SEGUNDA EDICIÓN

Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía



Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía – Segunda edición

Publicado bajo la licencia internacional
Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 (CC BY-NO-SA)

Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía

Segunda edición

DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE LOS ESTADOS UNIDOS
El secretario de comercio
Washington, D.C. 20230

Desde 2013, la iniciativa Power Africa del Gobierno de los Estados Unidos tiene como objetivo movilizar recursos técnicos, jurídicos y financieros para contribuir a duplicar el acceso a la electricidad en África subsahariana. A través de una amplia red de socios de los sectores público y privado, Power Africa colabora con decenas de gobiernos africanos para facilitar el desarrollo de proyectos energéticos a una escala que permita superar el déficit energético del continente. Me siento especialmente orgulloso del papel protagónico que desempeña el sector privado estadounidense en esta iniciativa de desarrollo. Considero que Power Africa constituye uno de los mejores modelos de colaboración entre el Gobierno de los Estados Unidos y el sector privado para lograr resultados positivos tanto en el ámbito comercial como en el de las políticas públicas.

Uno de los aspectos más importantes de Power Africa es la manera en que facilita el libre intercambio de información entre los socios de los sectores público y privado. Como parte de esta iniciativa, Power Africa ha elaborado una serie de manuales de acceso abierto con el fin de establecer un consenso sobre las mejores prácticas para el desarrollo exitoso de proyectos energéticos. La serie *Orientación para comprender* consta ya de cinco manuales, con 55.000 ejemplares impresos y decenas de miles de descargas en línea. Es un honor para mí presentar esta actualización del primer manual que dio inicio a toda la serie: *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía*. En consonancia con el enfoque de Power Africa en materia de accesibilidad, la última edición del manual continúa ofreciendo explicaciones en un lenguaje sencillo e incluye nuevos capítulos sobre algunas de las tendencias más innovadoras del mercado eléctrico actual.

Al igual que en ediciones anteriores, la elaboración de este manual, coordinada por el Programa de Desarrollo del Derecho Comercial (CLDP) del Departamento de Comercio de los Estados Unidos y el Fondo Africano de Apoyo Jurídico (ALSF) del Banco Africano de Desarrollo, fue un proceso consultivo en el que participaron organismos del Gobierno de los Estados Unidos, gobiernos africanos, instituciones multilaterales y partes interesadas del sector privado. Cabe destacar que todos los autores participaron de forma voluntaria y que, en conjunto, dedicaron más de 1000 horas a lo largo de cinco (largos) días a la elaboración de un recurso que refleja sus conocimientos y experiencia colectivos. Estoy profundamente agradecido por sus contribuciones y por el papel fundamental que ha desempeñado el Departamento de Comercio de los Estados Unidos en la elaboración y puesta a disposición de este recurso para lectores de todo el mundo.

Atentamente,



Wilbur Ross
Secretario de Comercio de EE. UU.

CONTENIDOS

1. PRÓLOGO

2. INTRODUCCIÓN

3. LOS PROYECTOS ENERGÉTICOS EN SU CONTEXTO

3.1 Introducción 18
3.2 Mercados de generación eléctrica 19
3.3 Fomento de la inversión privada 29
3.4 Contratación de electricidad 32
3.5 Requisitos ambientales y sociales 35
3.6 Resumen de los puntos clave 39

4. EL ACUERDO DE COMPRA DE ENERGÍA

4.1 Introducción 42
4.2 Orígenes de un PPA 43
4.3 Redacción del PPA 49
4.4 Memorandos de entendimiento (MdE) 52
4.5 Contratos relacionados con el proyecto 56
4.6 Consideraciones relativas a los plazos 59
4.7 Resumen de los puntos clave 63

5. FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS

5.1 Introducción 66
5.2 Financiamiento de proyectos 67
5.3 Financiabilidad 74
5.4 Apoyo crediticio para las obligaciones del comprador de energía 81
5.5 Acuerdos directos relativos al PPA 85
5.6 Resumen de los puntos clave 87

6. DISPOSICIONES FINANCIERAS

6.1 Introducción 90
6.2 Estructuras tarifarias 91
6.3 Facturación y pagos 109
6.4 Exenciones tributarias 111
6.5 Resumen de los puntos clave 113

7. ASIGNACIÓN Y MITIGACIÓN DEL RIESGO

7.1 Introducción 116
7.2 Riesgos durante las fases de desarrollo y construcción 118
7.3 Riesgos durante la fase de operación 129
7.4 Régimen cambiario 141
7.5 Otros riesgos 145
7.6 Fuerza mayor 155
7.7 Seguros 159
7.8 Resumen de los puntos clave 161

8. INCUMPLIMIENTO Y RESCISIÓN

8.1 Introducción 164
8.2 Tipos de incumplimiento 165
8.3 Notificaciones, plazos de subsanación y derechos de los prestamistas 170
8.4 Eventos que no constituyen incumplimiento 175
8.5 Obligaciones posteriores a la rescisión 176
8.6 Resumen de los puntos clave 185

9. OTRAS DISPOSICIONES DEL PPA

9.1 Introducción 188
9.2 Resolución de controversias 189
9.3 Contenido local y participación local 194
9.4 Vencimiento del PPA 198
9.5 Confidencialidad 199
9.6 Disposiciones estándar 200
9.7 Resumen de los puntos clave 202

10. OTROS TIPOS DE PPA

10.1 Introducción 204
10.2 Generación para autoconsumo 205
10.3 Electricidad transfronteriza 209
10.4 Energía de emergencia 214
10.5 Resumen de los puntos clave 217

11. GLOSARIO

12. SIGLAS

13. OTROS RECURSOS

Prólogo

La electricidad es el motor del progreso en el mundo moderno. Aumenta la productividad al ampliar el tiempo disponible para trabajar y estudiar. Impulsa la innovación en nuestras fábricas. Desde las telecomunicaciones hasta el transporte, la energía es esencial para prácticamente todos los aspectos de nuestro mundo: un mundo cada vez más dinámico e interconectado. Por ello, la inversión en infraestructura energética debe formar parte de cualquier estrategia de desarrollo económico. Esto es válido tanto para las iniciativas generales de crecimiento económico en los países emergentes como para las iniciativas específicas de crecimiento rural en los países desarrollados.

Sin embargo, el carácter transformador de los proyectos energéticos también conlleva ciertos riesgos. Dado que los proyectos energéticos son especialmente importantes en los mercados donde existe escasez de energía, suelen implicar niveles sin precedentes de inversión y complejidad financiera en dichos mercados. Como consecuencia, se ha convertido en una práctica habitual celebrar contratos a largo plazo que brinden la previsibilidad y estabilidad necesarias para cualquier proyecto empresarial de esa duración. Este tipo de contrato se denomina "Acuerdo de compra de energía" (PPA, por sus siglas en inglés), y estos acuerdos han contribuido a impulsar el crecimiento y desarrollo de proyectos de generación independiente de energía eléctrica en todo el mundo.

El objetivo de este manual es ofrecer una visión general de los acuerdos de compra de energía (PPA), así como de las obligaciones, los riesgos y los recursos que estos contemplan. Nuestro grupo de autores, todos los cuales participaron sin remuneración, está integrado por representantes de gobiernos, bancos de desarrollo, bancos privados y destacados bufetes internacionales de abogados. Esperamos que, al ofrecer las perspectivas de las distintas partes que intervienen en el proceso de negociación de los PPA, podamos brindar al lector una visión equilibrada de los desafíos que plantean estos acuerdos, así como una perspectiva práctica sobre cómo superarlos durante la negociación de estos complejos instrumentos. Por encima de todo, queremos transmitir al lector que la clave para el éxito de un PPA radica en abandonar la idea de que se trata de un proceso confrontativo y adoptar, en su lugar, una estrategia de cooperación y coordinación. Únicamente mediante este enfoque equilibrado se pueden mitigar los riesgos y obtener los beneficios para todas las partes implicadas.

Esta segunda edición del manual incluye perspectivas adicionales y casos prácticos sobre la negociación de acuerdos de compra de energía, tanto para proyectos de pequeña como de gran escala, además de nuevas orientaciones sobre cuestiones emergentes en los mercados energéticos, como los acuerdos de compra de energía para el sector comercial e industrial y los acuerdos transfronterizos.

El manual se elaboró utilizando el método Book Sprint (*http://www.booksprints.net/*), que permite redactar, editar y publicar una obra completa en tan solo cinco días. Nuestra experiencia comenzó con un animado intercambio de ideas y pronto dio paso a un ritmo frenético de redacción, con pausas ocasionales para incorporar ideas brillantes y reflexiones clave. En algunos temas hubo un grado de consenso sorprendente y, en otros, un nivel de debate inesperado. El resultado es una obra que refleja este trabajo en equipo, y no las opiniones personales de los autores ni de las instituciones a las que representan.

Los autores desean expresar su agradecimiento a Barbara Rühling, nuestra facilitadora de Book Sprint, por su paciente orientación y su firme liderazgo. Asimismo, desean agradecer a Henrik van Leeuwen y Lennart Wolfert por transformar nuestros apresurados bocetos en ilustraciones tan atractivas y significativas. También se debe reconocer la incansable labor del equipo remoto de Book Sprints: Raewyn Whyte (corrección de estilo), Julien Taquet y Katerina Michailidi (apoyo técnico). La elaboración del manual sobre adquisiciones en proyectos energéticos requirió una considerable labor de planificación y desarrollo. Los autores desean reconocer la labor de las siguientes personas e instituciones, que contribuyeron a orientar el diálogo y generar consenso en torno a la necesidad de este manual: Megan Taylor (Power Africa); Toyin Ojo (Fondo Africano de Apoyo Jurídico); y Joe Yang (Programa de Desarrollo del Derecho Comercial). Los autores desean asimismo agradecer el generoso apoyo financiero y logístico brindado por el programa Power Africa de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y el Fondo Africano de Apoyo Jurídico (ALSF).

Con el fin de continuar la tradición de intercambio de conocimientos de acceso abierto que constituye la esencia de la serie *Orientación para comprender* de Power Africa, este manual pretende reflejar el carácter dinámico del proceso de Book Sprint y servir no solo como obra de referencia, sino también como punto de partida para fomentar el debate y la investigación académica. El manual se publica bajo la licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional (CC BY NO SA). Al elegir esta licencia de publicación, cualquier persona puede

copiar, extraer fragmentos, adaptar, traducir y reutilizar el texto para cualquier fin no comercial sin necesidad de solicitar autorización a los autores, siempre que la obra resultante se publique también bajo una licencia Creative Commons. El manual se publica inicialmente en inglés, y próximamente se publicarán ediciones en francés, portugués y español. El manual está disponible en formato digital en *http://cldp.doc.gov/Understanding*, así como en formato impreso. También puede utilizarse como recurso interactivo en línea. Muchos de los autores que colaboraron en la elaboración de este manual también se han comprometido a trabajar dentro de sus respectivas instituciones para adaptarlo y utilizarlo como base para cursos de capacitación e iniciativas de asistencia técnica.

Llevar electricidad a las comunidades desatendidas constituye un ejemplo poco común de una meta compartida por todos en un mundo en el que abundan las prioridades de desarrollo que compiten entre sí. Los gobiernos, las empresas privadas, los bancos privados y las instituciones de desarrollo trabajan incansablemente para alcanzar el objetivo de la electrificación. Si este manual contribuye de alguna manera a acercarnos al propósito común de ampliar el acceso a la electricidad, lo consideraremos un éxito rotundo.

Los autores de esta segunda edición desean reconocer y agradecer las contribuciones de los autores de la primera edición de este manual, entre ellos Mahib Cisse, director de inversiones del Banco Africano de Desarrollo (Costa de Marfil); Patrick M. Dougherty, asesor jurídico sénior del Banco Mundial (Estados Unidos); Allen B. Leuta, exjefe del departamento jurídico de Africa Standard Bank (Sudáfrica); Anastas P. Mbawala, director de electricidad de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Energía y Agua (Tanzania); Eluma Obibuaku, vicepresidente de energía de African Finance Corporation (Nigeria); Michael Tam, socio de Berwin Leighton Paisner LLP (Hong Kong); Tim Scales, socio de Allen & Overy LLP (Reino Unido/Francia); Amir Shaikh, exasesor jurídico jefe del Fondo Africano de Apoyo Jurídico (Costa de Marfil); y Toyin Ojo, asesor jurídico sénior del Fondo Africano de Apoyo Jurídico (Costa de Marfil).

Atentamente,

Los autores colaboradores

Mohamed Badissy
Profesor adjunto
Escuela de Derecho de Penn State Dickinson
(Estados Unidos)

Alex Evans
Asesor jurídico general adjunto
Corporación Financiera de Desarrollo Internacional de EE. UU.
(Estados Unidos)

Nnaemeka Ewelukwa
Director general y director ejecutivo (CEO)
Nigerian Bulk Electricity Trading PLC
(Nigeria)

Jay Govender
Director y jefe del Sector de Proyectos y Energía
Cliffe Dekker Hofmeyr Inc.
(Sudáfrica)

Ryan T. Ketchum
Socio
Hunton & Williams LLP
(Reino Unido)

Charles Liebenberg
Director financiero
AMEA Power
(EAU)

Mohammed Loraoui
Abogado asesor
Departamento de Comercio de EE. UU.
(Estados Unidos)

Subha Nagarajan
Directora general, GCA
GE Capital Energy Financial Services
(Estados Unidos)

Gadi Taj Ndahumba
Jefe del sector de energía
Fondo Africano de Apoyo Jurídico (ALSF)
(Costa de Marfil)

Justin Pavry
Director jurídico adjunto, Financiamiento de deuda y de proyectos
CDC Group PLC
(Reino Unido)

Omar Vajeth
Oficial de inversiones
Banco Africano de Desarrollo
(Sudáfrica)

Introducción

El acuerdo de compra de energía (PPA) es el contrato fundamental de todo proyecto independiente de generación de energía eléctrica y puede revestir especial importancia en los mercados emergentes. Aunque constituye un requisito indispensable para el éxito de un proyecto energético, el PPA es tan solo uno de los componentes de una transacción del sector energético. Antes de intentar atraer capital al país, el gobierno anfitrión y el comprador de energía deberían trabajar conjuntamente para crear un entorno propicio. Por lo general, esto incluye realizar pronósticos exhaustivos de carga y demanda, garantizar que exista o esté prevista una infraestructura de transmisión adecuada y establecer un marco regulatorio predecible y estable que favorezca procesos de contratación claros y transparentes.

En el contexto actual, caracterizado por la escasez de capital público y capital concesional, los gobiernos y las empresas de servicios públicos que opten por el financiamiento de proyectos deberán sopesar cuidadosamente las exigencias de los patrocinadores y los prestamistas. Resulta fundamental comprender cuáles son sus principales preocupaciones para evitar que el proyecto fracase.

Dado que el PPA es el acuerdo que define la estructura de los flujos de caja de un proyecto, constituye un elemento decisivo para la financiabilidad de la operación. Esto también significa que la solvencia crediticia del comprador de energía será uno de los focos principales del análisis crediticio que los prestamistas hagan del proyecto. Por lo tanto, los prestamistas pueden exigir que se incorporen a la operación instrumentos de mejora crediticia, como ser garantías del gobierno, con el fin de mitigar los riesgos que afectan al flujo de ingresos.

Una adecuada asignación de riesgos, tanto en términos generales como, en particular, dentro del régimen de rescisión, es igualmente determinante para el éxito del proyecto. Al negociar un PPA, es necesario asignar adecuadamente riesgos como los retrasos en la construcción, los eventos de fuerza mayor política y natural, y la convertibilidad y transferibilidad de divisas. Si bien las partes negociarán los pagos por rescisión, existen prácticas de mercado bien arraigadas que establecen las consecuencias habituales del incumplimiento de un PPA en el contexto del financiamiento de proyectos. Por lo tanto, es importante conocer las expectativas del mercado para mantenerse dentro del rango de resultados contractuales que los promotores y los prestamistas puedan

aceptar, al tiempo que se procura negociar las mejores condiciones posibles para la parte a la que se representa.

¿A quién está dirigido este manual?

Este manual está concebido principalmente como un recurso práctico para los funcionarios públicos que participan en la redacción y negociación de PPA. En él se presentan el contexto y las principales consideraciones para la elaboración de un PPA, con especial atención a sus cláusulas más importantes. Este manual recoge los conocimientos y la experiencia colectivos de un amplio y diverso grupo de profesionales que llevan décadas dedicados al desarrollo de proyectos energéticos en todo el mundo.

En esencia, el objetivo de este manual es ofrecer al lector una visión no solo de los temas que le resultan de mayor interés, sino también de las perspectivas y motivaciones de las demás partes interesadas. A menudo, la forma más eficaz de llegar a un acuerdo consiste en ponerse en el lugar de la otra parte. Adoptar esta perspectiva puede facilitar considerablemente las negociaciones.

¿Cuál es el alcance de este manual?

En los últimos años, desde la publicación de la primera edición de este manual, el mercado eléctrico africano ha enfrentado nuevos desafíos. El manual *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía* se centra en el funcionamiento y los aspectos específicos de los PPA. Esta última edición incluye perspectivas adicionales y casos prácticos sobre la negociación de PPA tanto para proyectos de pequeña como de gran escala, además de nuevas orientaciones sobre cuestiones emergentes, como los PPA comerciales e industriales, los PPA transfronterizos y las energías renovables.

Entre los demás manuales de la serie *Orientación para comprender* se encuentra *Orientación para comprender el financiamiento de proyectos energéticos*, que se centra en las estructuras y los mecanismos de financiamiento que pueden utilizarse para financiar proyectos privados independientes de generación de energía eléctrica. El manual *Orientación para comprender las opciones de gas natural y GNL*, elaborado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, constituye una guía detallada sobre el desarrollo de las actividades upstream y downstream del gas natural. El manual *Orientación para comprender la contratación de proyectos energéticos* analiza la complejidad de la contratación de proyectos energéticos de propiedad privada.

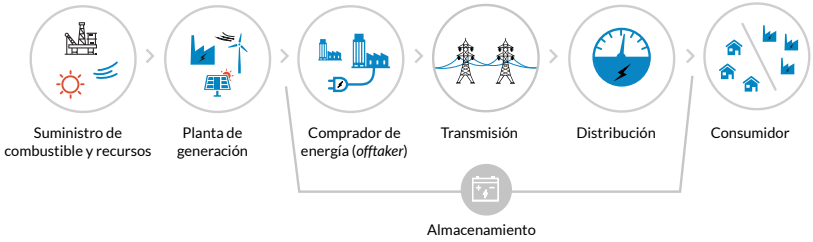
3. Los proyectos energéticos en su contexto

3.1 Introducción

En este capítulo se ofrece una visión general de cómo la electricidad generada por las centrales eléctricas llega hasta nuestros hogares y empresas. En él se describen los distintos tipos de instalaciones de generación y se explica cómo se compra y vende la electricidad. Además, se describen los distintos actores que participan en el mercado de generación eléctrica y el ciclo de vida de una central.

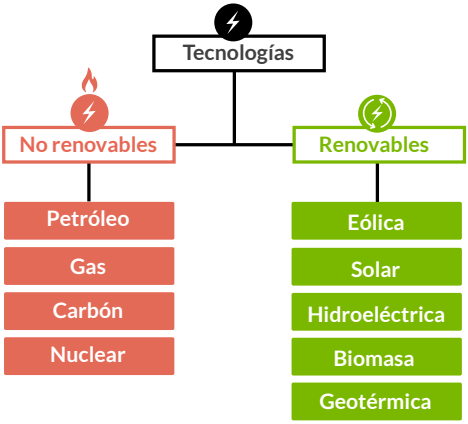
3.2 Mercados de generación eléctrica

El siguiente diagrama muestra los diferentes segmentos del mercado eléctrico. Estos segmentos son: (a) generación eléctrica, (b) transmisión de electricidad y (c) distribución de electricidad. La generación eléctrica es el proceso mediante el cual se produce electricidad a partir de diversas fuentes de energía primaria. La transmisión consiste en transportar esta electricidad a alta tensión y a grandes distancias, desde los generadores hasta las empresas distribuidoras o comercializadoras. A continuación, las empresas distribuidoras transportan la electricidad a través de las redes de distribución para suministrarla a los consumidores residenciales y comerciales.



Tipos de generación eléctrica

La electricidad puede generarse a partir de fuentes renovables (como ser energía eólica, solar, hidroeléctrica, de biomasa y geotérmica) o de fuentes no renovables (como ser petróleo, gas natural, carbón y energía nuclear). Las centrales eléctricas que generan electricidad a partir de combustibles no renovables (con la excepción de las centrales nucleares) se denominan generalmente centrales térmicas.



A efectos de este manual, muchos de los temas abordados son aplicables tanto a las centrales que generan electricidad con recursos renovables como a las que utilizan recursos no renovables. Siempre que sea posible, el manual señalará las distintas consideraciones que deban tenerse en cuenta según el tipo de combustible. Aunque la energía nuclear también constituye una posible fuente de generación eléctrica, queda fuera del alcance de este manual debido a su complejidad y al grado de especialización que requiere.

Existen diversas fuentes de información que explican en detalle las diferencias entre las distintas tecnologías utilizadas para generar electricidad. Estas diferencias son importantes. Cada tecnología tendrá distintas implicaciones para la estructura del acuerdo de compra de energía (PPA) y para los precios que se paguen. Un PPA es un contrato entre dos partes: una que produce o genera electricidad para su venta (el vendedor) y otra que desea adquirirla (el comprador de energía). Este contrato también se denomina en ocasiones contrato de compra (*offtaker agreement*). En la lista de recursos adicionales que figura al final de este manual puede encontrarse información sobre algunas de estas tecnologías.

Mercados mayoristas y minoristas

Existe una distinción entre el mercado eléctrico de compra mayorista y el de compra minorista. En el mercado mayorista, los compradores adquieren electricidad en bloque directamente del generador, en el punto de generación o en sus proximidades.

A continuación, esta electricidad se transmite a través de las líneas de transmisión y las redes de distribución hasta los consumidores residenciales y comerciales del mercado minorista.

¿Cuánta electricidad puede producir una central eléctrica?

La capacidad de una central eléctrica se mide en los megavatios (**MW**) que son capaces de producir. Un megavatio es una unidad de medida que equivale a 1.000 kilovatios. Un kilovatio (**kW**) equivale a 1. 000 vatios (W) de potencia.

¿Cómo se compra y se vende la electricidad?

Un kilovatio-hora (**kWh**) es una unidad de energía equivalente al consumo continuo de un kilovatio (o 1.000 vatios) de electricidad durante una hora. Del mismo modo, un megavatio-hora (**MWh**) es una unidad de energía equivalente al consumo continuo de 1.000 kilovatios de electricidad durante una hora. La capacidad se contrata en MW y, en muchos casos, se paga aunque no llegue a utilizarse. La energía se compra y se vende en MWh o kWh, y solo se paga cuando se consume.

¿Qué significa todo esto?

Veamos un breve ejemplo: Si una central eléctrica tiene una capacidad nominal calculada de 10 MW, cabe esperar que pueda generar hasta 10 MW de energía en cualquier momento. Si una central de 10 MW funciona a plena capacidad a un ritmo constante durante una hora, producirá 10 MWh (10.000 kWh) de electricidad. Si la tarifa es de USD 0,10 por kWh, la central puede generar electricidad por un valor de USD 1.000 por cada hora de funcionamiento.

¿Cómo llega la electricidad desde la central eléctrica hasta los consumidores?

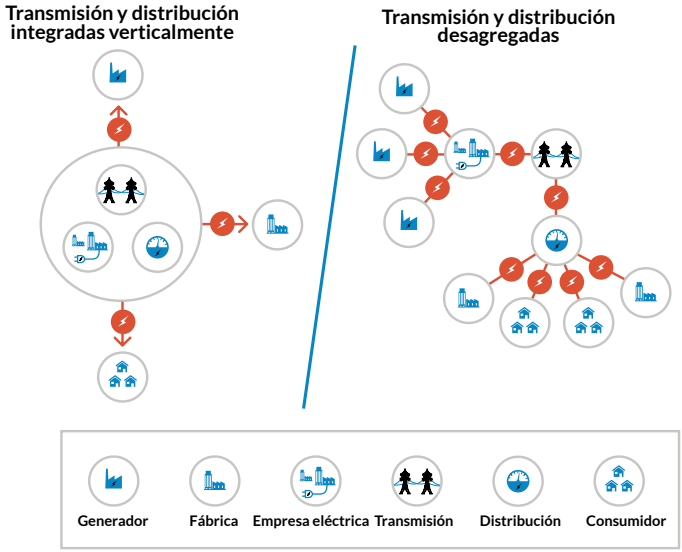
La responsabilidad de inyectar la electricidad a la red eléctrica y de interconectarse con ella varía de una jurisdicción a otra, según la central opere en un sistema integrado verticalmente o en uno desagregado.

¿Cuál es la diferencia entre las estructuras "integradas verticalmente" y las "desagregadas" del sector eléctrico?

En función del marco jurídico y regulatorio y de la naturaleza de las reformas del mercado eléctrico que se estén llevando a cabo en un país, suelen existir dos tipos de estructuras en el sector eléctrico: los sistemas integrados verticalmente y los sistemas desagregados.

Un sistema integrado verticalmente es aquel en el que las funciones de mercado relacionadas con la compra, la transmisión y la distribución de electricidad están concentradas en una sola entidad: el comprador de energía. En este tipo de sistema, el comprador de energía suele asumir la responsabilidad de transmitir la electricidad que el vendedor produce y le vende. Además, en este sistema el comprador de energía tiene la obligación de conectar la central eléctrica a la red a más tardar en una fecha determinada, de modo que la electricidad pueda venderse en cuanto esté disponible.

Un sistema desagregado es aquel en el que una o varias de estas funciones no son responsabilidad del comprador de energía, sino que son asumidas por otra entidad. El grado de esta separación dependerá de la vía específica de reforma del sector eléctrico adoptada en cada jurisdicción.



¿Por qué es relevante todo esto? Es importante debido al número de partes que intervienen en cada sistema. Cuantas más partes participen en el sistema, mayores serán los riesgos que deberán asignarse adecuadamente entre las partes. Esto influirá en la estructura del proyecto y en las partes sobre las que puedan recaer los distintos riesgos.

Cabe destacar que la estructura del sector eléctrico de cada país puede no encajar perfectamente en las categorías descritas anteriormente. En función de la vía de reforma adoptada, suelen existir distintas etapas en el desarrollo de un mercado eléctrico, que a menudo comienzan con un único comprador público y evolucionan hacia una participación cada vez mayor de los productores independientes de energía eléctrica, las empresas eléctricas de capital privado y otros participantes del sector privado. En términos generales, el objetivo puede consistir en pasar progresivamente de una estructura monopólica del sector a un mercado más competitivo, en el que los consumidores dispongan gradualmente de una mayor variedad de proveedores entre los cuales elegir. Esta transición suele verse facilitada por un organismo regulador creado en el marco del proceso de reforma. Con el tiempo, podría surgir un **mercado de corto plazo o venta inmediata** (***spot***), en el que la sociedad del proyecto que participe en un mercado mayorista organizado pueda vender electricidad al precio de mercado vigente, sin un contrato de precio fijo.

En algunas jurisdicciones, pueden existir modelos de mercado híbridos en los que los productores que cuentan con PPA sigan teniendo el derecho o la obligación de vender electricidad en el mercado de corto plazo (*spot*).

Funciones de los actores

¿Quiénes son los distintos actores que participan en la negociación de un PPA y cuáles son sus principales funciones?

Actores principales	*Actores secundarios*
• Comprador de energía (*offtaker*) • Sociedad del proyecto (vendedor)	• Gobierno del país anfitrión • Regulador • Consumidores • Empresa de transmisión de electricidad • Empresa de distribución • Prestamistas • Empresa constructora (contratista EPC) • Operador de la planta • Proveedor de combustible • Operador del sistema

Los principales actores suelen ser el comprador de energía y la sociedad del proyecto. En función del marco jurídico y regulatorio, algunos de los actores secundarios también pueden ser partes signatarias del PPA.

Actores principales

Sociedad del proyecto (vendedor)

La sociedad del proyecto es la propietaria del proyecto energético y la vendedora de la electricidad. Esta entidad también se denomina en ocasiones "productor independiente de energía eléctrica" (IPP, por sus siglas en inglés), "promotor del proyecto energético" o "generador".

Comprador de energía (offtaker)

El comprador de energía es la entidad que adquiere la electricidad. Por lo general, se trata de una empresa eléctrica, que a menudo es estatal.

Actores secundarios

Gobierno del país anfitrión

El gobierno del país anfitrión suele participar en diversas etapas de la negociación del acuerdo de compra de energía (PPA). Su papel varía considerablemente en función del marco jurídico y regulatorio de cada país.

El principal organismo gubernamental que interviene suele ser el Ministerio de Energía, que establece las políticas para el sector energético del país anfitrión. Entre los demás organismos públicos participantes pueden figurar los ministerios de Hacienda y de Planificación, los organismos de promoción de inversiones, el Banco Central, las autoridades fiscales, el Ministerio de Medio Ambiente o de Recursos Naturales, el Ministerio de Tierras, el Ministerio de Arqueología, la Fiscalía General y el poder legislativo.

Regulador

Por lo general, los reguladores del sector eléctrico deben aprobar cualquier PPA antes de que el comprador de energía pueda celebrarlo. El organismo regulador se encarga de fijar o aprobar las tarifas y de garantizar el cumplimiento de las normas del sector en todo el mercado. La regulación suele implicar un delicado equilibrio entre la protección de los intereses de los consumidores y la necesidad de garantizar que los productores independientes de energía eléctrica (IPP, por sus siglas en inglés) cuenten con incentivos razonables para desarrollar proyectos energéticos en el país.

Consumidores

Si bien no forman parte de los PPA, los consumidores de baja tensión se ven indudablemente afectados por ellose: los costos de construcción y operación de la central eléctrica se trasladarán (o deberían trasladarse) en última instancia a los consumidores a través de las tarifas minoristas (es decir, del precio) que pagan los usuarios por la electricidad.

Los consumidores de alta tensión pueden negociar un PPA directamente con el vendedor si reciben la electricidad directamente de este.

Empresas de transmisión

Las empresas de transmisión se encargan de transportar a alta tensión la electricidad generada por el vendedor hasta las redes de distribución del país. En una estructura integrada verticalmente, la empresa de transmisión será, por lo general, también el comprador de energía.

En una estructura desagregada, y según la naturaleza de esa desagregación (como se explicó anteriormente), la empresa de transmisión puede participar o no directamente en las negociaciones de los PPA.

Empresas de distribución

Las empresas de distribución se encargan de suministrar la electricidad a los consumidores y de cobrar la tarifa correspondiente. En un modelo integrado verticalmente, el comprador de energía también puede encargarse de la distribución.

Prestamistas

Los productores independientes de energía eléctrica (IPP) rara vez pueden financiar por sí solos el 100 % de los costos del proyecto. Por lo general, los IPP recurren a créditos de prestamistas para financiar los proyectos energéticos. Los prestamistas suelen participar activamente en las negociaciones del acuerdo de compra de energía (PPA). Si el PPA no resulta aceptable para los prestamistas, es posible que deba renegociarse antes de que estos acepten otorgar el financiamiento.

Existen varios tipos de prestamistas. Los bancos comerciales suelen otorgar préstamos principalmente con fines de lucro. Las instituciones financieras de desarrollo (IFD) otorgan financiamiento con el objetivo de obtener una rentabilidad comercial y, al mismo tiempo, generar un impacto en el desarrollo. Las IFD pueden ser multilaterales o bilaterales; pueden estar integradas por varios países o pertenecer a un solo país. Las agencias de crédito a la exportación suelen ofrecer financiamiento para la adquisición de equipos.

Proveedor de combustible

Es la empresa que suministra combustible a la central eléctrica, normalmente a una central térmica, en virtud de un contrato a largo plazo en el que se fijan el volumen (poder calorífico o valor energético) y el precio o, como mínimo, la fórmula de determinación del precio.

Empresa constructora (contratista EPC)

La empresa constructora es responsable de construir la central conforme a las especificaciones acordadas con la sociedad del proyecto, a fin de garantizar que esta pueda cumplir sus obligaciones de producción o capacidad, tal como se definen en el acuerdo de compra de energía (PPA).

Operador de planta

El operador de la central es responsable de garantizar que esta se opere y mantenga de conformidad con las obligaciones de la sociedad del proyecto en virtud del PPA.

Operador del sistema

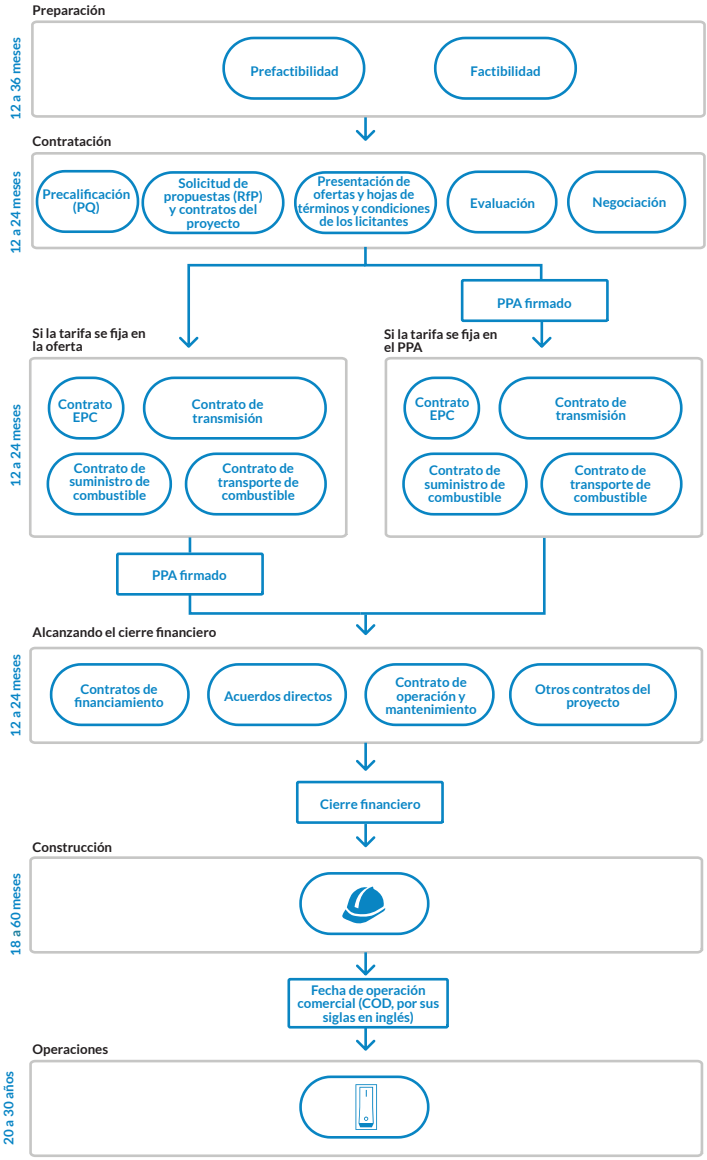
El operador del sistema gestiona el funcionamiento de la red eléctrica.

Ciclo de vida de un proyecto de generación

El siguiente gráfico ofrece una visión general de un proyecto de generación de electricidad, con sus fases de preparación, contratación y negociación, construcción y ejecución. El PPA constituye una parte fundamental de la fase de contratación del proyecto. Aunque la negociación de un PPA puede requerir bastante tiempo, este regirá el proyecto durante los siguientes 20 a 30 años y sentará las bases para su financiamiento, desarrollo, construcción, operación y mantenimiento.

Diagrama del ciclo de vida de un proyecto de generación:

Los plazos que figuran en el diagrama son meramente ilustrativos y puede existir cierto traslape entre ellos.


Preparación
12 a 36 meses
Prefactibilidad
Factibilidad
Contratación
12 a 24 meses
Precalificación (PQ)
Solicitud de propuestas (RfP) y contratos del proyecto
Presentación de ofertas y hojas de términos y condiciones de los licitantes
Evaluación
Negociación
PPA firmado
Si la tarifa se fija en la oferta
Si la tarifa se fija en el PPA
12 a 24 meses
Contrato EPC
Contrato de transmisión
Contrato de suministro de combustible
Contrato de transporte de combustible
Contrato EPC
Contrato de transmisión
Contrato de suministro de combustible
Contrato de transporte de combustible
PPA firmado
Alcanzando el cierre financiero
12 a 24 meses
Contratos de financiamiento
Acuerdos directos
Contrato de operación y mantenimiento
Otros contratos del proyecto
Cierre financiero
Construcción
18 a 60 meses
Fecha de operación comercial (COD, por sus siglas en inglés)
Operaciones
20 a 30 años

3.3 Fomento de la inversión privada

Participación privada en el suministro de electricidad

La función tradicional del Estado en la prestación de servicios públicos se deriva de dos realidades sociales y económicas concurrentes: (a) el Estado se encuentra en una posición privilegiada para interactuar con la ciudadanía y rendirle cuentas, debido a los vínculos políticos, culturales y sociales existentes; y (b) los servicios públicos suelen requerir una infraestructura considerable y otras inversiones de capital que, en muchos casos, solo pueden financiarse con recursos públicos.

Sin embargo, los gobiernos, especialmente en los mercados emergentes, se ven presionados para destinar los recursos disponibles a servicios esenciales como la educación, la salud y el empleo. Por consiguiente, el suministro de electricidad, que tradicionalmente constituía una parte importante de la cartera general de servicios públicos de un gobierno, ha evolucionado progresivamente desde un modelo financiado exclusivamente con fondos públicos hacia uno que permite la participación del sector privado. No obstante, persisten preocupaciones públicas respecto de los proyectos de generación desarrollados por el sector privado, por lo que están sujetos a una regulación estricta.

Tiempo y dinero

Al tratarse de entidades privadas, las sociedades del proyecto tienen como objetivo obtener utilidades y necesitan lograr una rentabilidad del capital razonable que compense los riesgos asociados a su participación en un mercado emergente. Si no se ofrecen incentivos económicos suficientes, es poco probable que participen en el mercado y, por lo tanto, no se construirán las instalaciones de generación que necesita el país anfitrión.

Las sociedades del proyecto financiarán los costos de desarrollo con el objetivo de que el proyecto entre en operación y genere ingresos suficientes para recuperar esa

inversión, obtener la rentabilidad correspondiente y poder reembolsar cualquier crédito del proyecto. El período comprendido entre la inversión inicial y la entrada en operación es el de mayor riesgo de cualquier proyecto, y las sociedades del proyecto esperarán obtener retornos acordes con ese riesgo. Por lo tanto, las negociaciones prolongadas, los retrasos en la obtención de permisos, los conflictos relacionados con los terrenos y otros factores similares aumentarán los costos del proyecto, lo que se traducirá en tarifas más elevadas en los PPA y, en última instancia, en precios más altos para los consumidores. Una sociedad del proyecto puede incluso decidir abandonar un proyecto tras un período prolongado de desarrollo si la tarifa necesaria para cubrir los costos de desarrollo resulta inaceptable para el comprador de energía.

Consideraciones especiales para el Estado

Una adecuada estructuración de los PPA es solo uno de los factores necesarios para lograr un mercado eléctrico viable. Para crear un mercado eléctrico sostenible, también será necesario abordar las siguientes cuestiones:

1. **Un marco jurídico y de políticas estable y predecible:** Dado el largo período de desarrollo de la infraestructura del sector energético, las leyes y políticas que inciden en esas inversiones deben ser claras, coherentes y predecibles antes de que los posibles IPP suscriban PPA a largo plazo.

2. **Análisis de la demanda y planificación de la red de transmisión:** Al igual que en cualquier mercado, la oferta debe ajustarse a la demanda. En el caso de los proyectos energéticos, esto requiere un análisis minucioso de la demanda del mercado de los consumidores residenciales, industriales y de otros tipos. Además de hacer pronósticos de la demanda, también es necesario planificar el sistema para garantizar que la capacidad de generación construida en respuesta al aumento de la demanda pueda suministrar electricidad a través de una red de transmisión y distribución con capacidad suficiente.

3. **Tarifas que reflejen los costos:** La tarifa que se cobra a los consumidores de electricidad debería reflejar con precisión el costo real de su generación, transmisión y distribución. Sin tarifas que reflejen los costos reales, no será posible mantener una cadena de valor estable en el mercado y comenzarán a acumularse pérdidas económicas significativas (probablemente en el sector público).

4. **Medición del consumo:** Establecer tarifas que reflejen los costos es solo una parte del desafío a nivel del consumidor. El otro es lograr una cobranza efectiva a los consumidores. Los gobiernos y las empresas eléctricas pueden aumentar sus ingresos mediante una medición precisa del consumo y el fomento de una cultura de cumplimiento que garantice la desconexión de la red de los consumidores que sustraigan electricidad o eludan de cualquier otra forma el pago correspondiente.

5. **Organismo regulador independiente:** Dado el carácter semipúblico de los servicios de suministro eléctrico, los organismos reguladores suelen tener la responsabilidad de conciliar los intereses de los inversionistas privados con las necesidades de los consumidores. Lograr este equilibrio supone un desafío y requiere proteger al organismo regulador de cualquier tipo de injerencia política o de otra índole. La independencia regulatoria reviste especial importancia durante la transición de una estructura monopólica a un sector eléctrico desagregado, ya que el organismo regulador se encontrará en la difícil situación de tener que hacer frente a actores tradicionales firmemente establecidos.

6. **Perspectivas macroeconómicas estables:** La volatilidad de las tasas de inflación y de los tipos de cambio es tan letal para la estabilidad del mercado eléctrico como una línea eléctrica caída o la explosión de un transformador. Dado que los mercados energéticos dependen cada vez más del capital privado, cualquier inestabilidad de la economía en general elevará los costos de los proyectos energéticos. Este riesgo macroeconómico es especialmente relevante para los compradores de energía que reciben pagos en virtud de un PPA en moneda local, ya que la devaluación de esa moneda puede impedirles efectuar pagos de deuda u otras obligaciones denominadas en moneda extranjera.

3.4 Contratación de electricidad

El componente de precio de una tarifa suele determinarse mediante una licitación competitiva o una negociación directa. En las siguientes secciones se explican brevemente estos dos métodos. Para comprender en mayor profundidad las diferencias estratégicas entre las distintas estructuras de contratación de proyectos energéticos, consulte el manual *Orientación para comprender la contratación de proyectos energéticos.*

En la mayoría de las jurisdicciones, las leyes de contratación pública exigen que los gobiernos de los países anfitriones y las entidades de su propiedad o bajo su control adquieran bienes y servicios mediante licitaciones competitivas, con sujeción a determinadas excepciones. La justificación de estas leyes desde el punto de vista de las políticas públicas es sólida. Una licitación pública internacional llevada a cabo correctamente constituye una herramienta muy eficaz para aprovechar la competencia y reducir el precio de la capacidad y de la energía, así como para aumentar la transparencia en el mercado eléctrico. No obstante, la adjudicación mediante licitación de un PPA a largo plazo suele ser un proceso más complejo y prolongado que una contratación pública convencional de bienes o servicios. Esta diferencia se debe a la necesidad de contar con condiciones contractuales flexibles y directrices claras sobre los requisitos legales, financieros y técnicos de los proyectos energéticos, cuya preparación suele llevar mucho más tiempo.

En algunos casos, la imposibilidad de gestionar la complejidad de proyectos energéticos de gran envergadura o de características singulares puede impedir por completo un proceso de contratación competitiva, dada la dificultad de definir requisitos comunes sobre los cuales varios inversionistas puedan ofertar. Los proyectos energéticos de gran escala estructurados bajo la modalidad de financiamiento de proyectos, como los de gas natural licuado (GNL), energía hidroeléctrica o energía nuclear, constituyen ejemplos paradigmáticos. El gobierno del país anfitrión puede beneficiarse de cierto grado de flexibilidad para mantener consultas previas a las ofertas con los licitantes precalificados, así como negociaciones posteriores a la oferta sobre: (a) las salvedades planteadas por el licitante preferido en la propuesta presentada en respuesta a la solicitud de propuestas (RfP, por sus siglas en inglés) emitida por el comprador de

energía; y (b) los comentarios que puedan formular los prestamistas después de la firma del PPA, pero antes del cierre financiero.

En términos generales, la mejor manera de obtener una tarifa de precio adecuado es garantizar que un número suficiente de licitantes precalificados presenten propuestas, de modo que la presión competitiva dé lugar a una tarifa económicamente favorable. Para que una licitación sea exitosa, es necesario, entre otras cosas: (a) una solicitud de propuestas (RfP) clara y concisa que incluya borradores con los términos completos de los contratos del proyecto, incluido el PPA, o al menos hojas de términos claras y concisas para esos contratos; (b) términos y condiciones financiables en todos los documentos clave del proyecto, preferiblemente aprobados por todos los organismos estatales pertinentes y sometidos a revisión por los participantes del mercado; y (c) un proceso de licitación consultivo que facilite un diálogo abierto entre los licitantes precalificados y el comprador de energía.

En una estructura tarifaria de precio fijo, las condiciones de la RfP exigen a los licitantes ofertar un precio fijo que puede estar sujeto a incrementos o indexación de la tarifa. En el caso de una licitación estructurada como se indicó anteriormente, una RfP para una tarifa basada en capacidad (normalmente utilizada para tecnologías despachables) exigiría por lo general a los licitantes presentar ofertas respecto de lo siguiente:

1. El precio de la capacidad base (que se utilizará para calcular el precio por hora de la capacidad base y, por lo tanto, el cargo mensual por capacidad).

2. El cargo variable de operación y mantenimiento (que se utilizará para calcular el cargo por energía).

3. En el caso de una central de generación térmica, el consumo térmico específico (que también se utiliza para calcular el cargo por energía).

4. En el caso de una central de carbón, la cantidad de carbón necesaria para realizar un arranque en frío, un arranque templado y un arranque en caliente.

Se puede exigir a los licitantes que oferten un único precio por hora de la capacidad base, aplicable durante cada año de vigencia del PPA, o bien permitirles ofertar un precio por hora de la capacidad base distinto para cada año.

Una parte del precio por hora de la capacidad base, correspondiente a la proporción de los costos fijos atribuible a los costos fijos de operación y mantenimiento, suele indexarse a la inflación, al igual que los costos variables de operación y mantenimiento.

En el caso de una sociedad del proyecto que genere electricidad mediante una tecnología no despachable (normalmente a partir de fuentes de energía renovable), la solicitud de propuestas suele exigir a los licitantes ofertar un precio de la energía expresado en centavos (u otras unidades monetarias) por kWh, o en dólares (u otras unidades monetarias) por MWh. Como se explica en el capítulo 6.2, *Estructuras tarifarias*, este precio incluirá todos los componentes que integran el cargo por energía.

3.5 Requisitos ambientales y sociales

Las centrales eléctricas generan beneficios mediante la producción de electricidad, pero también conllevan un costo para el lugar en el que se construyen y para los recursos que utilizan. Los impactos sobre las comunidades locales pueden producirse tanto durante la construcción (por el uso de maquinaria pesada, el aumento del tráfico vehicular y otros factores) como durante la operación (a causa del ruido y de la contaminación atmosférica y del agua). La legislación local suele establecer una serie de requisitos ambientales y sociales que deben cumplirse. Además, muchos prestamistas exigirán el cumplimiento de sus propios requisitos ambientales y sociales como parte de las condiciones para el financiamiento del proyecto. Estas consideraciones tienen por objeto, entre otras cosas, garantizar la sostenibilidad del activo a largo plazo, así como la gestión sostenible de los recursos agotables necesarios para la operación del proyecto.

Muchas instituciones financieras de desarrollo (IFD) exigen el cumplimiento de las *Normas de Desempeño Ambiental y Social de la IFC*, mientras que otras, como el Banco Africano de Desarrollo, cuentan con sus propias normas (véase el *Sistema Integrado de Salvaguardias*). Asimismo, varios bancos comerciales exigen el cumplimiento de los *Principios Ecuador*. Para facilitar la consulta, estas normas se denominarán simplemente "estándares de los prestamistas".

Consideraciones ambientales

Los distintos tipos de centrales eléctricas plantean desafíos ambientales diferentes. Por ejemplo, las centrales de carbón deben gestionar los niveles de emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas de polvo, así como la posible contaminación de fuentes de agua. Del mismo modo, la construcción de grandes centrales hidroeléctricas puede conllevar el reasentamiento de poblaciones a gran escala, la destrucción de bosques, la degradación de la calidad del agua y el desvío de fuentes de agua, factores que repercuten en el medio ambiente y en los ecosistemas. Los proyectos eólicos y solares, cuando se desarrollan en tierra, requieren extensiones de terreno relativamente grandes y pueden generar impactos ambientales negativos

sobre las aves y los murciélagos. Ninguna tecnología está totalmente exenta de impactos ambientales.

Si los riesgos ambientales asociados a la tecnología de un proyecto no se identifican y mitigan adecuadamente, las autoridades locales podrían imponer multas o sanciones, o podría generarse responsabilidad para la sociedad del proyecto. Una identificación y mitigación inadecuadas de los aspectos ambientales también puede afectar la capacidad del proyecto de obtener financiamiento.

Consideraciones sociales

Además de las cuestiones ambientales, la legislación local y los estándares de los prestamistas tendrán requisitos relacionados con aspectos sociales destinados a proteger a los trabajadores. Entre estos se incluyen disposiciones relativas a cuestiones de género, derechos laborales, la mitigación del impacto de una central eléctrica en la comunidad local y asuntos relacionados con el reasentamiento.

Derechos laborales

Tanto la legislación local como los estándares de los prestamistas mencionados anteriormente incluirán requisitos relativos a los derechos laborales. Estas disposiciones se referirán, entre otras cuestiones, al trato que debe brindarse a los trabajadores, la edad mínima de los trabajadores del proyecto y su remuneración.

Vinculación comunitaria e impacto

Aunque no sea parte del PPA, la comunidad local puede verse claramente afectada por la presencia de una central eléctrica situada en sus inmediaciones. Por lo general, los prestamistas consideran a la comunidad local una parte interesada y la tratan como tal. Por consiguiente, los prestamistas querrán identificar cualquier riesgo de desplazamiento físico o económico y garantizar que se otorgue una compensación adecuada.

Los prestamistas también querrán conocer el grado de aceptación y respaldo del proyecto por parte de la comunidad y, con frecuencia, procurarán garantizar su participación mediante programas de vinculación comunitaria.

Para construir una central eléctrica y transportar la electricidad hasta una subestación cercana o más alejada, puede resultar necesario o conveniente que las personas que

viven en las inmediaciones de la infraestructura acepten trasladarse y reasentarse en otro lugar. El término "reasentamiento" se refiere, en general, tanto al desplazamiento físico o traslado del lugar de residencia como al desplazamiento económico derivado de la pérdida de ingresos, activos o acceso a medios de subsistencia. Si ese reasentamiento se considera involuntario, constituirá un motivo de especial preocupación para los prestamistas y podría impedir que algunos de ellos otorguen financiamiento. El reasentamiento involuntario suele referirse a una situación en la que las personas afectadas no tienen derecho a rechazarlo.

Cuestiones de género

Las mujeres constituyen uno de los grupos de población más numerosos que ha sido históricamente ignorado y marginado en materia de inversión en los países. Las mujeres suelen ser invisibles en el sector energético (como consumidoras, proveedoras y responsables de políticas y de la toma de decisiones), lo que contrasta con el importante papel que desempeñan como responsables de la gestión energética de los hogares y como productoras agrícolas que se enfrentan a la degradación ambiental y a los efectos del cambio climático. Debido a las desigualdades de género existentes en muchos países, las mujeres sufren de manera desproporcionada las consecuencias en materia de salud, empleo y costos derivadas del acceso limitado a la electricidad.

2X Women's Initiative y 2X Challenge En 2018, la OPIC (actualmente DFC) puso en marcha la 2X Women's Initiative, que logró movilizar más de USD 1.000 millones para inversiones destinadas a beneficiar a las mujeres en los países en desarrollo. Posteriormente, las instituciones financieras de desarrollo (IFD) del G7 (FinDev Canadá; CDC del Reino Unido; OPIC de los Estados Unidos; Cassa depositi e prestiti (CdP) de Italia; Proparco de Francia; JBIC y JICA de Japón; y DEG de Alemania) **crearon el 2X Challenge** durante la Cumbre del G7 de 2018, celebrada en Charlevoix, Quebec, Canadá y se comprometieron a movilizar USD 3.000 millones hasta el año 2020 con el fin de invertir en actividades empresariales que beneficiaran a las mujeres. Desde entonces, se han sumado al 2X Challenge los Países Bajos, a través de Netherlands Development Finance Company; Finlandia, a través de Finnish Fund for Industrial Cooperation; Suecia, a través de Swedfund; y Dinamarca, a través de Investment Fund for Developing Countries. En 2019, la OPIC puso en marcha la iniciativa 2X Africa, con el objetivo de liberar todo el potencial económico de las mujeres en África mediante la movilización de USD 1.000 millones y la inversión directa de USD 350 millones en empresas y fondos que sean propiedad de mujeres, estén dirigidos por mujeres o proporcionen bienes o servicios destinados específicamente a empoderar a las mujeres del continente africano.

Muchas instituciones financieras de desarrollo (IFD) han dado prioridad en sus políticas a la reducción de las disparidades de género, garantizando la incorporación de una perspectiva o consideración de género en sus decisiones de inversión y financiamiento.

El mayor acceso a la electricidad, por su carácter transformador, puede tener un impacto significativo en los resultados en materia de género de la comunidad atendida por el proyecto energético. Para garantizar que estos beneficios se materialicen plenamente, es necesario incorporar estrategias específicas de género en el desarrollo de cualquier proyecto, incluida la coordinación con los planes de desarrollo comunitario local relacionados con el proyecto energético. Esto puede incluir el uso específico de la electricidad para maximizar las oportunidades de empleo de las mujeres en todas las fases del proyecto.

3.6 Resumen de los puntos clave

1. Las centrales eléctricas utilizan fuentes renovables y no renovables para producir electricidad, ya sea para venderla a la red eléctrica o directamente al consumidor final.

2. Los inversionistas y los prestamistas aportan el capital necesario para construir, operar y mantener las instalaciones de generación a largo plazo.

3. Al seleccionar la ubicación de los proyectos energéticos, deben tenerse en cuenta diversos aspectos, como las fuentes de combustible, la disponibilidad de terrenos, los impactos ambientales y sociales, el costo del proyecto y su asequibilidad.

4. Es importante contar con un entorno propicio para la inversión, respaldado por marcos jurídicos y de políticas que sean estables y predecibles, a fin de atraer a promotores y patrocinadores serios que desarrollen y construyan proyectos energéticos.

5. La coordinación entre los organismos estatales es necesaria para proporcionar un marco de políticas coherente y uniforme que permita agilizar de manera transparente la negociación, el desarrollo y la ejecución de los proyectos energéticos.

6. La comunidad local constituye una parte interesada fundamental para garantizar que la ejecución del proyecto se desarrolle sin contratiempos.

7. Las IFD y los prestamistas deben evaluar rigurosamente el cumplimiento ambiental y social durante la evaluación y el seguimiento del financiamiento de un proyecto energético.

8. Las consideraciones de género están adquiriendo una importancia cada vez mayor en las prioridades de políticas de las IFD y de los gobiernos extranjeros a la hora de determinar cómo asignar los fondos destinados a apoyar proyectos.

9. Las empresas de transmisión y distribuidoras deben determinar cómo transportar la electricidad desde el generador hasta el consumidor final.

10. Cuando el sector no está privatizado, los gobiernos y sus organismos son responsables de garantizar que exista la infraestructura necesaria para suministrar electricidad a los consumidores finales, ya sean empresas u hogares.

11. Los organismos reguladores independientes fijan las tarifas para todos los tipos de consumidores; estas deben reflejar los costos y no verse influidas por motivos políticos. De lo contrario, esto da lugar a empresas eléctricas financieramente insostenibles.

4. El acuerdo de compra de energía

4.1 Introducción

El PPA es el acuerdo fundamental sobre el que se estructura el proyecto energético; vincula al productor de energía eléctrica, es decir, la sociedad del proyecto, con el comprador de energía (*offtaker*), y facilita la inversión de patrocinadores, promotores y prestamistas en la sociedad del proyecto al establecer un flujo de ingresos confiable durante toda la vida del proyecto. Las obligaciones fundamentales de la sociedad del proyecto y del comprador de energía se negocian y establecen en el PPA. Por lo general, la sociedad del proyecto tiene la obligación de gestionar la inversión y el financiamiento del proyecto y, posteriormente, apalancar esos fondos para construir, operar y mantener el activo durante la vigencia del PPA. Por lo general, el comprador de energía tiene la obligación de efectuar pagos a la sociedad del proyecto por la capacidad, la disponibilidad y/o la energía suministrada por el proyecto. Además de estas obligaciones, el PPA establecerá lo acordado entre las partes sobre la realización de las pruebas de la central eléctrica, la resolución de controversias y la gestión de situaciones graves, como los eventos de fuerza mayor y la rescisión del contrato. Asimismo, existe una serie de permisos, aprobaciones y contratos relacionados con el PPA, entre ellos los relativos al apoyo soberano, los impactos ambientales y sociales, la adquisición o el arrendamiento de terrenos, el suministro y la logística de combustible, los contratos EPC y de O&M y los contratos de financiamiento.

4.2 Orígenes de un PPA

Un PPA es el documento fundamental de la mayoría de los proyectos energéticos y el principal instrumento para facilitar la compra y venta de energía eléctrica. Por lo tanto, solo se materializa una vez que el comprador de energía ha verificado ciertos aspectos y ha tomado una serie de decisiones importantes. Entre ellos pueden figurar la determinación de la demanda de electricidad, las fuentes de energía disponibles para satisfacer esa demanda, la capacidad financiera del comprador para adquirir electricidad adicional, la tecnología de generación deseada y la ubicación de las centrales eléctricas en relación con la infraestructura existente del mercado eléctrico y los centros de demanda.

Demanda de electricidad

Antes de acudir al mercado en busca de nueva generación, el comprador de energía debe asegurarse de la demanda de electricidad existente. Lo ideal es que el comprador de energía o el operador del sistema dispongan de pronósticos de demanda a corto, mediano y largo plazo. La estimación de la demanda puede formar parte de un estudio más amplio del mercado eléctrico, denominado en ocasiones "plan integrado de recursos", dirigido por el comprador de energía o el organismo regulador, o ambos. Los pronósticos de demanda y de carga están estrechamente relacionados con el crecimiento económico. La demanda de electricidad no satisfecha ha frenado el crecimiento económico en muchas economías emergentes. Por lo tanto, podría ser necesario realizar un análisis económico más amplio en el que participen partes interesadas ajenas al sector eléctrico, como el Ministerio de Finanzas.

Infraestructura de transmisión

La capacidad de evacuar la electricidad generada por una central eléctrica es fundamental para su éxito. Una capacidad de transmisión insuficiente puede provocar retrasos importantes en la fecha de operación comercial. El comprador de energía debería asumir la responsabilidad principal de la planificación y la disponibilidad de la infraestructura de transmisión, a fin de garantizar que el país pueda beneficiarse de la nueva capacidad de generación lo antes posible.

Presupuesto y tecnología

Una vez identificada la necesidad de electricidad, el comprador de energía debe determinar las posibles fuentes de energía para la nueva capacidad de generación. Esta decisión dependerá de las curvas de demanda, de los pronósticos diarios de carga futura, del perfil del horario de consumo y de la tarifa aproximada que el comprador esté en condiciones de pagar por la electricidad. La determinación del presupuesto del comprador de energía estará estrechamente vinculada a la selección de la tecnología de generación. Algunas tecnologías son más costosas que otras, pero pueden resultar atractivas por su capacidad de aumentar la oferta en los momentos de demanda pico, así como por sus beneficios ambientales y la disponibilidad de financiamiento.

Ubicación

El comprador de energía también deberá determinar dónde debe ubicarse la fuente de generación. La ubicación suele determinarse en función de las regiones del país que presentan una mayor necesidad de electricidad. Siempre que sea posible, la central debería situarse cerca de subestaciones y líneas de transmisión que permitan transportar la electricidad hasta los consumidores de la manera más eficiente. En última instancia, el comprador de energía (y la sociedad del proyecto) procurarán ubicar la central lo más cerca posible de un punto de interconexión con la red eléctrica, a fin de evitar el costo y los riesgos asociados a la construcción de infraestructura de transmisión, así como las posibles pérdidas en líneas de transmisión.

Otros factores igualmente importantes para determinar la ubicación son la facilidad de acceso a la fuente de combustible, los posibles impactos sociales y ambientales de la central en las comunidades locales y la disponibilidad de medidas de mitigación eficaces o de bajo costo. Una central alimentada con gas, por ejemplo, sería de poca utilidad en una zona remota en la que no exista una fuente de gas económicamente viable. Ciertas fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica, pueden resultar más adecuadas para zonas remotas. La elección de la tecnología de generación constituye una decisión importante para el comprador de energía. Esta tendrá un efecto directo en el costo y la confiabilidad del suministro eléctrico, así como en los impactos ambientales y sociales del proyecto.

Consideraciones especiales sobre las energías renovables

Al decidir qué tecnologías utilizar, el comprador de energía deberá tener en cuenta las siguientes características particulares de las energías renovables.

Ventajas singulares

1. **Preocupación por el cambio climático:** En muchas jurisdicciones, esto impulsa políticas públicas de apoyo a las energías renovables como mecanismo tanto para ampliar el acceso a la electricidad como para reducir las emisiones de carbono. Al mismo tiempo, determinadas formas de energía renovable pueden satisfacer una serie de otros objetivos de política pública.

2. **Seguridad del suministro:** Cuando un país es importador neto de energía, las energías renovables refuerzan la capacidad del Estado de garantizar un suministro seguro de electricidad, al reducir su dependencia de combustibles extranjeros importados.

3. **Reducción de costos y riesgos:** La eliminación de los costos de combustible de la tarifa del PPA suprime un componente que suele representar una parte importante de esta y, a su vez, reduce la exposición del comprador de energía a la volatilidad cambiaria (los contratos de suministro de combustible suelen estar denominados en moneda extranjera).

4. **Rapidez de implementación:** En los mercados emergentes, un proyecto típico de energía solar o eólica de tamaño mediano puede alcanzar la fecha de operación comercial (COD) en un plazo de 12 a 18 meses desde la firma del PPA, mientras que una central térmica puede tardar entre tres y cinco años.

5. **Menos causales de rescisión:** Las partes del PPA no tienen que asignar el riesgo de falta de entrega de combustible.

6. **Mayor transferencia del riesgo a los vendedores incumplidores:** A la hora de valorar si un conjunto de pagos por rescisión es financiable, los prestamistas se han mostrado más dispuestos a aceptar que no haya pago por terminación por incumplimiento del vendedor en el caso de proyectos renovables no despachables.

7. **Menores costos de desmantelamiento:** El proceso de desmantelamiento de un proyecto renovable no despachable suele ser más sencillo y conlleva un menor riesgo de contaminación ambiental.

Riesgos específicos

Las ventajas de las energías renovables deben sopesarse con el hecho de que los proyectos eólicos y solares suelen generar menos MW de electricidad que una central despachable típica. Además, la capacidad real suele ser inferior a la capacidad nominal (de placa) en la mayoría de las condiciones meteorológicas. Los cambios meteorológicos también provocan un suministro intermitente. Ante estos desafíos, el rápido crecimiento de los proyectos de energías renovables durante la última década ha dado lugar a una serie de buenas prácticas para reducir o evitar estos riesgos:

- **Dispersión geográfica:** Los países con un elevado número de proyectos de energías renovables han observado que las diferencias en las condiciones meteorológicas entre distintas zonas del territorio pueden contribuir a equilibrar los picos y las depresiones de generación en la red eléctrica.
- **Ímpetu de los aerogeneradores:** A diferencia del carácter potencialmente muy intermitente de la generación solar fotovoltaica en determinadas condiciones meteorológicas, la rotación de los aerogeneradores se inicia y se detiene de forma gradual, lo que permite a los operadores del sistema gestionar con mayor facilidad el aumento gradual de la generación de carga base.
- **Opciones de almacenamiento:** Consulte *Chapter 5.3*.

Resumen de las obligaciones derivadas del PPA

La principal obligación del comprador de energía en virtud del PPA es pagar la tarifa acordada cuando sea exigible. Las principales responsabilidades de la sociedad del proyecto consisten en desarrollar, financiar, diseñar, construir, operar y mantener la central eléctrica de conformidad con los requisitos del PPA y la legislación aplicable, así como en suministrar la cantidad de electricidad acordada conforme a lo establecido en el PPA. Sin embargo, las obligaciones de las partes no se limitan a lo anterior.

Las obligaciones adicionales se refieren principalmente a la necesidad de contar con: (a) garantías de pago y de cumplimiento; (b) transmisión de electricidad e interconexión con la red eléctrica; (c) acuerdos con los prestamistas; (d) consentimientos, permisos, aprobaciones y licencias; (e) derechos sobre los terrenos en los que se ubicarán la central eléctrica y/o las líneas de transmisión; y (f) seguros.

En la mayoría de los casos, estas obligaciones no recaen exclusivamente en una sola de las partes, sino que suelen ser compartidas por las partes o transferirse de una a otra en función de las circunstancias que rodean a la central eléctrica y de su ubicación.

	Comprador de energía (*offtaker*)	**Sociedad del proyecto**
Obligaciones principales	Realizar el pago	Construir y operar una central eléctrica; suministrar la electricidad acordada
Garantías	Garantía de pagos	Garantía de cumplimiento
Transmisión e interconexión	Transmisión e interconexión (sistemas integrados y algunos sistemas desagregados)	Transmisión e interconexión (algunos sistemas desagregados)
Acuerdos con los prestamistas	Acuerdo directo	Financiamiento
Permisos	Asistencia con los permisos y determinadas autorizaciones del comprador	Obtención de permisos
Terrenos	Concesión de terrenos o ayuda para la obtención de terrenos	Obtención de terrenos
Seguros	Fuerza mayor, interrupción de la actividad empresarial	Fuerza mayor, divisas, etc.
Contenido y titularidad locales	N/A	Titularidad, mano de obra, materiales, equipamiento
Desmantelamiento	N/A	Desmantelamiento, limpieza

4.3 Redacción del PPA

En los procesos de licitación competitiva, el borrador del PPA se incluye en ocasiones en los documentos de licitación solicitados, de modo que los posibles licitantes puedan tener debidamente en cuenta la asignación de los riesgos del proyecto al preparar sus ofertas. En las negociaciones directas, por el contrario, el comprador de energía tiene la opción de presentar un borrador del PPA a la sociedad del proyecto una vez realizada satisfactoriamente la debida diligencia necesaria para determinar la viabilidad y factibilidad de la propuesta.

En ocasiones, el primer borrador del PPA puede ser preparado por la sociedad del proyecto. Sin embargo, dado que el comprador de energía pretende adquirir la electricidad y se regirá por ese contrato durante muchos años, es recomendable que sea este quien se encargue de redactar el borrador inicial del PPA, **con la asistencia de un asesor jurídico calificado**. Muchas instituciones multilaterales y bilaterales de desarrollo disponen de financiamiento para que las entidades públicas compradoras puedan contratar asesores jurídicos calificados.

También existen casos en los que el posible comprador es un gran consumidor industrial de electricidad. En tales circunstancias, el productor independiente de energía eléctrica (IPP) puede preparar el borrador inicial del PPA para que el comprador lo revise como parte del proceso de evaluación de los méritos de la propuesta.

Como preparación para el proceso de negociación, es recomendable que ambas partes cuenten con el asesoramiento de abogados especializados, así como de consultores técnicos y financieros. Las partes se beneficiarán del asesoramiento de estos consultores al determinar qué riesgos y obligaciones deben asignarse a cada una de ellas. Se trata de un proceso continuo que permitirá a cada parte comprender mejor la operación que pretende llevar a cabo, con el objetivo de alcanzar un acuerdo que, en última instancia, ambas puedan firmar y cumplir y que, además, sea financiable.

Involucramiento de partes interesadas

El proceso completo de negociación de un PPA es un asunto delicado que requerirá la participación de diversas partes interesadas, cada una de las cuales desempeñará

una función en las distintas etapas del proyecto. Los compradores de energía, especialmente las empresas eléctricas estatales, procurarán hacer participar desde el principio a las distintas partes interesadas del Estado para evitar retrasos o incluso el fracaso en la ejecución del PPA. La consulta con las principales partes interesadas a lo largo del proceso de negociación contribuirá a garantizar que los términos y condiciones sean compatibles con la legislación y las prácticas locales.

El grado de participación directa de los representantes de las partes interesadas en las negociaciones varía. Por lo general, los ministerios de Energía y de Hacienda desempeñan un papel fundamental en cualquier proyecto que requiera algún tipo de apoyo estatal. También se debería consultar a los ministerios responsables de tierras y medio ambiente, al Banco Central, a la Fiscalía General y a otras instituciones pertinentes.

Para garantizar el respaldo y los aportes oportunos de las distintas instituciones estatales, varias jurisdicciones han adoptado un enfoque basado en comités para la negociación de los PPA. Se crea un comité integrado por representantes de cada una de las principales partes interesadas para supervisar las negociaciones y validar las decisiones adoptadas respecto de los términos y condiciones del PPA. Es necesario evaluar cuidadosamente el tamaño y la composición de esos comités para no poner en riesgo la eficiencia del proceso de toma de decisiones.

Cuando los proyectos se financien mediante préstamos, los prestamistas deberán manifestar su conformidad con los términos del PPA antes de que este pueda considerarse realmente definitivo. Aunque normalmente no forman parte del PPA, los prestamistas querrán asegurarse de que la documentación que regula la disponibilidad de los ingresos destinados al repago de sus préstamos, en particular el PPA, les resulte satisfactoria. Por lo tanto, los prestamistas procurarán aclarar o incluso modificar las disposiciones del PPA para tener mayor confianza en la capacidad de su prestatario (la sociedad del proyecto) de recurrir a los ingresos previstos en el PPA como fuente de reembolso de sus préstamos. Los prestamistas pueden solicitar aclaraciones o

modificaciones del PPA incluso después de su firma. Esas modificaciones pueden incorporarse mediante una adenda al PPA o a través de un documento denominado "acuerdo directo". Este acuerdo directo se celebrará entre el comprador de energía, la sociedad del proyecto y los prestamistas, y podrá incluir cualquier modificación del acuerdo de compra de energía (PPA) que exijan los prestamistas, así como determinadas disposiciones relacionadas con el consentimiento del comprador de

energía a la cesión en garantía o cesión condicional del PPA por parte de la sociedad del proyecto a favor de los prestamistas en caso de incumplimiento, y con los derechos de intervención de los prestamistas.

En los casos en que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión haya optado por un PPA estandarizado no negociable, sería prudente consultar con los prestamistas con antelación o durante la fase de contratación para verificar la financiabilidad de los acuerdos. Estas consultas también permitirán a los prestamistas plantear cualquier cuestión pertinente que pueda limitar la capacidad de la sociedad del proyecto para obtener financiamiento o que pueda aumentar de forma desproporcionada su costo.

Antes de que cualquiera de las partes considere que el PPA está listo para formalizarse, cada una de ellas deberá determinar si este requiere la aprobación de su alta dirección, de un parlamento u órgano legislativo, de un organismo regulador o de cualquier otra entidad del Estado anfitrión. Para garantizar la exigibilidad del PPA y la estabilidad de la relación a largo plazo que se está estableciendo, es fundamental haber obtenido todas las aprobaciones y autorizaciones necesarias.

4.4 Memorandos de entendimiento (MdE)

Aunque gran parte de este libro se centra en el PPA y en la amplia variedad de cuestiones que se negocian en su marco, es posible que el PPA no sea el primer acuerdo escrito entre la sociedad del proyecto y el comprador de energía. En el caso de los proyectos que no se someten a licitación competitiva, las negociaciones suelen comenzar en una etapa mucho más temprana, en la que la sociedad del proyecto tiene una idea general del diseño y la ubicación del proyecto, y el gobierno del país anfitrión tiene una idea igualmente preliminar de cómo podría encajar el proyecto en su estrategia general de desarrollo del mercado eléctrico. En esta etapa inicial, ambas partes pueden tratar de establecer ciertos parámetros para su entendimiento general sobre las características del proyecto mediante un acuerdo no vinculante y sujeto a una negociación mínima, que suele denominarse "memorando de entendimiento" (**MdE**). Si bien este acuerdo general puede resultar útil para demostrar el potencial de un proyecto concreto a los principales actores de ambas partes, la firma de este tipo de acuerdos por parte del gobierno del país anfitrión conlleva un costo que debe gestionarse cuidadosamente como parte de una estrategia general de inversión.

¿Qué es un memorando de entendimiento?

El término "memorando de entendimiento" (MdE) suele referirse a un documento no vinculante en el que se establecen los principios y conceptos generales que las partes han acordado de manera tentativa, normalmente como paso previo a la posterior negociación y firma de documentación más detallada y formal. En el contexto de un proyecto energético, el MdE suele centrarse en la intención de la sociedad del proyecto de desarrollar un proyecto de una escala y con una tecnología determinadas, y puede llegar incluso a especificar la ubicación y el cronograma de desarrollo del proyecto. Este tipo de acuerdo también puede recibir otras denominaciones, como "carta de intención", "documento de términos principales" u "hoja de términos y condiciones". Aunque el MdE pueda ser firmado por la sociedad del proyecto y el gobierno del país anfitrión, incluso en el marco de una ceremonia formal, normalmente establece de

manera expresa su carácter no vinculante, contiene únicamente información general sobre el proyecto y declaraciones de intención, y a menudo no se somete a un examen jurídico exhaustivo. No obstante, se debe procurar que un MdE "no vinculante" no se redacte inadvertidamente con un nivel de detalle excesivo que pueda dar a entender que las partes han asumido obligaciones específicas y detalladas. Según la legislación local de algunos países, ese grado de especificidad podría menoscabar el carácter no vinculante del MdE. En algunos casos, las sociedades del proyecto han demandado con éxito a gobiernos por incumplimiento de MdE que, en apariencia, no eran vinculantes. Aunque no sea vinculante, el carácter cuasijurídico del MdE, como manifestación de interés pero no como obligación firme, presenta tanto ventajas como desventajas para los gobiernos de los países anfitriones.

¿Cuáles son las ventajas y los riesgos de un MdE?

Cuando se utiliza estratégicamente, un MdE puede servir como señal temprana del potencial de un proyecto para los principales actores del mercado eléctrico. A nivel público, el MdE puede transmitir a los consumidores que el gobierno está buscando y atrayendo activamente inversiones en el sector energético, y puede servir como punto de partida para el diálogo sobre inquietudes de política pública como el uso del suelo, el impacto ambiental y el contenido local. Desde la perspectiva de los inversionistas, la sociedad del proyecto puede aprovechar el MdE para atraer el interés de inversionistas de capital y posibles prestamistas, que incluso podrían llegar a presentar una carta de interés a la posible sociedad del proyecto. El MdE también puede servir para promover objetivos políticos, como reflejar el flujo de inversiones procedentes de países estratégicos o la apertura de un mercado tras una reforma política significativa.

La alta visibilidad de los MdE y sus eventuales usos políticos también dan lugar a muchas de sus posibles desventajas. Si se politizan en exceso, los MdE pueden disuadir a los inversionistas, que preferirían ser considerados actores comerciales neutrales en lugar de aliados de una determinada figura política. Del mismo modo, si el gobierno se muestra demasiado dispuesto a firmar MdE, la existencia de múltiples acuerdos podría dar la impresión de que el mercado está saturado, aunque muchos de esos proyectos tengan pocas probabilidades de llegar a construirse.

¿Qué estrategias pueden aplicar los gobiernos en relación con los MdE?

Para aprovechar al máximo el valor de los MdE, los gobiernos de los países anfitriones deberían tener en cuenta las siguientes directrices al elaborar y suscribir este tipo de acuerdos:

- Evaluar las credenciales de la sociedad del proyecto para asegurarse de que cuenta con la capacidad financiera y técnica necesaria para desarrollar el proyecto a la escala y con la tecnología propuestas.
- Incluir en el acuerdo un cronograma detallado que incentive a ambas partes a alcanzar determinados hitos clave. Por ejemplo, si la sociedad del proyecto no solicita los permisos, no adquiere los terrenos y/o no obtiene compromisos mínimos de capital propio y deuda, el MdE debería expirar, de modo que el proyecto deje de considerarse viable en el mercado.
- Si una sociedad del proyecto está desarrollando activamente el proyecto, pero el gobierno del país anfitrión se retrasa en la concesión de las autorizaciones, debería incluirse un mecanismo que permita prorrogar la vigencia del MdE.
- El gobierno del país anfitrión debería remitir las propuestas de proyectos a un punto de contacto neutral o de confianza, como un organismo de promoción de inversiones o un regulador del mercado.
- El gobierno del país anfitrión debería hacer públicos los MdE suscritos, con el fin de reforzar la confianza de los inversionistas en que no existen múltiples propuestas de proyectos no divulgadas que puedan saturar el mercado.

Unas palabras sobre la rúbrica de los PPA

En ocasiones, las partes desean demostrar que se están logrando avances rubricando un borrador del PPA antes de que este esté listo para su firma. Esto suele hacerse por las mismas razones por las que las partes procuran suscribir MdE y, por lo general, conlleva los mismos riesgos. Sin embargo, a diferencia de un MdE, un borrador de PPA rubricado por las partes no establece expresamente que carezca de carácter vinculante, suele ser mucho más detallado y no indica qué disposiciones siguen sujetas a negociación. Estas características entrañan el riesgo de que un tribunal o árbitro determine que el borrador es exigible frente a las partes, aun sin que esté formalizado con las firmas. La rúbrica del PPA también implica claramente la intención de las partes de firmarlo posteriormente. Esto conlleva el riesgo de que una de las partes incurra en responsabilidad si, en última instancia, decide no firmar el PPA o intenta renegociar una o varias de sus cláusulas antes de la firma. Por estas razones, rubricar un PPA puede generar ambigüedades y responsabilidades innecesarias.

Si las partes aún no están preparadas para firmar el PPA, es mucho más conveniente que suscriban conjuntamente una carta o declaración expresamente no vinculante en la que se describan los avances logrados hasta la fecha y se indique que aún quedan aspectos por acordar antes de la firma.

4.5 Contratos relacionados con el proyecto

Si bien el PPA regula la compraventa de energía eléctrica, existen varios contratos relacionados que se complementan entre sí y que abarcan el financiamiento, la construcción y la operación de una central eléctrica. Estos contratos deben estar alineados con el PPA para garantizar una adecuada asignación de riesgos. Por ejemplo, el plazo de vigencia del PPA debería ser compatible con el plazo del financiamiento, a fin de garantizar que los préstamos hayan sido pagados antes de que expire el PPA. Asimismo, las partes del contrato de ingeniería, adquisiciones y construcción (**contrato EPC**), del contrato de operación y mantenimiento (**contrato O&M**) o del contrato de servicios a largo plazo (**LTSA**) deberán conocer y comprometerse a cumplir los requisitos del PPA relativos al diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la central eléctrica.

A continuación se enumeran algunos de los contratos y acuerdos relacionados que suelen ser necesarios para un proyecto energético:

1. **Contrato de concesión o de ejecución** Otorga a la sociedad del proyecto el derecho a desarrollar, financiar, construir y operar la central eléctrica, incluido el derecho a vender electricidad al comprador de energía.

2. **Contrato de interconexión con la red:** Rige la interconexión de la central eléctrica con la red eléctrica.

3. **Contrato de arrendamiento o de concesión de terrenos:** Rige el arrendamiento o la concesión del terreno en el que se construirá la central eléctrica.

4. **Contrato de suministro de combustible o contrato de suministro en bloque:** Determina la disponibilidad y la calidad del suministro de combustible.

5. **Contrato de transporte de combustible:** Dispone lo relativo al transporte del combustible desde el proveedor hasta la central eléctrica.

6. **Contrato de ingeniería, adquisiciones y construcción (contrato EPC):** Establece los términos y condiciones aplicables al diseño de la central eléctrica, la adquisición de materiales y equipos y la construcción de la central. Las obligaciones

previstas en este contrato también pueden distribuirse entre varios contratos que abarquen uno o más de estos componentes.

7. **Contrato de operación y mantenimiento (contrato O&M):** Rige los derechos y responsabilidades de la entidad que operará la central eléctrica y será responsable de su mantenimiento.

8. **Contrato de servicios a largo plazo (LTSA):** Prevé la prestación de servicios de mantenimiento de la central eléctrica a intervalos regulares durante la vigencia del PPA.

9. **Contrato de préstamo:** Establece la obligación de los prestamistas de proporcionar el financiamiento para la central eléctrica, así como las obligaciones de la sociedad del proyecto de cumplir los diversos compromisos establecidos en el contrato de préstamo.

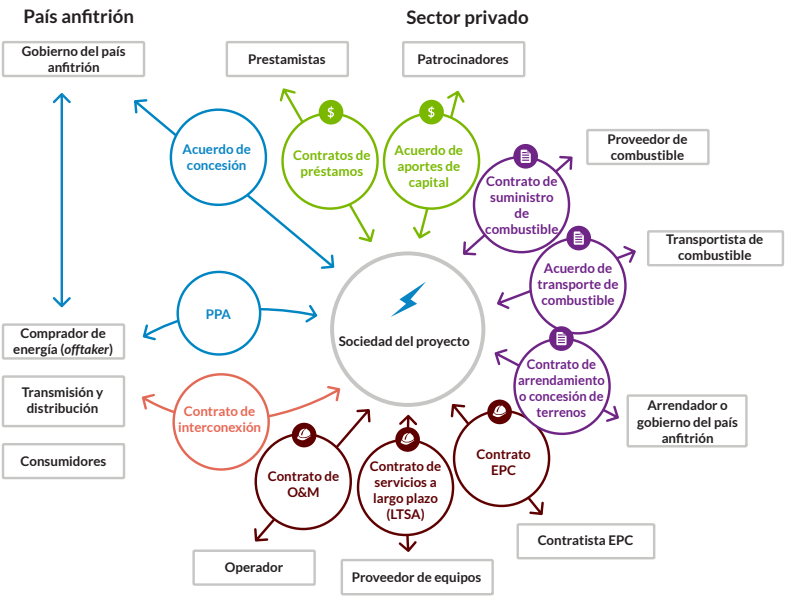
10. **Acuerdo de aportes de capital:** Obliga a los propietarios de la sociedad del proyecto a realizar aportes de capital propio o de deuda subordinada para financiar la parte de la central eléctrica que no será financiada por los prestamistas. También puede incluir la obligación de proporcionar apoyo financiero adicional a la sociedad del proyecto, en caso de que resulte necesario.

11. **Acuerdo de apoyo soberano:** Puede incluir garantías soberanas, cartas de garantía (*comfort letters*), acuerdos de opciones de venta y compra y otras formas de apoyo soberano destinadas a reforzar la solvencia crediticia del comprador de energía y de otras entidades públicas que participen en el proyecto.

12. **Acuerdo de apoyo crediticio:** Puede incluir garantías parciales de riesgo (GPR), cartas de crédito, garantías bancarias otorgadas por bancos comerciales y acuerdos de cuenta de garantía (*escrow*).

13. **Acuerdo directo:** Rige la relación entre los prestamistas y las demás partes que participan en el proyecto, distintas de la sociedad del proyecto. Por ejemplo, el comprador de energía y el gobierno suelen celebrar acuerdos directos con los prestamistas.

El siguiente cuadro ilustra las relaciones entre los distintos tipos de contratos:


País anfitrión
Sector privado
Gobierno del país anfitrión
Prestamistas
Patrocinadores
Acuerdo de concesión
Contratos de préstamos
Acuerdo de aportes de capital
Proveedor de combustible
Contrato de suministro de combustible
Transportista de combustible
Acuerdo de transporte de combustible
PPA
Sociedad del proyecto
Comprador de energía (offtaker)
Transmisión y distribución
Consumidores
Contrato de arrendamiento o concesión de terrenos
Arrendador o gobierno del país anfitrión
Contrato de interconexión
Contrato de O&M
Contrato de servicios a largo plazo (LTSA)
Contrato EPC
Contratista EPC
Operador
Proveedor de equipos

4.6 Consideraciones relativas a los plazos

El comprador de energía celebra un PPA con la expectativa de disponer de energía adicional a partir de una fecha determinada: la fecha de operación comercial (COD). Para cumplir esa fecha, el PPA establecerá determinados hitos y plazos. El incumplimiento de estos plazos puede dar lugar a penalidades para la sociedad del proyecto y, en algunos casos, a la rescisión del PPA.

Fecha de entrada en vigor y condiciones precedentes

Mientras que algunos PPA entran en vigor en el momento de su firma por todas las partes, otros solo entran en vigor posteriormente, una vez cumplidas determinadas condiciones precedentes. Las partes deberán redactar cuidadosamente las condiciones precedentes para asegurarse de que sean realmente necesarias y de que puedan cumplirse oportunamente. Los prestamistas, en particular, querrán asegurarse de que el PPA haya sido firmado y haya entrado en vigor antes de comprometerse a otorgar el financiamiento, por lo que prestarán particular atención a esas condiciones. Cuanto más tiempo se requiera para cumplir las condiciones necesarias para la entrada en vigor del PPA, mayor será el riesgo de que estas no lleguen a cumplirse y de que las partes opten por buscar otras oportunidades.

Hitos

El PPA asigna diversas obligaciones legales, comerciales, técnicas y financieras entre el comprador de energía y la sociedad del proyecto. Algunas de estas obligaciones deben cumplirse conforme a un cronograma acordado para evitar un incumplimiento del PPA y sus posibles penalidades o su rescisión. Por lo tanto, es importante que las partes compartan una misma visión de los principales hitos y de las consecuencias de cualquier retraso.

Hitos	Requerido por el PPA	El cumplimiento tardío rescinde el PPA
Adquisición de terrenos	Sí	No
Permisos importantes: solicitud	Sí	A veces
Permisos principales: recepción	Sí	Rara vez
Cierre financiero	Sí	Sí
Firma del EPC y emisión de la orden de inicio	Sí	Rara vez
Inicio de la construcción	Sí	A veces
Fecha de operación comercial (COD)	Sí	Sí

Las partes del PPA tienen distintas consideraciones al evaluar la inclusión de hitos y plazos contractuales en él.

El comprador de energía y el gobierno del país anfitrión

El comprador de energía y el gobierno del país anfitrión, en particular, se basan en los hitos para los siguientes fines:

- Los gobiernos de los países anfitriones y los compradores de energía deben garantizar que la electricidad contratada esté disponible cuando sea necesaria para satisfacer sus necesidades.
- Asimismo, deben poder presupuestar las obligaciones de pago estimadas en virtud de los PPA y tener certeza sobre el momento en que estas entrarán en vigor, así como asegurarse de que la sociedad del proyecto cumpla la fecha prevista de operación comercial (COD).
- Cuando el gobierno del país anfitrión proporciona apoyo crediticio a la sociedad del proyecto, debe saber cuándo podrían entrar en vigor esas obligaciones, dado el posible impacto que esos pasivos contingentes podrían tener en su capacidad de endeudamiento.
- Desde el punto de vista de la planificación del sistema, el gobierno del país anfitrión y el comprador de energía querrán saber cuándo se inyectará la electricidad en el

punto previsto de la red. Los retrasos en el desarrollo de un proyecto energético no solo plantean dificultades para los operadores de la red que intentan equilibrar la demanda, sino que también pueden impedir que otras centrales eléctricas que ya estén listas se conecten en el mismo punto de interconexión.

La sociedad del proyecto

La sociedad del proyecto procurará, ante todo, evitar el pago de indemnizaciones preestablecidas por retraso o la rescisión del PPA por parte del comprador de energía, ya que estas medidas afectarán sustancialmente su rentabilidad o le privarán de su única fuente contractual de ingresos. Con este fin, al analizar los plazos establecidos en el PPA, la sociedad del proyecto deberá asegurarse de que:

- Los plazos le concedan un período razonable para alcanzar los hitos, teniendo en cuenta los posibles retrasos.
- Los plazos se prorroguen en caso de retrasos causados por fuerza mayor, retrasos en la interconexión o incumplimiento del PPA por parte del comprador de energía.

Los prestamistas

Dado que el PPA constituye la principal fuente de ingresos de la sociedad del proyecto, los intereses de los prestamistas coinciden con los de esta en cuanto a evitar la rescisión del PPA. Del mismo modo, los prestamistas querrán que la sociedad del proyecto pueda evitar el pago de indemnizaciones preestablecidas que puedan limitar su capacidad para atender el servicio de la deuda.

Indemnización preestablecida por retraso

Como se señaló anteriormente, el comprador de energía y el gobierno del país anfitrión desean saber cuándo alcanzará la central eléctrica la fecha de operación comercial (COD). Con el fin de incentivar adecuadamente a la sociedad del proyecto para que alcance la COD en la fecha prevista y de compensar los costos en que pudiera incurrir el comprador de energía como consecuencia de un retraso, los PPA suelen incluir términos que obligan a la sociedad del proyecto a pagar una indemnización preestablecida por retraso si no alcanza la COD en la fecha prevista. Esa indemnización debe dimensionarse adecuadamente, ya que las indemnizaciones preestablecidas por retraso que las sociedades del proyecto (o los contratistas que a menudo terminan asumiendo estos costos) consideren excesivas darán lugar

probablemente a un aumento del precio de los contratos de construcción y, muy posiblemente, de las tarifas.

Apoyo crediticio para las obligaciones de la sociedad del proyecto

La sociedad del proyecto es una entidad con fines específicos (SPV, por sus siglas en inglés) que no cuenta con otros activos aparte del propio proyecto. En consecuencia, es posible que no disponga de los recursos necesarios para hacer frente a sus obligaciones de pago de indemnizaciones preestablecidas, por lo que el comprador de energía podría exigirle que constituya una carta de crédito, una garantía bancaria u otra forma de garantía para respaldar esas obligaciones. Estos instrumentos de garantía suelen requerir financiamiento y generan costos adicionales para la sociedad del proyecto, lo que a menudo se traduce en una tarifa más elevada en el PPA.

Desde la perspectiva de la sociedad del proyecto, es fundamental garantizar que sus obligaciones derivadas del apoyo crediticio otorgado al comprador de energía no superen el monto de la indemnización preestablecida que deba pagar el contratista EPC ni el apoyo crediticio proporcionado por este. Para garantizar el cumplimiento de estas obligaciones financieras, el gobierno del país anfitrión, el comprador de energía y los prestamistas suelen exigir apoyo crediticio tanto de la sociedad del proyecto como del contratista EPC.

Garantía de desarrollo: En determinadas jurisdicciones, puede exigirse a la sociedad del proyecto que constituya una garantía de desarrollo para poder participar en una licitación o como condición para recibir determinadas autorizaciones y apoyo del gobierno o para celebrar un contrato de concesión. Si el proyecto no alcanza los hitos especificados por causas atribuibles al promotor y, como consecuencia, el PPA no entra en vigor en una fecha determinada, el comprador de energía podrá ejecutar la garantía de desarrollo.

4.7 Resumen de los puntos clave

Antes del PPA:

- **Tarifa, tecnología y ubicación:** Antes de redactar un PPA, el comprador de energía deberá determinar su presupuesto, la tecnología de generación que desea utilizar y las zonas geográficas en las que se necesita la electricidad.
- **Tecnología:** La elección de la tecnología de generación es importante para el comprador de energía y tendrá un impacto directo en el costo y la confiabilidad del suministro eléctrico.
- **Ubicación:** Los compradores de energía procurarán ubicar la central eléctrica lo más cerca posible de un punto de interconexión con la red y de los consumidores, con el fin de reducir las pérdidas en líneas de transmisión y optimizar el acceso a las fuentes de combustible.

Consideraciones sobre la contratación de electricidad y las tarifas:

- **Métodos de contratación:** Los compradores de energía pueden optar por una licitación competitiva estructurada o por un proceso más abierto de negociación directa para contratar el suministro de electricidad. En cualquiera de los casos, el comprador de energía y la sociedad del proyecto deberían colaborar para gestionar cuidadosamente los riesgos jurídicos, financieros y regulatorios asociados al desarrollo de un nuevo proyecto energético.
- **La calidad es importante:** El comprador de energía debería seleccionar un proyecto no solo en función del precio, sino también de su calidad y su historial.

Redacción del PPA:

- **¿Quién redacta el primer borrador?** El borrador inicial del PPA puede ser preparado tanto por la sociedad del proyecto como por el comprador de energía, aunque normalmente es este último quien se encarga de redactarlo.

- **La importancia del asesoramiento jurídico:** El comprador de energía debería contar con el asesoramiento de un abogado calificado al redactar el PPA.

Negociación y formalización:

- **Detalles:** El comprador de energía y la sociedad del proyecto deberán negociar el PPA para garantizar que ambas partes comprendan sus obligaciones y se comprometan a cumplirlas.
- **Participación de los prestamistas:** En el caso de los proyectos financiados mediante deuda, para que un PPA pueda considerarse definitivo este deberá resultar satisfactorio para los prestamistas. Los prestamistas pueden exigir modificaciones al PPA incluso después de que la sociedad del proyecto y el comprador de energía lo hayan firmado.

Memorando de entendimiento (MdE):

- Un MdE, que por lo general se considera un acuerdo menos formal y no vinculante, puede tener un impacto significativo como indicador de la actividad en un mercado eléctrico y podría generar responsabilidad para el gobierno del país anfitrión.
- Los gobiernos de los países anfitriones deberían actuar con el mismo grado de prudencia y cautela al negociar los MdE que al negociar los PPA, a fin de aprovechar el valor de estos instrumentos, evitando al mismo tiempo posibles escollos.

Consideraciones relativas a los plazos:

- Para garantizar que todas las partes cumplan sus obligaciones dentro de los plazos establecidos y que el proyecto se ejecute conforme al cronograma previsto en el PPA, este podrá establecer hitos, junto conincentivos, además de penalidades en caso de incumplimiento.

5. Financiamiento de proyectos energéticos

5.1 Introducción

Existe una amplia gama de estructuras y opciones para financiar proyectos energéticos, cuyos precios, términos y condiciones varían en función de la asignación de riesgos entre las partes y de la viabilidad comercial del proyecto. La estructura y la o las fuentes de financiamiento elegidas tendrán un impacto directo en los costos y los plazos de la sociedad del proyecto, que constituyen los aspectos más importantes a tener en cuenta al gestionar las expectativas relativas al cumplimiento de los hitos de construcción y, en última instancia, a la fecha de operación comercial (COD).

Además del impacto de las fuentes de financiamiento en la tarifa del proyecto, los costos financieros también variarán en función de los factores de riesgo que afecten la capacidad del proyecto para generar flujos de caja suficientes y confiables que permitan cumplir sus obligaciones de pago de la deuda. Por lo tanto, la solvencia crediticia del comprador de energía y los instrumentos de mitigación de riesgos son elementos fundamentales para determinar la **financiabilidad** de un proyecto y su capacidad para acceder a financiamiento con deuda a largo plazo.

Como deudor de mayor solvencia del país y beneficiario indirecto del proyecto, el Estado anfitrión se encuentra en una posición idónea para proporcionar apoyo crediticio que garantice el cumplimiento de sus obligaciones mediante distintos mecanismos. Dado que el gobierno del país anfitrión desempeña un papel fundamental para garantizar la ejecución satisfactoria de un proyecto, especialmente cuando el PPA se celebra con un comprador de energía estatal, a menudo se le solicita que mitigue algunos de los riesgos relacionados con el entorno político y físico y que proporcione infraestructura esencial, como la red de transmisión y distribución o el suministro de combustible.

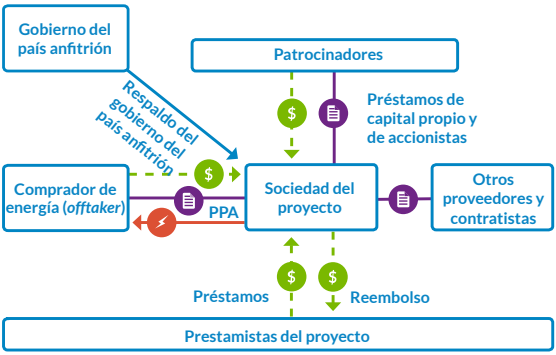
5.2 Financiamiento de proyectos

¿Qué es el financiamiento de proyectos?

El **financiamiento de proyectos** se refiere al financiamiento de una sociedad del proyecto por parte de inversionistas de capital y prestamistas, basado en: (a) los flujos de caja previstos y contractualmente establecidos del proyecto; y (b) el valor subyacente de los activos del proyecto energético. El financiamiento de proyectos suele estructurarse con recurso limitado o sin recurso, lo que significa que los prestamistas tienen recurso contra la sociedad del proyecto y los activos del propio proyecto, pero tienen recurso limitado o nulo contra los propietarios finales de la sociedad del proyecto. Normalmente, los préstamos se pagan con los flujos de caja generados por el proyecto. En el peor de los casos, y dejando de lado la cuestión de los pagos por rescisión y el respaldo del gobierno del país anfitrión, que se abordan más adelante en este libro, el reembolso a los prestamistas se realiza mediante la ejecución de la garantía sobre el proyecto y la adquisición de sus activos. En una estructura de financiamiento con recurso limitado, los prestamistas suelen beneficiarse también del apoyo crediticio del patrocinador, incluidas las garantías otorgadas por este para cubrir determinados riesgos.

En una operación típica de financiamiento de proyectos, se crea una entidad con fines específicos (SPV) para que sea propietaria de los activos del proyecto y celebre los contratos de financiamiento y demás contratos del proyecto, incluido el PPA. Los prestamistas del financiamiento del proyecto tomarán derechos de garantía sobre todos los activos del proyecto, incluidos el PPA y los demás documentos importantes del proyecto. Los prestamistas también tendrán derechos de garantía sobre las cuentas del proyecto y sobre todos los fondos depositados o acreditados en ellas. Los prestamistas pueden imponer requisitos estrictos respecto de la ubicación de todas las cuentas del proyecto y del flujo de fondos a través de ellas. En particular, los flujos de caja suelen estar sujetos a restricciones que impiden a la sociedad del proyecto pagar dividendos o realizar distribuciones sin haber cumplido previamente una serie de condiciones; con frecuencia, no se efectúan distribuciones a los patrocinadores durante varios años.

El siguiente diagrama ilustra las modalidades de financiamiento habituales asociadas a una estructura de financiamiento de proyectos.



La principal ventaja del financiamiento de proyectos es que no requiere una inversión inicial de capital por parte del gobierno del país anfitrión. Sin embargo, debido a los derechos de garantía de los prestamistas y a su amplia participación en los contratos del proyecto, incluso en lo relativo a los flujos de caja y a las decisiones sobre la gestión del capital, el financiamiento de proyectos requiere un conjunto complejo de contratos específicamente puntuales para el proyecto. Esto puede dar lugar a elevados costos de transacción y a retrasos en el cronograma de ejecución, debido al considerable grado de coordinación que deben mantener las partes para gestionar esa complejidad.

Financiamiento de proyectos: El papel de los promotores y los patrocinadores

La participación del sector privado en el sector energético desempeña dos funciones fundamentales: la de promotor y la de patrocinador. En muchos casos, ambas funciones son desempeñadas por una misma entidad. Sin embargo, también pueden estar separadas y, en ocasiones, ser desempeñadas por un consorcio. El promotor suele ser quien impulsa inicialmente el proyecto, a menudo una entidad local que lo desarrolla hasta el punto en que se requieren cantidades significativas de capital. Contar con una entidad local que conozca a fondo el contexto del sector eléctrico del país y la dinámica del entorno político puede constituir una ventaja. Por lo general, el promotor se encargará de identificar y adquirir, ya sea en propiedad o mediante un arrendamiento a largo plazo, los terrenos adecuados para el proyecto. Asimismo, encargará una evaluación de impacto ambiental y social (**EIAS**) y obtendrá del comprador de energía un compromiso por escrito respecto de un PPA, incluida la tarifa y el respaldo del gobierno del país anfitrión. A continuación, el promotor (si no es la misma entidad que el patrocinador) acudirá al mercado y celebrará un acuerdo de desarrollo con el patrocinador u otros promotores internacionales, siempre que esas entidades puedan aportar los recursos financieros necesarios para desarrollar y construir el proyecto. El patrocinador aporta el financiamiento necesario para llevar el proyecto desde la fase conceptual hasta el cierre financiero.

Las actividades del patrocinador incluyen financiar o completar lo siguiente:

- Una EIAS conforme a los estándares de los prestamistas internacionales, con especial atención a los impactos sobre las comunidades locales y a los efectos sostenidos a largo plazo que el proyecto pueda tener sobre ellas.
- Las mediciones de los recursos renovables, que en la mayoría de los casos suelen realizarse durante un período de al menos 12 meses.
- El diseño y la disposición general del sitio.
- El diseño técnico detallado, los procesos de licitación y la selección de los contratistas EPC y los proveedores de equipos.
- La obtención de créditos de financiamiento para el proyecto.
- La aprobación, por parte del comité de inversiones, de la aportación de capital propio del patrocinador.
- La finalización de todos los acuerdos legales del proyecto.
- La construcción y puesta en servicio del proyecto.
- La operación de los activos del proyecto.

¿Por qué recurrir al financiamiento de proyectos?

¿Por qué los proyectos energéticos necesitan financiamiento de los prestamistas? ¿Se pueden financiar estos proyectos con cargo a los balances de grandes empresas patrocinadoras? ¿No sería mejor que el gobierno del país anfitrión simplemente los construya? Diseñar y construir un proyecto, así como negociar un PPA, ya resulta suficientemente complejo sin la participación de prestamistas. ¿Por qué, entonces, preocuparse por satisfacer las exigencias de los prestamistas y atender sus inquietudes respecto de la financiabilidad? Estas preguntas legítimas suelen ser planteadas por los responsables de la formulación de políticas y deben responderse para cada proyecto concreto, teniendo siempre presente que el objetivo de cualquier proyecto energético es producir electricidad confiable al menor costo posible.

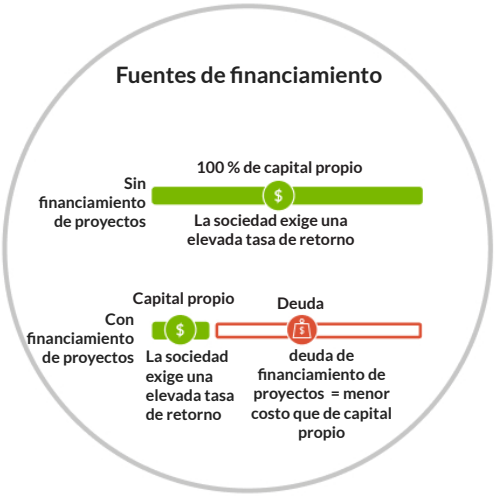
Los préstamos pueden resultar costosos, especialmente aquellos asociados al financiamiento de proyectos, sobre todo si se compara con la capacidad del gobierno del país anfitrión para financiar la construcción de un proyecto energético con cargo al balance del Estado. También existen otras formas de financiamiento, como el financiamiento concesional proporcionado por las IFD (véase *Ejemplo: La financiabilidad de proyectos de energías renovables*), en contraposición al financiamiento a tasas de mercado, cuyos costos pueden ser inferiores a los del financiamiento comercial de proyectos. Sin embargo, es importante no limitarse a considerar únicamente el costo de estas fuentes de financiamiento. El financiamiento estatal del país anfitrión puede resultar más económico, pero inmovilizar un volumen considerable de capital público que, de otro modo, podría destinarse a programas sociales, a la seguridad nacional o a otros proyectos de infraestructura puede no constituir una decisión prudente desde el punto de vista de las políticas públicas. Del mismo modo, el financiamiento concesional que ofrecen las IFD es muy limitado en comparación con el financiamiento comercial que estas instituciones proporcionan en general y, con frecuencia, se destina a tecnologías emergentes o mercados de alto riesgo que, sin acceso a este capital de menor costo, no serían financiables. Por lo tanto, el uso de fondos públicos o de financiamiento concesional conlleva un costo de oportunidad, ya que esos recursos dejan de estar disponibles para otras inversiones de alto impacto y con una relación costo-beneficio favorable. Además de los procesos habituales de debida diligencia para la evaluación crediticia, que ya de por sí requieren mucho tiempo, las IFD deberán realizar un análisis independiente del impacto en el desarrollo y justificar ese impacto al asignar recursos concesionales.

Nota práctica: Financiamiento combinado y plataformas de contratación

Con el fin de movilizar mayores volúmenes de capital para proyectos de energía renovable y otros proyectos energéticos de alta prioridad, algunas IFD han comenzado a combinar financiamiento concesional, de disponibilidad limitada y otorgado a tasas inferiores a las de mercado (procedente de IFD o de fondos especiales) con un volumen mayor de financiamiento a tasas de mercado (también proporcionado por IFD o prestamistas comerciales), con el objetivo de reducir el costo de capital en el financiamiento de proyectos. Esta modalidad de "financiamiento combinado" ofrece la ventaja de incorporar tasas de interés inferiores a las de mercado y proporcionar préstamos a menor costo en mercados emergentes donde, de otro modo, los proyectos energéticos podrían no ser financiables o sostenibles debido a la existencia de tarifas locales que no reflejan los costos. El financiamiento combinado también puede complementarse con un conjunto de contratos del proyecto estandarizados y garantías del gobierno del país anfitrión para reducir aún más los riesgos del proyecto y disminuir los costos de transacción. En todo el mundo se están implementando "plataformas" de financiamiento combinado que han contribuido a alcanzar tarifas históricamente bajas en los PPA, especialmente en el caso de tecnologías estandarizadas como la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, es fundamental que los gobiernos de los países anfitriones sean conscientes de que estos resultados no pueden reproducirse fácilmente en todos los mercados por las siguientes razones:

- Incluso cuando se combina con otras fuentes de financiamiento, el financiamiento concesional proporcionado por las IFD es muy limitado. En consecuencia, a menos que los gobiernos de los países anfitriones logren superar satisfactoriamente el proceso altamente competitivo para obtener financiamiento concesional de las IFD y canalicen esos recursos hacia las sociedades del proyecto, no pueden esperar que estas sociedades logren ofrecer en su mercado las mismas tarifas reducidas que los proyectos que sí logran beneficiarse de financiamiento concesional.
- El objetivo de la estandarización no consiste en crear un conjunto perfecto de contratos del proyecto, sino en introducir coherencia y armonización en los términos y condiciones técnicos y comerciales, tanto en el ámbito regulatorio como en la estructura del proyecto. En otras palabras, un gobierno de país anfitrión no puede limitarse a copiar contratos utilizados en un mercado vecino y esperar obtener los mismos precios, sino que también debe implementar las reformas de políticas públicas, regulatorias y financieras necesarias para que la ejecución de esos contratos resulte exitosa.

Los proyectos energéticos también pueden financiarse con cargo a los balances de grandes empresas promotoras. Aunque algunas empresas patrocinadoras con suficiente solvencia crediticia pueden tener acceso a financiamiento de bajo costo en los mercados de capitales, sus directivos (incluidos sus departamentos de tesorería) siguen considerando como patrimonio todos los fondos internos disponibles, al tomar decisiones de inversión. Las empresas buscan obtener tasas internas de retorno elevadas sobre su capital, teniendo en cuenta el costo de oportunidad asociado a la posibilidad de invertir esos recursos en otras alternativas. A los gobiernos de los países anfitriones suele sorprenderles que esto no se traduzca en un ahorro de costos para el proyecto.



Como se señaló anteriormente, en términos generales, cuanto menor sea la aportación de capital propio a un proyecto, menor será probablemente el costo total de su financiamiento. En la práctica, esto puede variar en función del nivel de apoyo crediticio que se requiera en relación con el financiamiento del proyecto (ya que cada instrumento de apoyo crediticio supondrá costos adicionales). También variará en función de las tasas de retorno exigidas sobre el capital propio y de la tasa de interés aplicable a la deuda.

Incluso cuando las grandes corporaciones patrocinadoras tienen la posibilidad de acceder a financiamiento de bajo costo, es posible que sigan prefiriendo desarrollar este tipo de proyectos mediante financiamiento con recurso limitado o sin recurso, con el fin de evitar que la deuda del proyecto figure en su balance general. Además, para los prestamistas puede resultar más atractivo otorgar financiamiento a nuevas entidades con fines específicos (SPV), ya que estas están libres de pasivos preexistentes.

Por las razones expuestas anteriormente, el financiamiento de proyectos ha sido el método de financiamiento más habitual para los proyectos energéticos de gran escala en los mercados emergentes durante las últimas dos décadas. Siempre debe analizarse si este es el enfoque de financiamiento adecuado para un proyecto concreto, pero, una vez tomada la decisión de proceder con una estructura de financiamiento de proyectos, deberán tenerse en cuenta las inquietudes de los prestamistas al negociar los términos y condiciones del PPA, a fin de garantizar la ejecución satisfactoria del proyecto. Un comprador de energía que desconozca las expectativas de los prestamistas se encontrará en clara desventaja durante las negociaciones del proyecto.

Aunque la mayor parte del contenido sigue siendo aplicable a un proyecto financiado con capital propio del promotor, este libro parte del supuesto de que el PPA se negocia en el contexto del financiamiento de proyectos. Para un análisis más detallado de otras estructuras de financiamiento, incluido el financiamiento por parte del gobierno del país anfitrión, así como de las respectivas ventajas y desventajas de estas alternativas, consulte el manual *Orientación para comprender el financiamiento de proyectos energéticos.*

5.3 Financiabilidad

La **financiabilidad** se refiere a la medida en que un proyecto resulta aceptable para los prestamistas y pueda superar satisfactoriamente la evaluación a la que se somete un proyecto que busca financiamiento en el mercado de crédito comercial. No obstante, un proyecto también puede obtener financiamiento de prestamistas distintos de los bancos comerciales, como las **IFD** y los fondos de capital privado. Por lo tanto, la financiabilidad también puede entenderse como la capacidad de atraer financiamiento de cualquier fuente, sin limitarse a una en particular.

El papel del PPA en la financiabilidad

El acuerdo de compra de energía es fundamental para la financiabilidad. En un proyecto energético típico, solo existe una fuente de ingresos: los pagos efectuados por el comprador de energía en virtud del PPA. Si el comprador de energía no paga, será muy difícil que el proyecto pueda reembolsar sus créditos dentro de los plazos previstos.

El PPA también permite abordar las características singulares de los proyectos energéticos. La generación eléctrica se caracteriza por el hecho de que la electricidad producida se vende en un mercado geográficamente limitado y, con frecuencia, altamente regulado. A diferencia de otros productos básicos de gran valor, como los hidrocarburos, los minerales o los metales preciosos, que pueden transportarse hasta los lugares donde exista demanda, el proyecto energético depende de la demanda del mercado al que atiende. Del mismo modo, en los mercados emergentes, los precios de la electricidad para los usuarios finales comúnmente están determinados por la regulación y no por las fuerzas del mercado. El PPA es esencial porque permite abordar tanto la incertidumbre de la demanda como la de los precios. En cuanto a la demanda, el PPA establece una obligación de compra a largo plazo que proporciona al productor una fuente de ingresos estable y al comprador de energía un suministro continuo de electricidad. En cuanto a los precios, el PPA incorpora una fórmula tarifaria adaptada a las características tecnológicas, operativas y de endeudamiento particulares, que puede modelarse a lo largo de toda la vida del proyecto. Esto permite que el PPA establezca un precio de la electricidad que refleje el costo real de su generación.

Riesgos para la financiabilidad

En una estructura típica de financiamiento de proyectos energéticos, la rentabilidad financiera de los prestamistas se limita al pago de la deuda del proyecto y de los intereses correspondientes (junto con determinados cargos acordados). Sin embargo, dado que los prestamistas tienen comprometidas importantes sumas de capital y dependen exclusivamente de los ingresos del proyecto para el reembolso, insistirán en que los patrocinadores y la documentación del proyecto sean suficientemente sólidos para garantizar que el proyecto llegue a la fase de operación comercial. De todas las partes participantes, los prestamistas son quienes tienen mayor interés en evitar un escenario catastrófico en el que el proyecto fracase por completo, especialmente durante la fase de construcción. Durante la fase de operación, la principal preocupación consiste en garantizar que los ingresos sean suficientes para atender el servicio de la deuda.

A continuación se enumeran los principales aspectos que, si no se abordan adecuadamente, harán poco probable que un proyecto pueda obtener financiamiento mediante deuda:

1. **Plazo:** La vigencia del PPA debe ser lo suficientemente larga como para permitir el pago de la deuda y, si esta no está totalmente amortizada (es decir, si queda un saldo de capital pendiente al vencimiento) deberá ser suficientemente extensa para permitir el refinanciamiento de la deuda restante.

2. **Tarifa:** Los prestamistas exigirán suficiente certeza respecto de la tarifa que deberá pagarse en virtud del PPA.

3. **Cambios legislativos y tributarios:** Los prestamistas no están en condiciones de asumir los riesgos derivados de cambios legislativos o tributarios durante la vida del proyecto.

4. **Solvencia crediticia del comprador:** Si el comprador de energía no cuenta con suficiente solvencia crediticia, los prestamistas exigirán otras formas generales de apoyo crediticio, lo que supondrá costos y complicaciones adicionales para el proyecto. Incluso en los mercados desarrollados, muchos compradores de energía no cuentan con una solvencia crediticia suficiente para que un proyecto sea financiable.

5. **Solidez del patrocinador:** Los prestamistas y el comprador de energía tendrán en cuenta la experiencia, la reputación y la solidez financiera de los propietarios finales de la sociedad del proyecto.

6. **Facturación y pagos:** El período de pagos del comprador al productor debe tener una frecuencia (mensual o incluso quincenal) como para minimizar el volumen de electricidad suministrada y aún no pagada y garantizar el cumplimiento del calendario de pagos del servicio de la deuda. Además, esto permite advertir oportunamente a los prestamistas de posibles problemas de pago o liquidez.

7. **Moneda y cálculo:** Los pagos y cálculos previstos en el PPA suelen realizarse en la misma moneda en la que debe reembolsarse la deuda. De no ser así, será necesario contar con un mecanismo de cobertura cambiaria o de indexación al tipo de cambio, así como con un mecanismo de ajuste. Además, deberá determinarse si existen restricciones a la convertibilidad de la moneda de pago. En tal caso, los prestamistas podrían exigir que el pago se realice en otra moneda o, alternativamente, que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión garanticen la conversión.

8. **Rescisión:** Los prestamistas no querrán que el comprador de energía pueda eludir la obligación de compra a largo plazo establecida en el PPA, ya que esto dejaría al proyecto sin los ingresos necesarios para atender el servicio de la deuda. Los prestamistas prestarán especial atención a que los eventos de incumplimiento del vendedor y los eventos de fuerza mayor no permitan al comprador rescindir anticipadamente el PPA. En caso de rescisión, los prestamistas también querrán garantías de que se saldará la deuda del proyecto.

9. **Recursos en caso de eventos de incumplimiento del comprador:** En particular, los prestamistas exigirán que el vendedor pueda ejercer determinados derechos, incluida, en última instancia, la rescisión del PPA, si el comprador de energía incumple sus obligaciones de pago o no proporciona las garantías de pago exigidas.

10. **Derechos de los prestamistas:** Por lo general, los prestamistas exigirán derechos de intervención y derechos de garantía sobre los activos del proyecto, establecidos mediante los contratos de financiamiento y los acuerdos directos. Aunque lo anterior puede ofrecer algunas orientaciones útiles, en última instancia, la financiabilidad es un concepto en constante cambio.. Lo que el mercado crediticio acepta (o exige) el día de hoy puede diferir de lo que aceptará (o exigirá) el

día de mañana. Dadas las diferencias en cuanto a tecnología, tamaño, alcance, volumen y ubicación geográfica de los proyectos energéticos, puede resultar muy difícil determinar qué se considera realmente "de mercado" (es decir, qué se ajusta a los términos y condiciones que suelen aceptar los participantes del mercado). Además, un promotor o patrocinador con experiencia puede estar en mejores condiciones de convencer a los prestamistas para que acepten términos y condiciones más favorables para la sociedad del proyecto. Por otra parte, los prestamistas pueden estar dispuestos a aceptar una determinada disposición o asumir un riesgo específico a nivel del proyecto, siempre que cuenten con una garantía u otra forma de apoyo crediticio (ya sea del patrocinador o del comprador) que cubra ese riesgo.

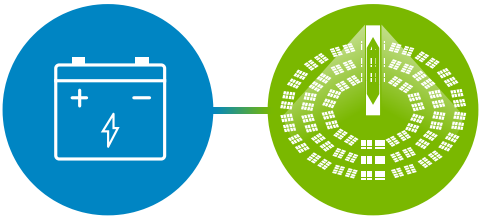
Por último, cabe señalar que algunos mercados eléctricos, especialmente en los países desarrollados, están tan consolidados que ni siquiera se requiere un PPA para que un proyecto sea financiable. Esto suele ocurrir con las centrales de generación comerciales o *merchant* (es decir, aquellas que no cuentan con un comprador de energía dedicado), en las que el proyecto puede desarrollarse sobre la base de informes independientes que demuestren que existe una demanda prevista suficiente en el mercado de corto plazo o entrega inmediata (*spot*). Una vez finalizado el proyecto, la central venderá su producción directamente en el mercado de corto plazo. Sin embargo, incluso en los mercados más desarrollados, la ausencia de un PPA a largo plazo puede dar lugar a tasas de interés más elevadas para el proyecto. Un PPA financiable en términos convencionales sigue siendo una herramienta esencial en prácticamente todos los mercados y resulta especialmente adecuado para los mercados energéticos de los países en desarrollo.

Ejemplo: Financiabilidad de los proyectos de energías renovables: fondos concesionales

Las ventajas de las energías renovables y de las tecnologías asociadas, como el almacenamiento de energía, conllevan un costo. Estos costos adicionales podrían hacer que el proyecto dejara de ser financiable (ya que los ingresos no serían suficientes para cubrir los mayores pagos de capital e intereses) a menos que se aplicaran tarifas insosteniblemente elevadas.

Fomentar la adopción de tecnologías de generación de energía renovable constituye una importante prioridad de política para muchas IFD. Varias IFD administran fondos climáticos destinados a promover la rápida implementación de estas tecnologías bajas en emisiones de carbono, que contribuyen a la integración sostenible de la generación de energía renovable en la red eléctrica. Entre estos se encuentran los Fondos de Inversión en el Clima, dotados con USD 8.000 millones (el Fondo de Tecnologías Limpias, o CTF, y el Fondo Estratégico para el Clima, o SCF). Estos fondos pueden otorgar préstamos a sociedades de proyectos de energía renovable a tasas de interés inferiores a las de mercado (financiamiento concesional) o conceder préstamos subordinados a los préstamos sénior de los prestamistas. Esto mejora la estructura de capital de la inversión y reduce el costo del financiamiento, lo que permite a los inversionistas de la sociedad del proyecto obtener un rendimiento sobre capital razonable y elimina la necesidad de aplicar una tarifa más elevada en virtud del PPA. Entre otros fondos se encuentran el Fondo Verde para el Clima, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial y el Programa para la ampliación de la energía renovable (financiado por el SCF y destinado a apoyar proyectos de energías renovables a menor escala en determinados países).

Ejemplo: Almacenamiento de energía



Al momento de publicarse la primera edición de este libro, los proyectos Khi, de 50 MW, y Kaxu, de 100 MW, habían obtenido financiamiento en el marco de la primera ronda del programa sudafricano de productores independientes de energía (IPP) en el sector de las energías renovables. Los proyectos combinaban tecnología de energía solar termoeléctrica con almacenamiento térmico en sales fundidas y vapor saturado, lo que proporcionaba a las centrales una capacidad de almacenamiento equivalente a 2 y 2,5 horas de generación continua, respectivamente. Esto les permitió compensar la intermitencia ocasionada por la nubosidad y satisfacer la demanda pico durante las horas inmediatamente posteriores a la puesta del sol.

La tecnología de almacenamiento de torre con sales fundidas ha mejorado considerablemente la duración del suministro de energía de respaldo. El proyecto Crescent Dunes de 2015 en los Estados Unidos cuenta con 10 horas de almacenamiento térmico; Noor III entró en operación en Marruecos en 2018 con 7,5 horas de almacenamiento; y, en 2019, el proyecto Redstone, una central de energía solar termoeléctrica (CSP) de 100 MW con almacenamiento en sales fundidas en Sudáfrica, se encontraba ultimando sus contratos de financiamiento. Si todo sale según lo previsto, la central sudafricana contará con 12 horas de almacenamiento térmico a plena carga. Los costos de inversión y las tarifas resultantes de este tipo de proyectos son, sin duda, considerablemente más elevados que los de los proyectos de energía solar sin almacenamiento.

En los mercados desarrollados se ha observado recientemente un crecimiento del almacenamiento en baterías (principalmente mediante baterías de sodio-azufre y de iones de litio). Entre los ejemplos se encuentran la instalación de almacenamiento de Mitsubishi, puesta en servicio en Japón en 2016, capaz de suministrar 50 MW de electricidad durante 6 horas, y la Hornsdale Power Reserve, de 129 MWh, ubicada en Australia Meridional junto al parque eólico Hornsdale, de 315 MW.

La evolución de sistemas de almacenamiento en baterías asequibles y confiables aporta una nueva dimensión a la estructura y la fijación de precios de los PPA para el sector de energías renovables. Si bien la generación solar y eólica es, por naturaleza, intermitente, el almacenamiento en baterías aporta tanto al comprador de energía como al operador de la red ventajas propias de la generación de carga base. Entre estas ventajas se incluyen los servicios complementarios, la reserva operativa y la regulación de frecuencia.

Los servicios complementarios son las funciones que ayudan a los operadores de la red y del sistema a mantener la confiabilidad del sistema eléctrico. Estos servicios incluyen garantizar el flujo y la dirección adecuados de la electricidad, gestionar los desequilibrios entre la oferta y la demanda y ayudar al sistema a recuperarse después de una falla del sistema eléctrico.

La reserva operativa es, en esencia, capacidad de generación que no se está utilizando, pero que se encuentra disponible y puede transmitirse rápidamente en caso de que otros recursos de generación dejen de estar disponibles de forma repentina. En la medida en que el almacenamiento pueda utilizarse para lograr capacidad de reserva operativa, se reducen las necesidades y los costos asociados a las reservas basadas en generación.

La regulación de frecuencia es un servicio complementario de respuesta muy rápida (en cuestión de segundos) que permite restablecer el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad. El objetivo principal de la regulación de frecuencia es mantener la estabilidad y la precisión de la corriente alterna (AC) en todo el sistema dentro de una ubicación o zona determinada. Entre las ventajas de utilizar sistemas de almacenamiento para la regulación de frecuencia se encuentran la reducción del número de arranques de las centrales y una menor necesidad de capacidad de generación.

En las economías emergentes, las redes eléctricas y los generadores que les suministran electricidad no siempre cuentan con la flexibilidad suficiente para gestionar la generación intermitente. Al incorporar sistemas de almacenamiento, los proyectos de energías renovables podrían ayudar considerablemente a los operadores del sistema a gestionar la red y, al mismo tiempo, obtener ingresos adicionales por la prestación de estos servicios.

El comprador de energía y el gobierno del país anfitrión deberán tener en cuenta todos los factores mencionados anteriormente, así como sus implicaciones en cuanto a costos al determinar la mejor opción para incluir en sus carteras actuales de generación.

5.4 Apoyo crediticio para las obligaciones del comprador de energía

¿Por qué es necesario el apoyo crediticio?

Como se señaló en la sección anterior, la financiabilidad de una operación constituye una de las principales preocupaciones de los prestamistas. Un elemento importante de la financiabilidad es el grado de confianza que tengan los prestamistas respecto del riesgo crediticio de la contraparte, es decir, el riesgo de que el comprador de energía no pueda cumplir sus obligaciones de pago en virtud del PPA. En la siguiente sección se ofrece una visión general de los tipos de respaldo que pueden solicitar los prestamistas y los inversionistas, así como de las distintas formas que puede adoptar ese respaldo. Para obtener información más detallada sobre la estructuración de este tipo de respaldo, consulte el manual *Orientación para comprender el financiamiento de proyectos energéticos.*

En general, existen dos riesgos específicos que preocupan a los prestamistas: (a) el apoyo continuo para el pago de las obligaciones derivadas del PPA (incluidos los pagos por capacidad y por energía), también denominado apoyo de liquidez; y (b) el apoyo de pagos por rescisión, destinado a garantizar que, como mínimo, se paguen la deuda y los intereses adeudados a los prestamistas tras la terminación del PPA. En el capítulo "Incumplimiento y rescisión" se ofrece más información sobre los eventos y las causales de terminación del PPA.

Apoyo de liquidez

En caso de que el comprador de energía incumpla una obligación periódica de pago frente a la sociedad del proyecto, el apoyo de pago a corto plazo o apoyo de liquidez permiten a la sociedad del proyecto mantener su solvencia y continuar operando, además de cumplir con el servicio de la deuda. Por lo general, los prestamistas esperan que el apoyo de liquidez cubra el equivalente a entre tres y seis meses de obligaciones de pago, dependiendo de la solvencia crediticia del comprador de

energía. La cobertura proporcionada por el apoyo de liquidez es limitada: una vez agotada, si el comprador de energía no efectúa un pago exigible en virtud del PPA, se producirá un incumplimiento por parte del comprador. Entre las formas de apoyo de liquidez se encuentran las siguientes:

Cuentas de garantía (*escrow*)

El comprador de energía puede mitigar el riesgo de liquidez a corto plazo depositando efectivo en una cuenta, ya sea una cuenta de reserva o una cuenta de garantía (*escrow*), mantenida en un banco de depósitos. La cuenta se dota con fondos suficientes para cubrir un importe determinado de las obligaciones de pago corrientes derivadas del PPA. Si el comprador de energía incumple algún pago exigible en virtud del PPA, la sociedad del proyecto podrá disponer de fondos depositados en la cuenta de garantía, lo que le permitirá continuar operando. Se espera que el comprador de energía reponga los fondos utilizados de la cuenta de garantía dentro del plazo establecido en el contratocorrespondiente. Esta solución requiere que el comprador disponga de un excedente de efectivo que pueda destinar a este fin, inmovilizándolo en una cuenta de reserva que genera un interés mínimo, lo que con frecuencia no es el caso.

Cartas de crédito

Una carta de crédito (**LC**, por sus siglas en inglés) de apoyo de liquidez es emitida por un banco comercial por cuenta del comprador de energía y puede ser ejecutada por la sociedad del proyecto si el comprador no efectúa un pago a su vencimiento. Para que un banco comercial emita cartas de crédito a primer requerimiento en respaldo de las obligaciones de pago del comprador de energía, exigirá la celebración con este de un acuerdo de crédito con garantía de otro crédito (*back-to-back*). En caso de impago a la sociedad del proyecto, podrá ejecutarse la carta de crédito.

Los prestamistas exigirán que el banco comercial emisor de la carta de crédito cuente con una calificación mínima de grado de inversión, a fin de mitigar el riesgo de que ese banco no pueda atender una solicitud de pago conforme a la carta de crédito. En algunas jurisdicciones, es posible que no exista ningún banco comercial que cumpla estos requisitos o que el costo de obtener este tipo de instrumento resulte prohibitivo. Por otra parte, el riesgo crediticio del comprador de energía puede ser tan elevado que un banco comercial que cumpla con los requisitos no esté dispuesto o no pueda asumir el riesgo de contraparte del comprador, o que solo esté dispuesto a hacerlo a cambio de comisiones prohibitivamente elevadas.

Puede utilizarse una garantía parcial de riesgo otorgada por una IFD para reforzar la solvencia crediticia del comprador de energía. En el manual *Orientación para comprender el financiamiento de proyectos energéticos* se ofrece un análisis más detallado de este producto, incluyendo cómo se utiliza en la estructuración, sus ventajas y sus retos.

Respaldo de pagos por rescisión

Evaluar el respaldo existente de pagos por rescisión permite a los prestamistas determinar si el comprador de energía podrá cumplir su obligación de efectuar el pago compensatorio por terminación. Este tipo de apoyo puede contemplarse en diversos acuerdos. En ocasiones, el comprador de energía se compromete en el PPA a efectuar el pago compensatorio por rescisión, y esa obligación está respaldada por el gobierno del país anfitrión mediante un acuerdo de apoyo estatal o una garantía soberana, un acuerdo de ejecución o un contrato de concesión. En otros casos, la obligación de efectuar el pago por rescisión constituye una obligación contractual directa del gobierno del país anfitrión en virtud de un acuerdo de ejecución, un contrato de concesión o un acuerdo de opción de compra y venta (**PCOA**, por sus siglas en inglés).

Aunque la forma de los distintos documentos que instrumentan el apoyo soberano puede variar, en esencia, cualquiera de estos documentos será financiable siempre que contenga un compromiso del gobierno del país anfitrión de efectuar directamente los pagos compensatorios por rescisión o de garantizar que el comprador de energía los efectúe, por un importe suficiente para cubrir, como mínimo, la totalidad de la deuda pendiente y los costos asociados. Cuando el respaldo crediticio para las obligaciones periódicas de pago del comprador de energía adopte la forma de una garantía del gobierno del país anfitrión, esta también podrá incluirse en este acuerdo.

La disponibilidad de una garantía crediticia soberana en caso de que se produzca un evento de rescisión facilita el otorgamiento de financiamiento, ya que permite recurrir al gobierno del país anfitrión para obtener el pago por terminación. Estas obligaciones del gobierno del país anfitrión pueden reforzarse aún más mediante instrumentos financieros proporcionados por IFD, como una garantía de pago o un seguro contra riesgos políticos.

Para obtener más información sobre las distintas formas de respaldo soberano, véase el capítulo 6, "Respaldo soberano", del manual *Orientación para comprender el*

financiamiento de proyectos energéticos. Los pagos por rescisión se analizan con mayor detalle en el capítulo "Incumplimiento y terminación".

Resumen: Alcance del apoyo del gobierno del país anfitrión

Respaldo de liquidez

Tipo	Características principales
Cuentas de garantía (*escrow*)	Cuentas específicas creadas y dotadas de fondos por el comprador de energía o el gobierno en beneficio de la sociedad del proyecto.
Carta de crédito de liquidez	Cubre las obligaciones de pago del comprador de energía hasta un importe determinado.

Respaldo de pagos por rescisión

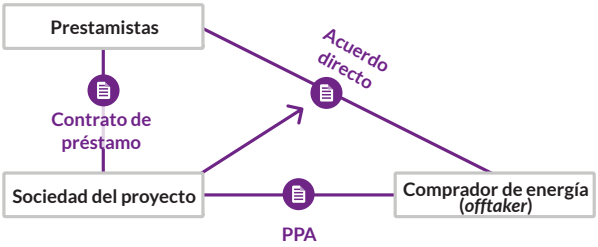
Tipo	Características principales
Acuerdo de ejecución o contrato de concesión	Derecho de la sociedad del proyecto a recibir un pago por rescisión y otras compensaciones
Garantía del gobierno	Garantiza (a) los pagos del comprador de energía o (b) pago compensatorio por rescisión, o ambos
Acuerdo de opción de compra y venta	Opción de compra del gobierno y opción de venta de la sociedad del proyecto para adquirir o vender, respectivamente, acciones de la sociedad del proyecto o los activos del proyecto a cambio de un pago por rescisión
Carta de garantía (*comfort letter*)	Emitida por el gobierno a favor de la sociedad del proyecto o de los prestamistas, o ambos Es poco probable que sea financiable, a menos que establezca obligaciones jurídicamente vinculantes para el Estado anfitrión.

5.5 Acuerdos directos relativos al PPA

En un acuerdo directo relativo al PPA, el comprador de energía reconoce los derechos de garantía otorgados por la sociedad del proyecto a los prestamistas sobre los derechos e intereses de esta en virtud del PPA, así como los derechos de subsanación de los prestamistas, incluida la posibilidad de asumir el control del proyecto, en caso de incumplimiento. Estos derechos se denominan **derechos de intervención**.

Cabe esperar que el acuerdo directo incluya las disposiciones descritas anteriormente, entre ellas las notificaciones a los prestamistas, los plazos de subsanación ampliados, los derechos de intervención y el derecho a novar el PPA a favor de una entidad sustituta, en la medida en que las obligaciones no estén ya suficientemente contempladas en el propio PPA. El acuerdo directo se celebra entre el comprador de energía, la sociedad del proyecto y los prestamistas, y establece una relación contractual directa entre estos últimos y el comprador de energía.

Si bien la responsabilidad principal de obtener el financiamiento recae en la sociedad del proyecto, por lo general se espera que el comprador de energía se comprometa a enmendar o aclarar el PPA en la medida en que los prestamistas de la sociedad del proyecto lo soliciten razonablemente. Lo ideal es que esas modificaciones y aclaraciones se incorporen antes de que la sociedad del proyecto y el comprador de energía firmen el PPA. No obstante, incluso después de la firma del PPA, cabe esperar que el comprador de energía acepte determinadas enmiendas y aclaraciones. Si se rehúsa a hacerlo, los prestamistas podrían negarse a otorgar el financiamiento. Cuando el PPA ya haya sido firmado, esas modificaciones se incorporarán mediante una adenda al PPA o mediante un acuerdo directo.



Del mismo modo, se celebran acuerdos directos entre los prestamistas y otros participantes principales del proyecto. Cada acuerdo del proyecto puede plantear cuestiones específicas que deban abordarse. Entre las disposiciones que pueden resultar pertinentes para los acuerdos directos relativos a otros contratos del proyecto, si bien normalmente no figuran en el PPA, están los derechos de licencia, las cuestiones relacionadas con los terrenos y el suministro de repuestos o materias primas.

5.6 Resumen de los puntos clave

Financiamiento de proyectos y financiabilidad

- **Financiamiento de proyectos:** Tipo de financiamiento en el que los patrocinadores aportan capital propio y los prestamistas otorgan deuda a largo plazo a la sociedad del proyecto basándose en: (a) los flujos de caja previstos (contractuales) del proyecto; y (b) el valor subyacente del activo energético.

- **Elevados costos de inversión:** Los proyectos energéticos son de gran envergadura y costosos, y requieren una inversión de capital considerable. Para atraer este nivel de financiamiento es necesario contar con un PPA bien redactado y equilibrado.

- **Financiabilidad:** El concepto de "financiabilidad" está en constante evolución y variará en función del contexto del proyecto, la evolución de la tecnología, el marco regulatorio del país anfitrión y la percepción de los prestamistas respecto de los riesgos asociados. No obstante, debe analizarse detenidamente para evitar el fracaso de un proyecto energético.

- **Garantías de pago:** Las partes suelen establecer mecanismos para evitar interrupciones en el flujo de pagos previsto en el PPA.

- **Derechos de garantía:** Los prestamistas exigirán derechos de garantía sobre los activos del proyecto para asegurar los ingresos del proyecto. Asimismo, exigirán derechos de intervención en caso de que la sociedad del proyecto incumpla sus obligaciones contractuales.

Respaldo crediticio al comprador de energía

- **Respaldo crediticio al comprador de energía:** Por lo general, el gobierno del país anfitrión proporciona algún tipo de respaldo crediticio al comprador de energía para mejorar la financiabilidad de un proyecto energético. Este apoyo puede incluir una combinación de garantías soberanas, cartas de garantía, acuerdos de opción de compra y venta, cartas de crédito y mecanismos de

cuentas de garantía (*escrow*), con el fin de garantizar la liquidez de los pagos y la disponibilidad de divisas.

- **Cobertura de riesgo político:** En función de las inquietudes relacionadas con el riesgo político en el país anfitrión, los prestamistas del proyecto pueden exigir garantías parciales de riesgo otorgadas por bancos multilaterales de desarrollo u otras IFD, a fin de proporcionar protección adicional a la inversión relacionada con el PPA. En la mayoría de los casos, los inversionistas contratarán seguros para proteger su inversión de capital a largo plazo.

Acuerdos directos

- **Acuerdo directo:** Se exigirá al comprador de energía celebrar un acuerdo directo con los prestamistas. Este acuerdo brinda a los prestamistas la seguridad de que serán notificados en caso de incumplimiento por parte de la sociedad del proyecto y de que tendrán derecho a intervenir antes de que se dé por terminado el PPA.

- **Derechos de intervención:** En virtud de un acuerdo directo, los prestamistas dispondrán de derechos de intervención que les permitirán asumir el control de la sociedad del proyecto en caso de incumplimiento por parte de esta.

6. Disposiciones financieras

6.1 Introducción

Un PPA es un conrato para comprar energía. La pregunta es: ¿qué cantidad se compra, a qué precio y cuándo debe efectuarse el pago?

Las condiciones financieras se basan en la tarifa (véase el capítulo *Estructuras tarifarias*), que suele consistir en una fórmula de precios basada en la capacidad, la disponibilidad y/o la energía suministrada por una central eléctrica. La tarifa se determina mediante el proceso de contratación de electricidad (véase el capítulo *Contratación de electricidad*), ya sea mediante licitación competitiva o negociación directa. Las disposiciones relativas a la facturación y el pago (véase el capítulo *Facturación y pago*) determinan cómo y cuándo debe efectuar el pago el comprador de energía. Cualquier régimen tributario especial, como las exenciones tributarias (véase el capítulo *Exenciones tributarias*), puede influir en la viabilidad comercial del proyecto y en el costo de la energía.

Las disposiciones financieras de un PPA suelen ser las de negociación más intensa, y en esas negociaciones normalmente se requieren aportes de la sociedad del proyecto, sus inversionistas y prestamistas, así como de todos los organismos y ministerios del Estado que participan en la supervisión financiera de los proyectos energéticos (el organismo regulador, el Ministerio de Energía, el Ministerio de Hacienda y la autoridad tributaria, entre otros).

6.2 Estructuras tarifarias

La tarifa es uno de los aspectos más importantes de cualquier acuerdo de compra de energía (PPA). En este capítulo, se entiende que el término **tarifa** comprende varios componentes. En primer lugar, incluye el precio efectivo que el comprador de energía paga a la sociedad del proyecto por la capacidad puesta a disposición o la energía generada, o ambos. La moneda utilizada suele estar determinada por la normativa aplicable, la disponibilidad de divisas, la moneda del contrato EPC o la moneda en la que estén denominados los préstamos. La tarifa también comprende un conjunto más amplio de términos y condiciones relacionados con el precio. Estas condiciones adicionales determinan el importe que el comprador de energía pagará mensualmente a la sociedad del proyecto. En esta sección se explicará lo siguiente:

1. Los tipos de estructuras tarifarias (basadas en capacidad y no basadas en capacidad) que suelen utilizarse en los PPA.

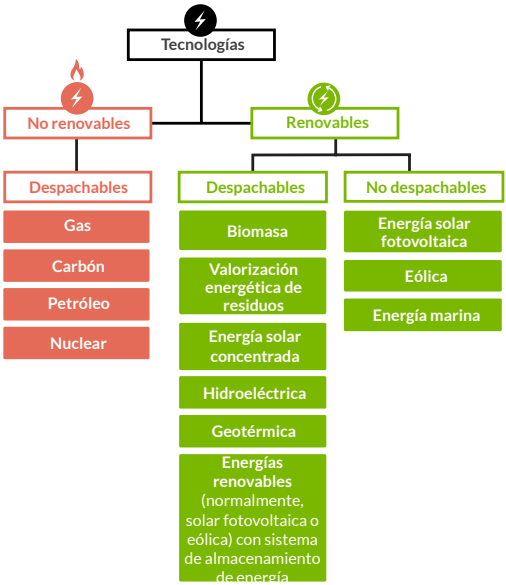
2. Los métodos que pueden emplearse para determinar el precio por unidad de capacidad puesta a disposición y/o por unidad de energía generada

3. La manera en que las obligaciones de **tomar o pagar (*take-or-pay*)** previstas en los contratos de suministro de combustible afectan la tarifa pagadera en virtud del PPA y deben reflejarse en ella

4. La manera en que la duración del PPA influye en la tarifa

5. La manera en que puede calcularse la energía considerada producida

Se utilizan estructuras tarifarias diferentes para las tecnologías despachables y no despachables.

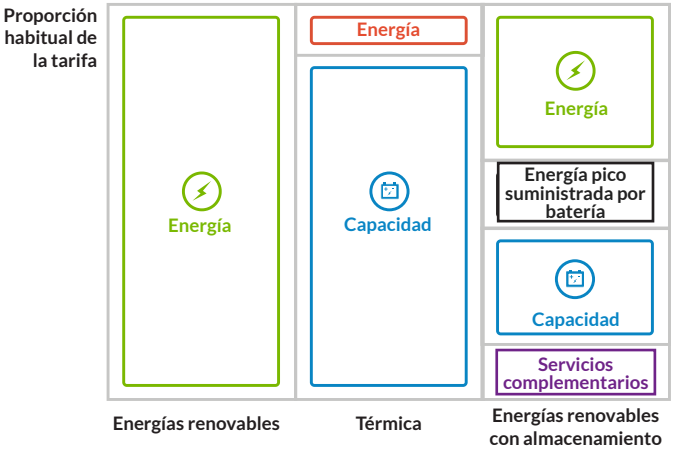


Las **tecnologías despachables** son aquellas cuya generación puede ser despachada por el comprador de energía. Esto significa que el comprador de energía puede, y de hecho debe, impartir instrucciones a la sociedad del proyecto para que genere una cantidad determinada de energía (o potencia) durante cada período de liquidación. Entre los ejemplos de tecnologías despachables se incluyen todo tipo de instalaciones de generación térmica, como las turbinas de gas (de ciclo simple o combinado); los motores alternativos que funcionan con gas, diésel o fueloil pesado (búnker); las centrales de carbón; y las centrales hidroeléctricas (con excepción de la mayoría de las centrales a filo de río).

Las **tecnologías no despachables** son aquellas que el comprador de energía no puede despachar y cuya producción se inyecta en la red a medida que está disponible. En general, todas las tecnologías renovables, salvo la energía hidroeléctrica a gran escala basada en presas, son no despachables. Entre las tecnologías no despachables se encuentran la eólica y la solar. La electricidad debe generarse a partir del recurso renovable siempre que este esté disponible y en la medida en que lo esté; de lo contrario, si la central no dispone de capacidad de almacenamiento alguna (véase el estudio de caso sobre almacenamiento en la sección *Financiabilidad*), la energía que podría haberse generado se perderá. Aunque el almacenamiento puede ayudar a mitigar la

intermitencia, no convierte a una fuente de energía renovable en despachable (ya que sigue existiendo el riesgo de que las condiciones meteorológicas adversas persistan durante un período superior a la capacidad del sistema de almacenamiento).

Como consecuencia de esta característica fundamental, se utilizan estructuras tarifarias muy diferentes para las tecnologías despachables y las no despachables. En los dos apartados siguientes se describen los dos tipos de estructuras tarifarias que se utilizan habitualmente para las tecnologías despachables y no despachables.



Estructuras tarifarias para tecnologías despachables

Las estructuras tarifarias han evolucionado a lo largo de los años en distintas jurisdicciones hacia una asignación más eficiente de los recursos energéticos y el perfeccionamiento delos mecanismos de pago para incentivar la inversión. Las primeras tarifas combinaban los conceptos de energía y capacidad en un único cargo (que solía expresarse en dólares por kWh). La siguiente generación de tarifas incorporó una obligación de tomar o pagar (take-or-pay) para garantizar, en esencia, un nivel mínimo de despacho previsto. La tercera generación de tarifas eliminó las obligaciones de **take-or-pay** de las tarifas eléctricas (salvo en la medida necesaria

para reflejar las obligaciones **take-or-pay** derivadas del contrato de suministro de combustible cuyos costos debieran trasladarse) e introdujo pagos por capacidad y por energía.

Las tarifas basadas en capacidad se crearon para subsanar las deficiencias inherentes a los modelos de "solo energía" y take-or-pay. Estas tarifas están diseñadas para equilibrar los intereses de los inversionistas y los consumidores de manera económicamente eficiente. Los intereses del comprador de energía quedan protegidos, ya que este solo está obligado a pagar por la capacidad puesta a su disposición, más la energía que despache y que sea efectivamente entregada en el punto de entrega.

En general, estas tarifas establecen que el comprador de energía pagará mensualmente a la sociedad del proyecto:

- Un cargo (**cargo por capacidad**) por la capacidad de la central eléctrica puesta a disposición del comprador de energía, independientemente de que este la despache efectivamente desde la central; y
- Un cargo por MWh (o por kWh) (**cargo por energía**) por la energía despachada por el comprador de energía y efectivamente entregada a este.

El **cargo por capacidad** se establece de manera que permita a la sociedad del proyecto obtener ingresos suficientes en virtud del PPA para:

1. Pagar los préstamos del proyecto (y, en algunos casos, financiar la infraestructura asociada, como las líneas de transmisión).
2. Proporcionar a los patrocinadores una rentabilidad del capital propio y del cuasicapital que hayan aportado (como los préstamos de accionistas). En el caso de una sociedad del proyecto estructurada conforme al modelo construir-operar-transferir (BOT), devolver además, durante la vigencia del PPA, el capital propio y el cuasicapital aportados por los patrocinadores.
3. Pagar el impuesto sobre la renta de sociedades y los demás impuestos aplicables a la sociedad del proyecto y a sus bienes.
4. Cubrir los costos fijos de operación y mantenimiento, así como cualquier otro costo acordado del proyecto en que incurra la sociedad del proyecto, independientemente del factor de despacho.

El **cargo por energía** se establece de manera que permita a la sociedad del proyecto obtener ingresos suficientes en virtud del PPA para: (a) recuperar el costo del combustible utilizado para generar la energía despachada por el comprador de energía y efectivamente entregada a este; y (b) cubrir los costos de operación y mantenimiento que varíen en función de la cantidad de energía producida por la central eléctrica.

Como consecuencia de esta estructura tarifaria, para la sociedad del proyecto resulta indiferente el nivel efectivo de despacho, ya que sus costos de capital y sus costos fijos de operación y mantenimiento se recuperan mediante el cargo por capacidad, que se paga independientemente del nivel de despacho. Por lo tanto, la sociedad del proyecto no necesita aplicar una prima de riesgo para cubrir el riesgo de mercado. Al mismo tiempo, esta estructura tarifaria refleja la verdadera naturaleza de los costos de la sociedad del proyecto y es coherente con los principios del despacho económico.

El cargo por capacidad se expresa como un precio (denominado en ocasiones **precio por hora de la capacidad base**) por cada MW de capacidad puesto a disposición (independientemente de que ese MW se utilice efectivamente para generar energía) durante un período de liquidación. Cada período de liquidación se pondera para reflejar la importancia que tiene para el comprador de energía la disponibilidad de capacidad durante esa hora. El cargo correspondiente a cada hora puede expresarse de la siguiente manera:

$$HCP = (BCP_i + FOMC_i) \times PWF_i \times AvCap_i$$

Donde:

- HCP se refiere al importe del pago horario por capacidad correspondiente a la hora '*i*';
- BCP_i se refiere al importe del precio por hora de la capacidad base correspondiente a la hora '*i*';
- $FOMC_i$ se refiere al importe del cargo horario fijo por operación y mantenimiento correspondiente a la hora '*i*';
- PWF_i se refiere al factor de ponderación por período correspondiente a la hora '*i*' (que es un número comprendido, por ejemplo, entre 0,65 y 1,5 y refleja la importancia de disponer de capacidad durante ese período de liquidación); y

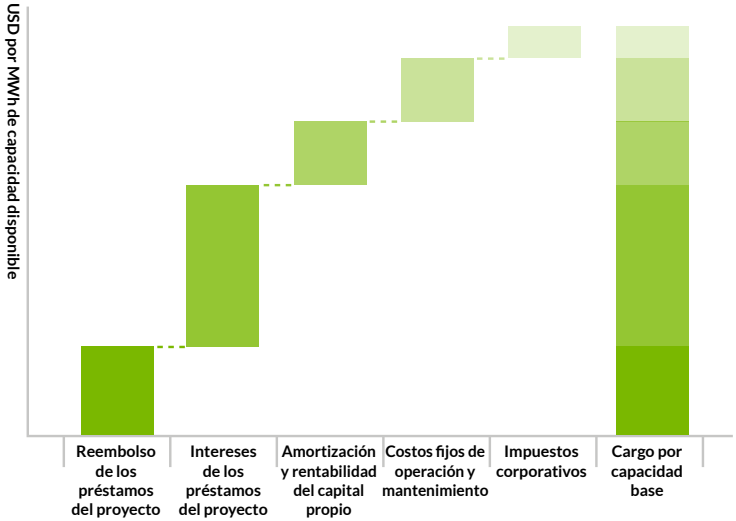
- $AvCap_i$ se refiere a la capacidad que la sociedad del proyecto declara disponible durante la hora '*i*'.

A continuación, se suman los pagos horarios por capacidad correspondientes a cada hora de un mes (mes ***m***) para determinar el pago mensual por capacidad. De este modo, el comprador de energía solo paga por la capacidad que efectivamente se pone a su disposición. Aunque la tarifa incluirá numerosas fórmulas y abordará muchos aspectos no tratados anteriormente (como los cargos por servicios complementarios, los costos de arranque y otras partidas adicionales) esta fórmula, que recoge los elementos más importantes, ofrece un ejemplo de cómo pueden estructurarse los conceptos clave en los que se basa una tarifa moderna basada en capacidad. No obstante, conviene señalar que otras disposiciones del PPA ajustarán $AvCap_i$ a la baja en caso de que la sociedad del proyecto declare una capacidad disponible superior a la que realmente pueda suministrar durante la hora *i*.

Asimismo, si la sociedad del proyecto no puede poner capacidad a disposición a causa de riesgos que el comprador de energía se haya comprometido a asumir, esa capacidad se considerará disponible para el comprador. Entre estos riesgos se incluyen los relacionados con la disponibilidad de la red de transmisión para recibir la electricidad de la central, la disponibilidad de combustible (cuando el comprador sea responsable de suministrarlo) y los eventos de fuerza mayor política.

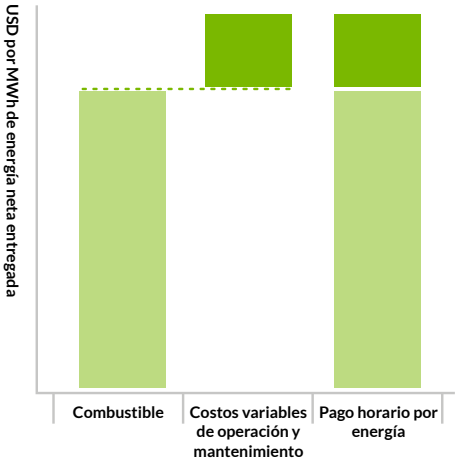
La siguiente ilustración muestra los principales componentes que conforman un cargo por capacidad base y refleja, en términos generales, la importancia relativa de cada uno de ellos al inicio de la vigencia del PPA. Durante los últimos años de vigencia del PPA, el componente correspondiente a los intereses de los préstamos del proyecto disminuirá (al suponer una amortización lineal). Esta disminución se verá compensada por el aumento de los pagos de capital de los préstamos del proyecto, así como por el reembolso del capital y la rentabilidad del capital.

Componentes principales de un cargo por capacidad base



La siguiente ilustración muestra los principales componentes que conforman el cargo por energía en una tarifa basada en capacidad para una central térmica.

Componentes principales del cargo por energía



Puntos clave

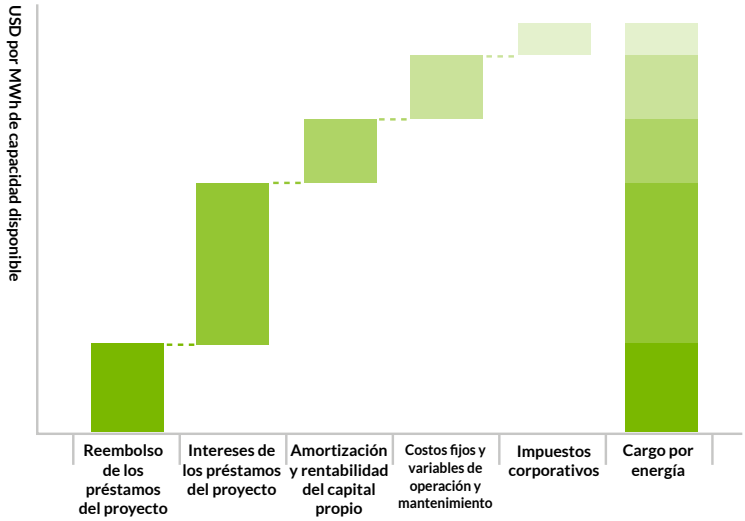
- Los pagos por capacidad permiten a las sociedades del proyecto recuperar sus costos fijos (incluidos los costos de capital y los costos fijos de operación) así como obtener la rentabilidad acordada. Estos cargos se efectúan siempre que la central eléctrica esté disponible para despachar.
- Los pagos por energía incluyen los costos de combustible y los costos variables de operación.
- En algunas jurisdicciones, se imponen cargos adicionales a los compradores de energía para cubrir determinados requerimientos de la red eléctrica (como los cargos de arranque, el costo de los servicios complementarios y cualquier cargo derivado de eventos de fuerza mayor cuyo riesgo corresponda al comprador en virtud del PPA).

Estructuras tarifarias para tecnologías no despachables

Por lo general, los PPA para tecnologías no despachables, principalmente las basadas en energías renovables, exigen que la sociedad del proyecto suministre y venda al comprador de energía toda la electricidad generada por la instalación. El precio se expresa de manera sencilla, por ejemplo, en centavos (u otra unidad monetaria) por kWh o en dólares (u otra unidad de divisa) por MWh generada y entregada.

El cargo por energía, en el marco de una tarifa solo por energía aplicada a un proyecto de energías renovables, incluirá los siguientes componentes:

Componentes principales de una tarifa solo por energía



Energía considerada producida a efectos de pago antes de la fecha efectiva de operación comercial

Las centrales de energía renovable no despachables también tendrán derecho a recibir pagos por energía considerada producida a efectos de pago en caso de finalización presunta a efectos contractuales (véase la sección Finalización presunta a efectos contractuales). En el caso de los proyectos solares y eólicos, la fórmula más

generalmente utilizada para determinar los pagos por energía considerada producida desde la fecha prevista de operación comercial hasta la fecha efectiva de operación comercial se calcula en función del recurso solar o eólico y del potencial de generación de energía del sitio específico. Normalmente, se utilizan las probabilidades P50 y P90 para evaluar la confiabilidad del recurso solar o eólico de un proyecto.

La estimación P50 corresponde al nivel hasta el cual se espera que la generación pronosticada sea superada durante el 50% del año. Esto equivale al promedio, ya que se espera que la mitad de la producción anual de energía supere ese nivel y la otra mitad quede por debajo del pronóstico. Por lo tanto, la probabilidad de alcanzar una producción anual de energía superior o inferior es de 50:50.

P90 corresponde al nivel al cual se espera que se supere la generación pronosticada, con un 90 % de probabilidad. Se trata de la estimación más conservadora. Los prestamistas y los inversionistas suelen utilizar las estimaciones P90 para asegurarse de que se genere suficiente energía y contar con un mayor margen de seguridad para el reembolso de la deuda del proyecto.

Posteriormente, una vez realizadas las pruebas de finalización, si las pruebas de desempeño de la central revelan que su capacidad es inferior a la capacidad contratada, por lo general la sociedad del proyecto deberá asumir las consecuencias de esa diferencia.

Energía considerada producida a efectos de pago después de la fecha efectiva de operación comercial

Estas tarifas también tienen en cuenta que habrá ocasiones en las que el comprador de energía o el operador de la red de transmisión pueda **restringir (***curtail***)** la generación de la instalación debido a restricciones de la red, situaciones de emergencia u otras causas. Los distintos mercados asignan de manera diferente el riesgo financiero derivado de las pérdidas por restricción de generación (*curtailment losses*). En los PPA de los mercados emergentes, el comprador de energía asume, como parte de la tarifa, esas pérdidas. A menudo, esta obligación se limita a las pérdidas por restricción que superen un umbral predeterminado. La energía restringida constituirá una modalidad de energía considerada producida a efectos de pago. También puede considerarse que existe generación a efectos de pago cuando la red no está disponible.

Las principales razones por las que el comprador de energía de una central no despachable debe pagar por la energía considerada producida son las siguientes:

- La probabilidad de que se produzcan períodos prolongados de restricción de generación puede ser mayor por diversas razones, entre ellas el estado de la red de transmisión y la posibilidad de que un exceso de generación provoque un apagón generalizado debido a un desequilibrio entre la oferta y la demanda que genere inestabilidad de la red.

- Es posible que el gobierno del país anfitrión tenga una participación mayoritaria tanto en la empresa compradora de energía como en el operador de la red de transmisión. En este caso, los inversionistas podrían temer que el comprador de energía ejerza presión sobre el operador de la red de transmisión para que restrinja la generación cuando pueda adquirir electricidad a un precio inferior de otras fuentes.

El riesgo de períodos prolongados de restricción de generación ha llevado al desarrollo de métodos más rigurosos para calcular las cantidades de energía considerada producida en los mercados emergentes. Se trata de una respuesta lógica a ese riesgo, ya que, durante un período prolongado de restricción de generación, el importe total de los pagos por energía considerada producida puede ser muy elevado y dependerá en gran medida de la fórmula utilizada para calcularla y de los instrumentos de medición.

A modo de ejemplo, el PPA de un proyecto eólico suele exigir a la sociedad del proyecto que instale una o varias torres meteorológicas para medir los promedios de la velocidad y dirección del viento durante cada intervalo de seis minutos comprendido en un período de facturación. Antes de la fecha de operación comercial, el comprador de energía y la sociedad del proyecto elaborarían (con la aprobación del ingeniero independiente) una *curva de potencia* que permitiera estimar, para cada velocidad y dirección del viento, la energía neta que el parque eólico podría generar en esas condiciones. La curva de potencia se actualizaría anualmente o cada seis meses en función del desempeño real del parque eólico. Cuando se produzca una restricción de generación, la curva de potencia podría utilizarse, junto con los datos sobre la velocidad y la dirección del viento y la disponibilidad de cada aerogenerador durante el período de restricción, para calcular la cantidad de energía considerada producida por la que el comprador de energía estaría obligado a pagar. Del mismo modo, un PPA para un proyecto solar exigiría que el comprador de energía y la sociedad del proyecto elaboraran una curva de potencia basada en la irradiancia solar medida

mediante uno o varios piranómetros o pirheliómetros (que miden, respectivamente, la irradiancia directa o indirecta y la irradiancia directa incidente sobre un plano). En los últimos años, Cabo Verde, Sudáfrica y Kenia han suscrito PPA, algunos de los cuales incluyen las disposiciones descritas anteriormente para instalaciones eólicas. Algunas de estas instalaciones ya han alcanzado la operación comercial.

Después de la fecha de operación comercial, los pagos por energía considerada producida de una central de energía renovable pueden calcularse utilizando el modelo de generación desarrollado por la sociedad del proyecto para esa central, que a menudo debe ser aprobado de manera independiente por un ingeniero y el cual permite estimar la producción de energía de la central en función de su régimen de operación y de las condiciones atmosféricas.

Puntos clave

- Las tarifas solo por energía se expresan en USD/kWh o USD/MWh (aunque también pueden expresarse en moneda local).
- El principio de la energía considerada producida se aplica a partir de la fecha prevista de operación comercial.
- Tanto el comprador de energía como el vendedor realizan mediciones rigurosas para determinar o verificar la cantidad de energía considerada producida por la cual el comprador está obligado a pagar.

Tarifas de inyección a la red (*feed-in tariffs*)

Las tarifas de inyección a la red (FiT, por sus siglas en inglés) se utilizan habitualmente para incentivar la generación de energía a partir de fuentes renovables. La característica distintiva de las FiT es el establecimiento de una tarifa fija, que puede variar en función de la tecnología. Para obtener más información sobre las FiT y su comparación con otras modalidades de contratación, consulte el manual *Orientación para comprender la contratación de proyectos energéticos.*

En general, se considera que una FiT brinda certeza respecto de tres aspectos fundamentales para un productor. Esos tres aspectos son: (a) acceso garantizado a la red; (b) PPA a largo plazo; y (c) un precio de la energía subsidiado en la práctica.

Por lo general, el precio de la energía es fijado por el organismo regulador del sector tras evaluar: (a) los costos de capital y los costos de operación y mantenimiento en los que incurriría una sociedad del proyecto razonablemente eficiente para desarrollar, construir, operar y mantener una central eléctrica basada en una tecnología determinada (como la eólica o la solar); y (b) la estructura de capital que debería poder alcanzar la sociedad del proyecto.

Las FiT suelen fijarse y mantenerse vigentes durante un período determinado, lo que brinda a la sociedad del proyecto la certeza de que podrá recuperar su inversión y obtener una rentabilidad razonable. Por regla general, todas las sociedades del proyecto que alcancen la operación comercial o inicien la construcción antes de una fecha determinada (con sujeción a un límite máximo preestablecido de capacidad elegible para la FiT) podrán beneficiarse de la FiT durante la vigencia de su contrato.

Los organismos reguladores revisan periódicamente las FiT aplicables a los nuevos proyectos, con el objetivo de reducirlas para reflejar la disminución de los costos de capital y otros ahorros derivados de una adopción más generalizada de la tecnología correspondiente. Los proyectos de energía solar fotovoltaica constituyen el mejor ejemplo de la tendencia a la reducción de los costos. Desde 2008, el precio de los paneles fotovoltaicos ha disminuido de forma constante y drástica, hasta el punto de que, en algunas jurisdicciones, las tarifas de la energía solar se han situado por debajo de las correspondientes a las centrales térmicas.

Por lo general, las tarifas de inyección a la red (FiT) se estructuran de manera coherente con las tarifas descritas anteriormente en la sección *Estructuras tarifarias para tecnologías no despachables*.

Obligaciones take-or-pay en los contratos de suministro de combustible: repercusiones en las tarifas eléctricas

En varios mercados emergentes, los proveedores de gas suelen insistir en que los contratos de suministro de gas a largo plazo incluyan una cláusula u obligación de tomar o pagar (take-or-pay). En el contexto de una sociedad del proyecto, una cláusula take-or-pay establece que esta debe adquirir cada año una cantidad acordada de gas, normalmente expresada en millones de BTU (MMBtu) o gigajulios (GJ) sobre la

base del poder calorífico inferior (PCI), o pagar por esa cantidad sin importar si efectivamente la adquiera en su totalidad.h

La justificación económica de una obligación take-or-pay en un contrato de suministro de gas es doble. En primer lugar, el proveedor de gas tendrá derecho a extraer gas del yacimiento o de los yacimientos de los que se abastece durante un período definido y limitado, establecido en la licencia de exploración y explotación correspondiente a los bloques en los que se encuentren esos yacimientos. Si el proveedor de gas celebrara un contrato de suministro de gas a largo plazo con una sociedad del proyecto y esta no adquiriera una parte significativa de las reservas que el proveedor hubiera destinado a su suministro, el proveedor perdería parte del valor económico asociado a su inversión en exploración, a los costos de capital del yacimiento, a las instalaciones de procesamiento de gas y a otras infraestructuras. En segundo lugar, para poder atender el servicio de su propia deuda, el proveedor de gas necesita contar con un flujo de ingresos estable. La obligación take-or-pay es el mecanismo que utilizan los proveedores de gas para gestionar estos riesgos.

A pesar de su fundamento económico, las obligaciones take-or-pay deben abordarse con cautela, ya que pueden repercutir en la tarifa pagadera en virtud del PPA. Toda obligación take-or-pay debería mitigar las posibles consecuencias para el comprador de gas, en este caso la sociedad del proyecto, mediante la inclusión de mecanismos de compensación integral (*make-whole*) y de arrastre de volúmenes a períodos posteriores (*carry-forward*). Un mecanismo de compensación integral establece que, si el comprador de gas no adquiere la cantidad prevista en la obligación take-or-pay durante un período take-or-pay determinado (que casi siempre es de un año) y efectúa un pago take-or-pay equivalente al precio de compra multiplicado por la diferencia entre (a) la cantidad take-or-pay y (b) la cantidad de gas efectivamente consumida, ese pago podrá acreditarse contra el costo del gas adquirido en un período take-or-pay posterior, una vez que durante ese período se haya consumido la cantidad take-or-pay. Un mecanismo de arrastre de volúmenes a períodos posteriores funciona en sentido inverso. Establece que, si el comprador de gas adquiere durante un período take-or-pay determinado una cantidad de gas superior a la cantidad mínima sujeta a take-or-pay, el volumen arrastrado (la cantidad de gas adquirida por encima de esa cantidad) podrá utilizarse para reducir la cantidad take-or-pay aplicable en períodos posteriores.

Las obligaciones take-or-pay repercuten en la tarifa pagadera en virtud de un PPA de la siguiente manera. Si el comprador de energía no despacha a la sociedad del

proyecto en una cantidad suficiente para que esta consuma un volumen de gas equivalente a la cantidad mínima sujeta a take-or-pay durante un período take-or-pay, al finalizar ese período el comprador de energía estará obligado a efectuar un pago que permita a la sociedad del proyecto pagar al proveedor de gas el importe correspondiente a la obligación take-or-pay.

En el caso de los proyectos de centrales alimentadas con gas, el proveedor de gas puede ser cualquiera de los siguientes: (a) una empresa de exploración y producción que posea los derechos para producir gas de un campo determinado o de un conjunto de campos; (b) una empresa petrolera nacional o un agregador estatal de gas que adquiera gas de empresas de exploración y producción y lo comercialice y venda dentro del país o de la región; o (c) un proveedor que importe GNL, lo regasifique en una planta de regasificación y posteriormente venda el gas. El comprador será la sociedad del proyecto. El gas puede transportarse desde las plantas de procesamiento de gas o de regasificación a través de un gasoducto, en virtud de un contrato de transporte celebrado entre el operador del gasoducto y la sociedad del proyecto o el vendedor de gas.

Aspectos destacados

- Las obligaciones take-or-pay son necesarias en los contratos de suministro de combustible a largo plazo, ya que reducen el riesgo para las partes que aportan activos de combustible y de generación al mercado.
- Las obligaciones take-or-pay pueden dar lugar a un aumento de las tarifas durante determinados meses que coincidan con el final de un período take-or-pay, lo que puede limitar la liquidez del comprador de energía al obligarlo a efectuar pagos take-or-pay por combustible no consumido.

Tarifas y financiabilidad

Independientemente de la estructura tarifaria elegida para el acuerdo de compra de energía (PPA), la metodología para calcular la tarifa debe ser clara y mantenerse fija durante toda la vigencia del PPA. Cualquier modificación de la tarifa deberá realizarse de conformidad con los mecanismos de ajuste previamente acordados en

un contrato vinculante y aprobados como parte del proceso de debida diligencia del vendedor y de los prestamistas.

Refinanciamiento

Después de la fecha de operación comercial (COD), la sociedad del proyecto puede considerar la posibilidad de refinanciar sus préstamos. Para la sociedad del proyecto, esto podría traducirse en una reducción del costo de la deuda y, por consiguiente, en un aumento de la rentabilidad del capital. Para el comprador de energía, si se siguen los pasos que se indican a continuación, la parte que le corresponda de los ahorros de costos derivados del refinanciamiento podría destinarse a reducir las tarifas, en beneficio de los consumidores del país. El refinanciamiento también podría utilizarse como estrategia para sustituir deuda denominada en moneda extranjera por deuda denominada en moneda local, lo que reduciría considerablemente inquietudes por la exposición a las fluctuaciones del tipo de cambio durante la vigencia del PPA.

Los aspectos relacionados con el refinanciamiento se analizan en el manual *Orientación para comprender el financiamiento de proyectos energéticos.*

Refinanciamiento para reducir la tarifa

Para que el comprador de energía y, en última instancia, los consumidores puedan beneficiarse de los ahorros de costos que podría generar un refinanciamiento después de la fecha de operación comercial, deben cumplirse dos condiciones:

1. Es necesario ofrecer incentivos a la sociedad del proyecto para que emprenda el prolongado proceso de refinanciamiento. Si la tarifa se limita a trasladar íntegramente al comprador de energía el costo del financiamiento mediante deuda, la sociedad del proyecto no tendrá ningún incentivo para tratar de reducir ese costo. Un PPA que contemple alternativas al traslado íntegro del costo del financiamiento permitirá aprovechar mejor esta oportunidad.

2. El comprador de energía debe asegurarse de que el PPA incluya un mecanismo de reparto de beneficios mediante el cual los ahorros derivados de la reducción de la tasa de interés se distribuyan, por ejemplo, en una proporción de 50-50 entre la sociedad del proyecto (mediante una mayor rentabilidad) y el comprador de energía (mediante una reducción de la tarifa). La proporción exacta del reparto de beneficios será objeto de negociación, pero es importante señalar que la decisión

de refinanciar corresponde a la sociedad del proyecto. La sociedad del proyecto sopesará el costo de refinanciar sus préstamos (incluido el pago de penalidades por amortización anticipada a los acreedores existentes) frente al beneficio neto derivado del aumento de la rentabilidad.

Refinanciamiento para reducir el riesgo cambiario

Como ya se señaló, a menudo existe un descalce de monedas entre la moneda en la que está denominada o indexada la tarifa del PPA, que suele ser una moneda de reserva, y la moneda local en la que el comprador de energía obtiene sus ingresos por la reventa de electricidad. Este descalce respecto de las obligaciones denominadas en moneda de reserva puede generar obligaciones financieras crecientes para el comprador de energía si la moneda local se devalúa frente a la moneda de reserva durante la vigencia del PPA.

Debido a las restricciones de liquidez y a las limitaciones de plazo, los bancos locales, que se encuentran en mejor posición para otorgar financiamiento en moneda local, suelen no poder ofrecer financiamiento competitivo durante el plazo necesario para que el proyecto sea financiable. No obstante, pueden encontrarse en una mejor posición para refinanciar el proyecto después de la fecha de operación comercial (COD), lo que permite alinear las obligaciones de pago del comprador de energía con su fuente de ingresos.

Para que el comprador de energía pueda beneficiarse de un refinanciamiento en moneda local después de la fecha de operación comercial, deben cumplirse simultáneamente dos condiciones:

1. Al igual que en el caso anterior, es necesario ofrecer incentivos a la sociedad del proyecto para que emprenda el prolongado proceso de obtención de refinanciamiento en moneda local. Dado que el comprador de energía es el principal beneficiario de un refinanciamiento en moneda local, ya que podrá gestionar mejor sus flujos de caja, es posible que deba ofrecer una tarifa más elevada u otro incentivo financiero a la sociedad del proyecto para compensar los costos asociados a ese refinanciamiento. El beneficio neto para el comprador de energía debería consistir en el ahorro de costos derivado de la reducción de su exposición a la volatilidad cambiaria.

2. El acuerdo negociado que permite a la sociedad del proyecto beneficiarse de un incentivo financiero si logra refinanciarse en moneda local debería quedar

previsto en el PPA desde el principio. Asimismo, el PPA debería establecer que, una vez obtenido el refinanciamiento en moneda local, las obligaciones de pago derivadas del PPA pasen a estar denominadas en moneda local.

Los compradores de energía querrán dar su consentimiento a cualquier modificación de las condiciones de financiamiento que afecte al costo, al plazo o al importe de los préstamos, especialmente cuando el costo de la deuda se traslade íntegramente a la tarifa del PPA. También querrán conservar cierto grado de control si el refinanciamiento propuesto supone prolongar el período durante el cual están expuestos al riesgo asociado al pago de importes significativos de deuda.

Por ello, convendrá que los compradores de energía se aseguren de que sus PPA se redacten desde el principio (cuando su poder de negociación es mayor) de forma que les permitan aprovechar estas ventajas en una etapa posterior del proyecto. La sociedad del proyecto también podría querer asegurarse de que sus documentos de financiamiento permitan un refinanciamiento parcial en moneda local, en caso de que desee conservar el efecto favorable que supone contar con una IFD como prestamista del proyecto. Con una adecuada previsión al redactar los documentos de la operación, los beneficios para el país, ya sea mediante la reducción de las tarifas o la mitigación del riesgo cambiario, podrían ser considerables.

6.3 Facturación y pagos

Facturas

Para recibir el pago por la energía suministrada, así como por cualquier cargo por capacidad aplicable, el vendedor deberá facturar periódicamente al comprador de energía un importe expresado en la moneda acordada en el PPA. El período de facturación suele ser mensual. Por lo general, la factura incluirá los siguientes conceptos: (a) pago por capacidad; (b) pago por energía; y (c) pagos por servicios complementarios (incluidos los correspondientes a arranques que excedan el umbral acordado). El comprador de energía tendrá derecho a revisar la factura emitida por el vendedor y, si no está de acuerdo con el importe indicado en ella, podrá solicitar aclaraciones y documentación justificativa dentro del plazo acordado entre las partes.

Medición

Un aspecto importante, una vez negociada la tarifa, es la forma en que se medirán la energía y la capacidad que se facturarán al comprador de energía. Por lo general, el vendedor es responsable de adquirir e instalar los medidores necesarios para medir la producción de la central eléctrica. La energía neta entregada y la capacidad facturable se medirán normalmente de conformidad con el código de medición publicado por el organismo regulador. Las partes acordarán los medidores que se utilizarán para efectuar las mediciones (un medidor principal y uno de respaldo), así como los puntos de entrega de las mediciones. Ambas partes inspeccionarán y comprobarán periódicamente esos medidores. Por regla general, representantes de ambas partes deberían estar presentes cuando se realice la lectura de medidores utilizada para la facturación.

Pagos

Los pagos no impugnados deberán efectuarse en la moneda acordada por las partes en el acuerdo de compra de energía (PPA).

Forma de pago: La forma de pago estará sujeta al acuerdo entre las partes, aunque normalmente el pago se efectuará mediante transferencia bancaria a una cuenta designada por el vendedor.

Montos impugnados: Por lo general, si el comprador de energía impugna una parte de los importes facturados, estos montos no serán sujetos a pago y se someterán al mecanismo de resolución de controversias acordado en el PPA. Los montos retenidos devengarán intereses, que deberán añadirse a cualquier pago que, conforme a lo determinado mediante el mecanismo de resolución de controversias, resulte adeudado al vendedor. En algunos casos, las partes pueden acordar que los montos correspondientes a las partes de la factura objeto de controversia se depositen en una cuenta de garantía (*escrow*) hasta que se resuelva la controversia.

Pagos en mora: Todo pago efectuado después de la fecha de vencimiento acordada entre las partes devengará intereses moratorios a la tasa (ya sea local o extranjera) acordada entre ellas, desde la fecha de vencimiento hasta la fecha en que se efectúe el pago. La tasa de referencia suele ser la tasa interbancaria del mercado monetario publicada por el Banco Central del país para los componentes denominados en moneda local, o la LIBOR/EURIBOR para los componentes denominados en dólares estadounidenses o euros.

6.4 Exenciones tributarias

Con el fin de fomentar la inversión en un determinado sector, los gobiernos de los países anfitriones pueden ofrecer, en ocasiones, incentivos económicos en forma de exenciones tributarias.

Las exenciones tributarias pueden mejorar la viabilidad financiera del proyecto y fomentar la inversión, lo que puede permitir la aplicación de una tarifa más baja en beneficio de los consumidores. Entre las exenciones que pueden concederse se encuentran las exenciones de aranceles aduaneros y otros gravámenes aplicables a elementos necesarios durante la construcción, la reducción de las tasas de inscripción, las tasas negociadas del impuesto al valor agregado (**IVA**) y las exenciones temporales del impuesto sobre la renta durante el período de operación del proyecto.

Algunos economistas consideran que las exenciones tributarias constituyen una forma de incentivo económico más eficiente que los subsidios tarifarios u otros pagos directos. Las exenciones tributarias reducen el costo de capital del proyecto al eximir a la sociedad del proyecto de determinadas obligaciones tributarias, como los aranceles aduaneros, o impuestos sobre la renta y utilidades una vez que el proyecto comienza a generar ingresos. Esta mayor eficiencia puede deberse a que el beneficio tributario está más directamente vinculado a la actividad económica. A diferencia de un subsidio tarifario directo, que se contabilizaría como un pasivo a largo plazo del gobierno del país anfitrión durante la vigencia del PPA (o incluso en todo un mercado), la exención tributaria constituye un beneficio puntual, en el caso de los aranceles aduaneros, o periódico, en el caso de las exoneraciones tributarias temporales, mediante el cual el gobierno del país anfitrión renuncia a determinados ingresos tributarios a cambio de tarifas eléctricas más bajas.

Las exenciones tributarias y aduaneras concedidas a un proyecto deberán ser aprobadas por las autoridades tributarias y aduaneras competentes o, si son de gran magnitud o han sido diseñadas específicamente para el proyecto, por el poder legislativo o el jefe del poder ejecutivo del país. Este proceso puede requerir un tiempo considerable. Cuando se contemple la concesión de exenciones tributarias para un proyecto energético, las partes deberán tener en cuenta este factor temporal durante las negociaciones. En el contexto de una licitación competitiva, es necesario obtener la aprobación de las exenciones tributarias y aduaneras antes de la licitación; de

lo contrario, los inversionistas podrían asumir que esas exenciones nunca serán aprobadas y fijar el precio de sus proyectos en consecuencia. Para agilizar el proceso, se recomienda que los gobiernos de los países anfitriones establezcan los incentivos tributarios antes de iniciar los procesos de licitación, ya que esto puede reducir el tiempo de desarrollo del proyecto y brindar mayor certeza económica a los licitantes al elaborar sus modelos financieros.

Aclaración sobre los incentivos tributarios: Incluso cuando se conceda una exención tributaria u otro régimen tributario especial en virtud de un tratado, una ley o un acuerdo, la sociedad del proyecto deberá consultar con sus asesores tributarios y jurídicos para confirmar que las autoridades tributarias reconocen y aplican esas exenciones en la práctica. No es inusual que sea necesario confirmar una exención tributaria al inicio de un proyecto o incluso volver a confirmarla después de que se produzcan cambios de personal en la autoridad tributaria. En muchos mercados emergentes, las cuestiones tributarias relacionadas con la infraestructura de propiedad privada y el financiamiento de proyectos constituyen cuestiones legales novedosas o sin precedentes que solo pueden resolverse mediante una estrecha colaboración entre las autoridades gubernamentales y los asesores tributarios. Por ello, se recomienda que las sociedades del proyecto adopten un enfoque colaborativo cuando surjan estas cuestiones.

6.5 Resumen de los puntos clave

Estructuras tarifarias

- **Despachable:** La estructura tarifaria para las tecnologías despachables (centrales térmicas y grandes centrales hidroeléctricas) incluye un pago por la capacidad puesta a disposición del comprador de energía y un pago por la energía que este efectivamente despacha.

- **No despachable:** La estructura tarifaria para las tecnologías no despachables (la eólica, la solar y la hidroeléctrica al filo de río) consiste principalmente en un pago por la energía generada por la instalación. Las tarifas de inyección a la red (FiT) también pueden utilizarse para incentivar los proyectos de energías renovables.

Contratos de suministro de combustible

- **Take-or-pay:** Los contratos de suministro de combustible suelen incluir una obligación take-or-pay, en virtud de la cual el productor de energía debe pagar por una cantidad acordada de combustible, normalmente gas, sin importar que efectivamente consuma esa cantidad.

Impuestos

- **Exenciones tributarias:** Con el fin de atraer inversiones hacia proyectos energéticos, el gobierno del país anfitrión puede conceder exenciones tributarias especiales que vayan más allá de las normas generales aplicables a todas las empresas.

7. Asignaciónymitigación del riesgo

7.1 Introducción

La base de un PPA exitoso y financiable consiste en lograr equidad en el equilibrio y en la asignación de los riesgos entre las partes del PPA. El principio tradicional de asignación contractual de riesgos en el financiamiento de proyectos resulta especialmente pertinente en el caso de los PPA, ya que se basa en que **cada riesgo debe asignarse a la parte que esté en mejores condiciones de gestionarlo**.

En algunos casos, un tercero puede estar en mejores condiciones de gestionar determinado riesgo, por ejemplo, el contratista encargado de construir la central eléctrica o la empresa de transmisión responsable de construir las instalaciones de interconexión. Sin embargo, estos terceros no son partes del PPA, aunque el riesgo debe asignarse a una de las partes de ese contrato. Entonces, ¿cómo se resuelve esta situación?

La forma de mitigar estos riesgos es un aspecto que debe abordarse en el PPA. Los riesgos que se encuentran bajo el control de un tercero y que son asumidos por una de las partes del PPA pueden, por ejemplo, trasladarse a ese tercero mediante disposiciones espejo (*back-to-back*) incluidas tanto en el PPA como en el contrato celebrado con él.

Si una parte asume un riesgo que normalmente no le correspondería, esperará recibir algún beneficio a cambio. En el caso del comprador de energía, cabría esperar que buscara obtener una tarifa más baja. En el caso de la sociedad del proyecto, cabría esperar una mayor rentabilidad del capital que compense adecuadamente la asunción de ese riesgo. Por lo tanto, aunque una parte pueda obtener una ventaja comercial al trasladar un riesgo a su contraparte, en última instancia seguirá asumiendo el costo de ese riesgo de una forma u otra. El equilibrio y la asignación adecuados de los riesgos en un PPA debería tener como objetivo proporcionar incentivos suficientes para que las partes cumplan las obligaciones que les corresponden en virtud de ese contrato.

Algunos riesgos se encuentran presentes en todas las etapas del proyecto. Algunos riesgos únicamente surgen durante las fases de desarrollo y construcción, mientras que otros únicamente se presentan una vez que el proyecto entra en operación.



El objetivo de este capítulo es analizar los principales riesgos que surgen en el contexto de un PPA. La enumeración de los riesgos en estos capítulos no es exhaustiva. Asimismo, los riesgos y los métodos para mitigarlos pueden variar de un proyecto a otro en función de la jurisdicción, el marco regulatorio aplicable, la estructura del comprador de energía y la tecnología de generación utilizada, entre otras consideraciones. Estas permutaciones distintas se abordan en otros capítulos de este manual.

7.2 Riesgos durante las fases de desarrollo y construcción

Fase previa a la construcción

Adquisición de terrenos

Por lo general, la sociedad del proyecto asumirá la responsabilidad principal de adquirir los terrenos en los que se construirá y operará la central eléctrica. En la medida en que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión sean propietarios, o puedan arrendar o conceder los terrenos a otros y los pongan a disposición de la sociedad del proyecto, podría resultar más apropiado que la responsabilidad recaiga en el comprador de energía. Del mismo modo, cuando una autoridad pública, una entidad controlada por el gobierno o el comprador de energía sea el arrendador del sitio del proyecto, la sociedad del proyecto normalmente solicitará garantías adicionales al comprador o al gobierno del país anfitrión respecto del cumplimiento de las obligaciones previstas en el contrato de arrendamiento de terrenos. Redunda en interés tanto del comprador de energía como de la sociedad del proyecto garantizar el derecho a ocupar el sitio durante toda la vigencia del PPA, ya que cualquier riesgo relacionado con el acceso al terreno o su tenencia afectará la capacidad del proyecto para obtener financiamiento a largo plazo. Si existe la posibilidad de prorrogar la vigencia del PPA, también debería procurarse el derecho a ocupar el sitio del proyecto durante el período de prórroga.

Incumplimiento de la obligación de iniciar la construcción

El comprador de energía querrá tener la seguridad de que la sociedad del proyecto iniciará la construcción dentro de un plazo mínimo determinado después de la fecha de entrada en vigor del PPA. Aunque el hecho de que no se inicie la construcción puede no ser consecuencia directa de las actuaciones de la sociedad del proyecto, por ejemplo, cuando el contratista EPC incumpla sus obligaciones en virtud del contrato EPC, las posibles responsabilidades derivadas de ese incumplimiento seguirán recayendo íntegramente en la sociedad del proyecto. Si la construcción no se inicia dentro del plazo establecido, el PPA podrá terminarse de pleno derecho o el comprador de energía tendrá derecho a rescindirlo. El incumplimiento de la

obligación de iniciar la construcción también podría dar lugar a la ejecución de las garantías de construcción o de cumplimiento otorgadas por la sociedad del proyecto.

Las posibilidades de que la sociedad del proyecto subsane el incumplimiento de la obligación de iniciar la construcción son limitadas. Algunos PPA pueden permitir que la sociedad del proyecto prorrogue el plazo para iniciar la construcción, a cambio del pago de una indemnización preestablecida que compense el retraso inicial. Si el retraso se debe a un evento de fuerza mayor (incluida la fuerza mayor política) o a un incumplimiento del comprador de energía, de una parte vinculada a este o de una autoridad gubernamental en virtud de otro contrato del proyecto, el plazo para iniciar la construcción normalmente se prorrogará día por día. Esa prórroga se mantendrá mientras el evento de fuerza mayor o el incumplimiento correspondiente impida a la sociedad del proyecto iniciar la construcción.

En los mercados en los que el comprador de energía exija que la fecha de operación comercial (COD) se alcance dentro de un plazo determinado, por ejemplo, cuando prevea que el crecimiento demográfico o industrial a corto plazo provocará un aumento de la demanda que supere la oferta disponible, será importante que el comprador tenga la posibilidad de: (1) rescindir el PPA en una etapa temprana si la sociedad del proyecto no ha iniciado la construcción; y (2) contratar a otra sociedad para desarrollar el proyecto. Este mecanismo resulta adecuado para proyectos de energías renovables en mercados altamente competitivos, en los que resulta más fácil encontrar un promotor sustituto.

Construcción

Abandono

Una vez iniciada la construcción, el comprador de energía también querrá asegurarse de que las obras avancen y de que el proyecto no haya sido abandonado. El abandono puede consistir en la suspensión definitiva de la construcción o de la operación del proyecto, o bien producirse mediante un abandono de hecho, cuando la construcción o la operación hayan permanecido suspendidas durante un período prolongado. En cualquiera de estos casos, el abandono del proyecto constituirá un incumplimiento por parte de la sociedad del proyecto y dará derecho al comprador de energía a rescindir el PPA. Una vez que el proyecto haya entrado en operación, el concepto de abandono y el plazo aplicable variarán en función de la tecnología utilizada, a

fin de tener en cuenta los distintos niveles de intensidad operativa (por ejemplo, la gestión activa de una central térmica frente a la operación relativamente pasiva de una instalación solar).

Retrasos en la fecha de operación comercial (COD)

Completar la construcción de la central eléctrica dentro del plazo acordado constituye una de las principales obligaciones de la sociedad del proyecto en virtud del PPA. Por consiguiente, si la central no se completa (es decir, si no alcanza la fecha de operación comercial o COD) dentro del plazo establecido, ello constituirá, salvo que se deba a un evento de fuerza mayor u otro evento eximente, un incumplimiento del PPA que dará derecho al comprador de energía a exigir una indemnización preestablecida por retraso o, en última instancia, a rescindir el PPA. A su vez, la sociedad del proyecto deberá asegurarse de trasladar al contratista EPC, en virtud del contrato EPC, cualquier obligación de pagar indemnizaciones preestablecidas por retraso. Esas indemnizaciones preestablecidas deberán fijarse de manera que cubran no solo los importes pagaderos en virtud del PPA, sino también los costos operativos de la sociedad del proyecto y el servicio de la deuda conforme a los contratos de financiamiento. El contrato EPC también debería establecer que, si el PPA se rescinde como consecuencia de un retraso prolongado, la sociedad del proyecto tendrá derecho a dar por terminado el contrato EPC y a reclamar la compensación correspondiente (incluido el derecho a rechazar íntegramente las obras y al reembolso íntegro del precio del contrato).

Cuando el comprador de energía esté dispuesto a asumir determinados retrasos (por ejemplo, en el caso de proyectos de energías renovables) existen opciones adicionales para estructurar las penalidades por el retraso en la construcción por parte de la sociedad del proyecto. Una opción consiste en penalizar a la sociedad del proyecto reduciendo la vigencia del PPA por cada día de retraso, lo cual reduciría los ingresos previstos de la sociedad del proyecto durante la vigencia del PPA. Este mecanismo podría ampliarse mediante la aplicación de un factor por cada día de retraso. Por ejemplo, el plazo podría reducirse en dos días adicionales por cada día de retraso, lo que, en la práctica, supondría una reducción de tres días de la vigencia del PPA por cada día de retraso. Cuando los compradores de energía deseen obtener la tarifa más baja posible y estén dispuestos a asumir determinados retrasos, deberán tener en cuenta que las indemnizaciones preestablecidas por retraso podrían aumentar los costos del proyecto o, si fueran demasiado elevadas, incluso hacer que este dejara de

ser financiable. La garantía necesaria para respaldar el pago de esas indemnizaciones (por ejemplo, una garantía de cumplimiento) supondrá un costo adicional que se reflejará en la tarifa. El principio fundamental es que la penalidad debe incentivar a la sociedad del proyecto a cumplir los plazos establecidos en el PPA.

Finalización presunta a efectos contractuales

Existen diversas circunstancias en las que la sociedad del proyecto y sus contratistas deben tener derecho a reclamar una prórroga o compensación por los retrasos. La compensación puede limitarse únicamente al plazo (es decir, mediante la concesión de una prórroga a la sociedad del proyecto) o comprender tanto el plazo como los costos mediante el mecanismo de **finalización presunta a efectos contractuales**. Se considerará que la finalización presunta a efectos contractuales se ha producido cuando esta no pueda alcanzarse como consecuencia de riesgos cuya responsabilidad corresponda al comprador de energía o al gobierno), o a ambos. En tales circunstancias, normalmente se considerará que la finalización presunta a efectos contractuales se ha producido en la fecha que resulte posterior entre la fecha prevista de finalización y la fecha en la que la central habría alcanzado la finalización de no haberse producido el evento de riesgo correspondiente. Una vez producida la finalización presunta a efectos contractuales, la sociedad del proyecto tendrá derecho a recibir pagos por capacidad calculados en función de la capacidad contratada de la central eléctrica. En el caso de las tecnologías no despachables para las que no se efectúan pagos por capacidad (como las energías renovables), la sociedad del proyecto tendrá derecho a recibir pagos por energía considerada producida a efectos de pago entre la fecha prevista de operación comercial y la fecha efectiva de operación comercial. Posteriormente, una vez realizadas las pruebas de finalización, si las pruebas de desempeño de la central revelan que su capacidad es inferior a la capacidad contratada, por lo general la sociedad del proyecto deberá asumir las consecuencias de esa diferencia.

Aumento de los costos de construcción

Desde el punto de vista del comprador de energía, uno de los principales objetivos al licitar o negociar un proyecto energético para que sea desarrollado por el sector privado es lograr certeza respecto del precio (y, por consiguiente, de la tarifa) en lo que se refiere al costo de capital del proyecto. Por lo tanto, la tarifa se determinará sobre la base de una licitación competitiva o de un costo de construcción acordado. A su vez, la sociedad del proyecto normalmente procurará fijar el costo de construcción negociando con su contratista EPC un contrato llave en mano a suma alzada y con fecha

definida. A partir de ese momento, el principio básico es que la sociedad del proyecto (en virtud del PPA), y el contratista EPC (en virtud del contrato EPC) asumirán el riesgo de cualquier sobrecosto. Sin embargo, existen algunas excepciones a esta regla. Si el costo de construcción aumenta como consecuencia de una modificación solicitada por el comprador de energía o de un cambio en la legislación (véase *Cambios legislativos y tributarios*, más adelante), el PPA debería prever ya sea el pago de una compensación directa por parte del comprador de energía para cubrir el costo adicional de construcción, o bien un ajuste de la tarifa que permita cubrir el costo de capital adicional (y cualquier costo de financiamiento asociado).

Acceso y disponibilidad del sitio

Existen diversos riesgos y problemas potenciales relacionados con la construcción que guardan relación con el sitio elegido para el proyecto. Entre ellos se encuentran el riesgo geológico (es decir, si el sitio es adecuado desde el punto de vista geotécnico para llevar a cabo las obras); el riesgo arqueológico (la posibilidad de que se produzcan hallazgos arqueológicos durante las excavaciones o la construcción y la forma en que deberán gestionarse); y cualquier contaminación ambiental preexistente que pueda descubrirse durante las actividades de construcción.

Derecho de ocupación

El derecho de la sociedad del proyecto a ocupar el sitio con el fin de construir y, posteriormente, operar la central eléctrica es fundamental para la integridad y la viabilidad del proyecto. Este derecho puede adoptar diversas formas, desde la plena propiedad del sitio del proyecto (posiblemente mediante su adquisición a un tercero), hasta distintas modalidades de arrendamiento, contratos de concesión u otros derechos de ocupación. Estas modalidades variarán en función de la jurisdicción y de las circunstancias específicas de cada proyecto. La sociedad del proyecto también puede necesitar derechos de acceso adicionales, servidumbres o autorizaciones por escrito para llevar a cabo las actividades de construcción relacionadas con la infraestructura asociada de la que sea responsable, como las líneas de transmisión. Asimismo, será necesario contar con acceso al sitio del proyecto, no solo para la construcción, operación y mantenimiento de la central eléctrica, sino también para que el comprador de energía pueda ejercer los derechos de inspección que le correspondan en virtud del PPA.

Idoneidad del sitio

Por lo general, la sociedad del proyecto asumirá la responsabilidad principal respecto de la idoneidad del sitio. Cuando la sociedad del proyecto haya tenido la oportunidad de realizar estudios exhaustivos del sitio, incluidos un muestreo detallado del suelo y estudios geotécnicos, puede resultar razonable que la sociedad del proyecto o el contratista asuman responsabilidad por el riesgo geológico (es decir, el riesgo de que el sitio no resulte adecuado desde el punto de vista geotécnico para las obras de construcción), especialmente cuando la sociedad del proyecto haya desempeñado un papel principal en la selección del sitio. Por el contrario, cuando el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión haya preseleccionado efectivamente el sitio del proyecto o la sociedad del proyecto haya tenido pocas oportunidades de realizar esos estudios, puede resultar más apropiado que el comprador asuma este riesgo. Este es el caso particularmente cuando el sitio del proyecto es, en la práctica, un terreno previamente utilizado y abandonado (*brownfield*) que se pone a disposición de la sociedad del proyecto. En tales circunstancias, es probable que la sociedad del proyecto requiera una protección adecuada, que incluya prórrogas de plazo y la finalización presunta a efectos contractuales, así como indemnizaciones amplias y sólidas frente a reclamaciones de terceros por cualquier contaminación ambiental preexistente.

Cuando el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión pongan el terreno a disposición de la sociedad del proyecto, también será importante que esta conozca desde el principio el costo del arrendamiento y todas las condiciones aplicables, ya que deberán incorporarse a los costos del proyecto y tenerse en cuenta al determinar la tarifa. También es importante señalar que, dado que los recursos renovables (como la irradiación solar y la velocidad del viento) varían según la ubicación geográfica, el gobierno podría aumentar indirectamente los costos del proyecto al poner a disposición terrenos con recursos renovables de menor calidad. En algunos casos, el gobierno puede preferir que sea la sociedad del proyecto la que seleccione el terreno para un proyecto de energía renovable, ya que esta podría estar en mejores condiciones de determinar la correspondencia entre la tecnología de generación y el recurso renovable disponible.

Infraestructura relacionada con el sitio

Por lo general, la sociedad del proyecto determina y asume la responsabilidad por la idoneidad de las conexiones por carretera y ferrocarril (u otras vías de transporte) hasta

y desde el sitio del proyecto. Esto también puede incluir el trazado o la reubicación de líneas eléctricas y tuberías de agua existentes que sean necesarias para suministrar servicios públicos al sitio del proyecto. La disponibilidad de esos servicios en el sitio también suele ser responsabilidad de la sociedad del proyecto, aunque esto puede variar cuando el comprador de energía, una autoridad gubernamental del país anfitrión u otra parte relacionada opere un sitio adyacente y asuma expresamente la obligación contractual de suministrarlos. Del mismo modo, cuando se acuerde que una infraestructura de gran envergadura, como una línea de transmisión, un gasoducto o una carretera, será construida por el comprador de energía o por una entidad gubernamental del país anfitrión, el riesgo de finalización asociado a esa infraestructura podrá ser asumido por el comprador. También puede ser necesario llevar a cabo procesos de reasentamiento para adquirir el terreno necesario para el proyecto. Las partes del PPA deben evaluar cuidadosamente el impacto que ese proceso de reasentamiento pueda tener en el cronograma del proyecto.

Infraestructura de interconexión

La construcción y operación de una nueva central eléctrica deben contar con el respaldo de toda una serie de infraestructuras auxiliares. Además de la conexión física a la red eléctrica mediante líneas de transmisión, cuya longitud puede variar desde unos pocos kilómetros hasta cientos de kilómetros, el proceso de construcción también requiere la disponibilidad de servicios públicos y vías de acceso.

Desde el punto de vista del cronograma, el desarrollo de la central eléctrica y de la infraestructura de transmisión asociada debe coordinarse para garantizar que la central esté lista para conectarse a la red en el momento de su puesta en servicio. Esto también requiere una planificación anticipada de la disponibilidad de combustible y de la infraestructura necesaria para su suministro.

Transmisión e interconexión

La sociedad del proyecto y el comprador de energía deberán decidir, normalmente en una etapa muy temprana, cuál de las partes será responsable de construir la línea de transmisión, así como de su propiedad y mantenimiento posteriores.

Construcción a cargo del comprador de energía

Desde el punto de vista comercial, el principal incentivo para que el comprador de energía asuma la obligación de construir la línea de transmisión es evitar el mayor costo de construcción que supondría encomendar esa tarea a la sociedad del proyecto. Cualquier aumento de los costos de construcción en que incurra la sociedad del proyecto se trasladará al comprador de energía mediante una tarifa más elevada.

La ventaja que supone para el comprador de energía el posible ahorro en los costos de construcción debe sopesarse frente a dos inconvenientes:

1. Es posible que el comprador de energía no disponga de fondos suficientes para llevar a cabo la construcción, problema al que se enfrentan muchas empresas eléctricas del África subsahariana.

2. Si el comprador de energía se compromete a construir la línea de transmisión, también asumirá la responsabilidad en caso de que no logre terminarla para cuando la central eléctrica esté lista para su puesta en servicio. En virtud del PPA, esto suele dar lugar a que el comprador de energía deba pagar a la sociedad del proyecto indemnizaciones calculadas como si la electricidad se considerara producida y entregada. Para reducir el riesgo de retrasos en la ejecución de las obras, el comprador de energía deberá planificar con antelación el financiamiento y la adquisición de equipos, a fin de garantizar que la finalización de la línea de transmisión coincida con la fecha prevista de finalización de la central eléctrica.

Construcción a cargo de la sociedad del proyecto

Cuando la sociedad del proyecto sea responsable de construir la línea de transmisión, el comprador de energía procurará controlar los costos de esa construcción, ya que, en última instancia, estos se trasladarán al comprador a través de la tarifa. El comprador de energía puede tratar de controlar estos costos exigiendo que los principales contratos de suministro se adjudiquen mediante licitación competitiva y contratando a un ingeniero calificado para que supervise la ejecución de las obras de construcción de la línea de transmisión.

Punto de entrega

Una vez finalizada la línea de transmisión, el PPA establece la obligación de la sociedad del proyecto de suministrar electricidad en un punto de entrega. El punto de entrega

es una ubicación física especificada en el PPA. La sociedad del proyecto procurará que el punto de entrega esté situado lo más cerca posible de la central eléctrica. A partir del punto de entrega, el comprador de energía asume el riesgo asociado a la línea de transmisión. No obstante, esta cuestión puede negociarse específicamente, en particular cuando la línea de transmisión vaya a ser operada y mantenida por una empresa de transmisión que no tenga relación alguna con el comprador de energía. Este tema se analiza con mayor detalle en el capítulo *Mercados de generación eléctrica*, al comparar los sistemas integrados verticalmente y los sistemas desagregados.

Pruebas y puesta en servicio

Antes de la fecha de operación comercial (COD), es necesario realizar las pruebas y la puesta en servicio de la central eléctrica para garantizar que la planta individual, las instalaciones y los equipos funcionen de conformidad con el diseño y con los parámetros de producción contratados. Además de las pruebas de los equipos individuales, es necesario someter a prueba la central eléctrica en su conjunto para determinar sus parámetros generales de producción, entre ellos la capacidad instalada, la tensión de salida, la frecuencia y el consumo específico de combustible. La obligación de realizar las pruebas y la puesta en servicio de la central eléctrica recae en la sociedad del proyecto, que deberá asegurarse de que los expertos y los equipos de prueba adecuados estén disponibles cuando sean necesarios antes de la COD. El comprador de energía y los prestamistas deberán ser notificados con suficiente antelación, ya que pueden optar por contratar a sus propios expertos para que presencien las pruebas junto con el ingeniero de la sociedad del proyecto.

Dado que parte del proceso de pruebas para certificar la capacidad de la central implica generar electricidad, el comprador de energía deberá estar preparado para recibir esa electricidad antes de que comience el período de pruebas y puesta en servicio. Si la línea de interconexión o la red no estuvieran disponibles, la sociedad del proyecto podría, de conformidad con los términos del PPA, reclamar una indemnización por el retraso en la COD, lo que podría incluir la aplicación de las disposiciones en el PPA relativas a la finalización presunta a efectos contractuales. Por lo tanto, será necesaria una estrecha coordinación entre las necesidades de ambas partes antes y durante la puesta en servicio de la central eléctrica y de las instalaciones relacionadas, incluida la línea de transmisión, cuando corresponda. Si las instalaciones del comprador de energía no estuvieran disponibles cuando deban realizarse las pruebas o la puesta en servicio, la sociedad del proyecto podrá ejercer su derecho a reclamar una

compensación adecuada, incluidos pagos por capacidad considerada disponible y por energía considerada producida. Por lo tanto, el comprador de energía debería evaluar cuidadosamente su capacidad para cumplir sus obligaciones y satisfacer los requisitos relacionados con las pruebas y la puesta en servicio de la central eléctrica.

Pruebas para alcanzar la COD en proyectos de energías renovables

En el caso de los proyectos de energías renovables, el PPA establecerá una capacidad contratada, es decir, la capacidad en **MWac (corriente alterna)** correspondiente a la tecnología de generación instalada, de manera similar a la capacidad instalada utilizada como referencia en los proyectos de generación térmica. Esta representa la capacidad máxima que la sociedad del proyecto podría generar en condiciones P100, es decir, con una probabilidad del 100 % para un nivel determinado del recurso renovable. A efectos de las pruebas para alcanzar la COD, el PPA establecerá como referencia una capacidad mínima de la instalación inferior a la capacidad contratada (normalmente equivalente a entre el 60 % y el 75 % de esta). Para verificar esa capacidad mínima, el PPA podrá exigir:

Una prueba de capacidad para determinar si la capacidad verificada es igual o superior a la capacidad mínima.

- Si la prueba determina que la capacidad real es igual o superior a la capacidad mínima, el ingeniero independiente normalmente certificará que el proyecto ha alcanzado la COD.
- Si la capacidad verificada es igual o superior a la capacidad mínima, pero inferior a la capacidad contratada, la sociedad del proyecto sufrirá consecuencias económicas desfavorables, ya que los ingresos del proyecto se reducirán como consecuencia de la menor generación de energía.
- Si la capacidad verificada es inferior a la capacidad mínima, la sociedad del proyecto podría incurrir en incumplimiento del PPA y el comprador de energía podría tener derecho a rescindirlo.
- En caso de que no se alcance la capacidad mínima o la capacidad contratada, por lo general se concederá a la sociedad del proyecto un plazo de subsanación para corregir el déficit de capacidad.

Incumplimiento de la capacidad contratada

Las pruebas y la puesta en servicio pueden revelar que la capacidad de producción es inferior a la contratada y/o que no se cumplen los niveles de desempeño exigidos, como la capacidad firme, el consumo específico de combustible (consumo térmico específico) y otros parámetros. Dependiendo de la magnitud de la desviación entre los resultados de las pruebas y la producción especificada, puede ser necesario realizar ajustes en la central para alcanzar niveles de desempeño de producción aceptables, lo que podría retrasar la COD.

Si no fuera posible mejorar el desempeño de la central eléctrica, el comprador de energía normalmente tendrá dos opciones:

1. Aceptar la capacidad de producción resultante, con las penalidades correspondientes por no alcanzar la producción garantizada.

2. Rechazar la central eléctrica y rescindir el PPA.

El PPA incluirá disposiciones pertinentes para hacer frente a niveles de producción inferiores a los previstos (que, en el caso de las centrales de generación despachables, suelen reflejarse en el cargo por capacidad). Si los resultados de las pruebas no fueran aceptables, podría ser necesario rescindir el PPA o modificarlo sustancialmente, además de adoptar otras medidas correctivas para mejorar el desempeño hasta alcanzar niveles aceptables. La sociedad del proyecto asume el riesgo de desempeño de la central eléctrica durante toda la vigencia del PPA.

Asignación del riesgo de producción y de consumo térmico específico

Si, después de las pruebas, la capacidad de producción y del consumo de combustible de una central térmica no alcanzan los niveles de desempeño contratados, la sociedad del proyecto podrá, en virtud del contrato EPC, presentar reclamaciones contra: (a) el contratista EPC; y (b) las garantías de los equipos otorgadas por el fabricante. Sin embargo, es importante señalar que el comprador de energía no puede beneficiarse directamente de estas protecciones en virtud del PPA, ya que no es parte del contrato EPC ni de los contratos de suministro de equipos.

7.3 Riesgos durante la fase de operación

Riesgo de mercado

Obligaciones de compra

Las obligaciones del comprador de energía de adquirir la capacidad y la energía generada por una central eléctrica (las **obligaciones de compra de energía**) se estructurarán de forma ligeramente diferente en función de la naturaleza del proyecto energético.

En el caso de las centrales eléctricas despachables (en particular las centrales térmicas y los proyectos hidroeléctricos con grandes embalses), la obligación de compra se estructurará, por lo general, como una obligación de: (i) pagar por la capacidad puesta a disposición del comprador de energía, o considerada disponible para este; y (ii) adquirir y pagar la energía despachada por el comprador y entregada por la sociedad del proyecto en el punto de entrega.

En el caso de las tecnologías que dependen de fuentes de energía renovable intermitentes (en particular los proyectos eólicos y solares fotovoltaicos), la obligación se estructurará normalmente como la obligación de adquirir y pagar toda la energía efectivamente generada por la central eléctrica o que esta habría podido generar de no haberse producido una restricción de generación u otra interrupción de la red.

En ambos casos, el principio básico es que el riesgo de mercado (el riesgo de adquirir y colocar la energía en el mercado, así como de recibir del mercado los pagos correspondientes a la capacidad y la energía suministradas) debería recaer en el comprador de energía y no en la sociedad del proyecto. Cuando la central eléctrica esté disponible para generar electricidad, el comprador de energía deberá efectuar los pagos correspondientes independientemente de que el operador del sistema realmente ordene el despacho de la central o que efectivamente "adquiera" la electricidad que esta podría generar.

Estos pagos suelen denominarse **pagos por disponibilidad** y están estructurados para garantizar la cobertura de los costos de capital de la sociedad del proyecto (el servicio de la deuda, la recuperación del capital y la rentabilidad del capital), así como de los costos fijos de operación. Por lo tanto, cuando la central eléctrica no esté disponible o no pueda generar electricidad como consecuencia de circunstancias cuyo riesgo haya asumido el comprador de energía (o el gobierno), incluidas, entre otras, la fuerza mayor política, la fuerza mayor que afecte al comprador, los cambios legislativos, la indisponibilidad de la red y el incumplimiento del comprador, la sociedad del proyecto podrá tener derecho a pagos por **capacidad considerada disponible** o por **energía considerada producida a efectos de pago**, destinados asimismo a cubrir los costos de capital y los costos fijos de operación. Estas disposiciones contractuales son fundamentales para la asignación de riesgos en un proyecto energético.

Restricción

Sin perjuicio del principio básico descrito anteriormente, algunos compradores de energía y/o el operador de la red de transmisión correspondiente pueden querer reservarse cierto grado de flexibilidad respecto de su obligación de adquirir energía de fuentes interrumpibles mediante **derechos de restricción**. Estos derechos permitirán al comprador de energía no adquirir una determinada cantidad de energía disponible sin que ello le genere consecuencias económicas.

Desde el punto de vista de la sociedad del proyecto (y de los prestamistas), será importante tener la certeza de que el compromiso mínimo de compra permita cubrir todos los costos fijos (incluidos el servicio de la deuda y una rentabilidad mínima del capital). A tal fin, pueden solicitar que el PPA contemple una prórroga automática de su vigencia en caso de restricción, o bien pueden ajustar la tarifa del PPA desde el principio. Si se adopta este último enfoque, el comprador de energía debe tener en cuenta que los precios previstos en el PPA se calcularán partiendo del supuesto de que los derechos de restricción se ejercerán en su totalidad. Por lo tanto, el comprador debería asegurarse, a su vez, de que los precios del PPA se ajusten cuando esos derechos no se ejerzan o se ejerzan solo parcialmente.

Desempeño

Al celebrar el PPA, las partes acordarán la capacidad contratada de la central eléctrica. Para alcanzar la fecha de operación comercial (COD), la central deberá someterse

a pruebas y obtener la certificación de que alcanza un determinado porcentaje de la capacidad contratada. Este umbral suele denominarse requisito de capacidad mínima. En estas pruebas suelen participar la sociedad del proyecto, el comprador de energía y cualquier ingeniero independiente designado por las partes. En el caso de las centrales eléctricas por las que se pagan tanto un cargo por capacidad como un cargo por energía, la capacidad verificada en la COD puede (dependiendo de la estructura tarifaria) determinar el cargo por capacidad que el comprador de energía deberá pagar a la sociedad del proyecto. Por lo general, estas pruebas se repiten una vez al año y, en cada ocasión, la capacidad verificada más reciente repercutirá en el cargo por capacidad pagadero a la sociedad del proyecto.

Si la central eléctrica alcanza o supera el requisito de capacidad mínima en la fecha acordada para la COD prevista, pero no alcanza la capacidad contratada, la sociedad del proyecto podrá optar por reparar o sustituir las partes afectadas de la central dentro de un plazo acordado, con el fin de alcanzar la totalidad de la capacidad contratada. En algún momento, la sociedad del proyecto puede verse obligada a aceptar como definitiva la capacidad que haya logrado demostrar, y ya no tendrá la posibilidad de aumentar la capacidad verificada hasta alcanzar la capacidad contratada mediante la subsanación de la deficiencia y la demostración de una capacidad superior. Si no se alcanza la capacidad mínima en la fecha límite acordada o en la fecha límite definitiva para alcanzar la COD, el comprador de energía tendrá, por lo general, derecho a res el PPA. Algunos PPA pueden impedir que la sociedad del proyecto suministre energía por encima de la capacidad verificada establecida en la COD, o incluso pueden simplemente disponer que el comprador de energía no estará obligado a pagar por esas cantidades adicionales.

En los PPA cuya tarifa incluya tanto un cargo por capacidad como un cargo por energía, dado que el comprador de energía está obligado a pagar por la capacidad de la central, normalmente querrá asegurarse de que esta capacidad esté efectivamente disponible para su uso. Por ello, el comprador de energía suele establecer requisitos mínimos de disponibilidad. La disponibilidad suele medirse durante un período acordado. Los umbrales mínimos de disponibilidad suelen negociarse entre las partes y dependen de las condiciones específicas del sitio del proyecto, como las condiciones ambientales, la configuración técnica de la central eléctrica y otros criterios de eficiencia previstos en el PPA. En tales casos, el PPA otorgará al comprador de energía un recurso contractual si la sociedad del proyecto no cumple los umbrales mínimos de disponibilidad. Estos mecanismos pueden consistir en el derecho a rescindir el

PPA o en el pago de una indemnización preestablecida por parte de la sociedad del proyecto. En cualquier caso, en una estructura tarifaria bien diseñada, no debería exigirse al comprador de energía que pague por capacidad que no se haya puesto a su disposición.

Despacho

En virtud del PPA, la sociedad del proyecto está obligada a cumplir estrictamente las instrucciones de despacho impartidas por el operador de la red. La sociedad del proyecto asume el riesgo de cualquier falla operativa de despacho. El protocolo de despacho de la red puede incorporarse por referencia al PPA y formar parte de este, o bien incluirse en el contrato de interconexión con la red celebrado entre la sociedad del proyecto y la empresa de transmisión. Los programas de despacho se proporcionan a la sociedad del proyecto para facilitar la planificación mensual, semanal y diaria de la carga.

Consideraciones especiales para proyectos de energías renovables

La asignación del riesgo de desempeño en los proyectos de energías renovables se complica debido al perfil de generación de estos proyectos, es decir, al hecho de que la generación de energía depende de la disponibilidad intermitente del recurso renovable.

En los PPA correspondientes a tecnologías de energías renovables no despachables, el comprador de energía solo paga por la energía que efectivamente se le suministra. La obligación del comprador de pagar la tarifa establecida por la energía suministrada suele estar limitada a una cantidad determinada en el PPA, y cualquier excedente de energía puede remunerarse al precio vigente en el mercado de corto plazo (*spot*), si ese mercado existe. En el caso de las centrales no despachables, el comprador de energía no puede exigir una obligación de suministro mínimo en un día determinado, ya que la sociedad del proyecto no puede controlar su producción, que depende de las condiciones meteorológicas. En términos sencillos, los proyectos de energías renovables están sujetos, en muchos aspectos, a los caprichos del sol, la lluvia y el viento y, por lo tanto, no pueden garantizar un nivel determinado de producción en un día concreto.

No obstante, podría ser razonable establecer un requisito mínimo de disponibilidad después de la COD, a fin de garantizar que el proyecto pueda alcanzar la producción eléctrica prevista, una vez ajustada en función de las condiciones meteorológicas. La disponibilidad se refiere a la capacidad de la central para generar y suministrar electricidad de conformidad con sus especificaciones de diseño, teniendo en cuenta el desgaste normal, y no debe confundirse con la producción efectiva. Al establecer un requisito mínimo de disponibilidad, la sociedad del proyecto y sus prestamistas procurarán asegurarse de que, si la central se ve afectada por una falla imprevista que provoque su indisponibilidad, exista tiempo suficiente para transportar los repuestos necesarios hasta el sitio. Esto puede lograrse midiendo el requisito mínimo de disponibilidad durante un período razonable y, en caso de falla de determinados equipos, durante un período más prolongado cuando se haya determinado que los repuestos no se encuentran fácilmente disponibles a través de los proveedores de equipos.

Los PPA para proyectos de energía solar fotovoltaica exigen que la sociedad del proyecto demuestre que la central fotovoltaica (incluidos los paneles, inversores, transformadores y equipos auxiliares) ha alcanzado un coeficiente de rendimiento acordado, especialmente en la COD y antes de la emisión del certificado de puesta en servicio. Este coeficiente mide la eficiencia de la central fotovoltaica para convertir la irradiación solar en energía eléctrica. El coeficiente de rendimiento disminuirá a lo largo de la vigencia del PPA, a medida que se degrade la capacidad de los paneles solares para convertir la irradiación solar en energía eléctrica. Los PPA suelen partir del supuesto de que los paneles solares se degradarán a una tasa constante durante la vigencia del contrato. Los cálculos de los pagos por energía considerada producida a efectos de pago se verán afectados por la degradación de los paneles a lo largo de la vida del proyecto.

La obligación de la sociedad del proyecto de alcanzar el coeficiente de rendimiento previsto en la COD estará respaldada por una garantía de desempeño otorgada por el fabricante de los paneles solares. La garantía de desempeño se ajustará a los requisitos relativos al coeficiente de rendimiento establecidos en el PPA o garantizará un nivel de desempeño ligeramente superior.

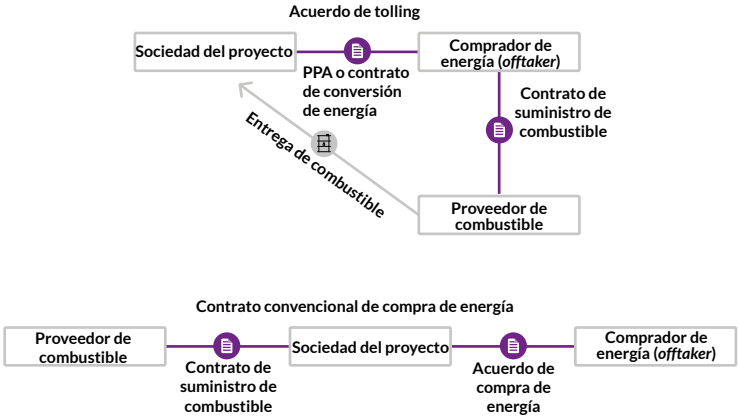
Suministro de combustible y otros insumos

La suficiencia del suministro a largo plazo, así como los precios del combustible y de otros insumos, constituyen algunos de los elementos más críticos de un proyecto energético. La asignación del riesgo de suministro de combustible dependerá de diversos factores, entre ellos, en particular, cuál de las partes se encuentre en mejores condiciones para negociar el suministro, la solvencia financiera del proveedor de combustible, la disponibilidad y accesibilidad de proveedores alternativos y el grado de desarrollo del mercado de suministro de combustible.

Acuerdos de tolling

Las sociedades del proyecto no siempre se encuentran en la mejor posición para negociar y garantizar un suministro estable de recursos energéticos como petróleo, carbón, gas natural, biomasa o vapor. Es posible que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión se encuentren en mejores condiciones para hacerlo. En tales circunstancias, el comprador de energía puede preferir estructurar el proyecto mediante un acuerdo de tolling. Esto puede resultar especialmente adecuado cuando el proveedor de combustible sea propiedad del gobierno del país anfitrión o esté afiliado al comprador de energía.

En virtud de un acuerdo de tolling, el comprador de energía asume toda la responsabilidad por la adquisición (incluido el pago) y el suministro de combustible a la central eléctrica. Si el comprador de energía desea despachar la central, deberá asegurarse de que se entregue a la central un volumen suficiente de combustible para generar la electricidad requerida. Entonces la sociedad del proyecto será responsable de garantizar que el combustible suministrado a la central eléctrica se utilice de manera eficiente. Esto se logra exigiendo a la sociedad del proyecto que convierta el combustible en energía conforme a una tasa de conversión que refleje la eficiencia acordada de la central eléctrica, teniendo en cuenta las condiciones atmosféricas y de transmisión.



Por lo tanto, en virtud de un acuerdo de tolling, el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión celebrará contratos de suministro de combustible directamente con terceros proveedores y asumirá el pago del combustible. A continuación, el comprador de energía celebrará un contrato independiente, que puede denominarse "PPA", "contrato de tolling" o "contrato de conversión de energía", con la sociedad del proyecto. Este instrumento incluirá tanto las disposiciones habituales de un PPA como determinadas disposiciones relativas al suministro de combustible. Para facilitar la administración, la sociedad del proyecto podrá impartir instrucciones directamente al proveedor externo de combustible para su entrega y acordar protocolos para la nominación de las cantidades de combustible que deban suministrarse, así como para la recepción de esas entregas. Sin embargo, la sociedad del proyecto no deberá asumir la responsabilidad del pago ni el riesgo de que el proveedor de combustible incumpla su obligación de entregar el combustible debidamente nominado por la sociedad del proyecto.

Contrato de suministro de combustible

No obstante, es frecuente que los compradores de energía intenten trasladar una mayor responsabilidad a la sociedad del proyecto respecto de la adquisición del suministro de combustible y exijan que esta celebre un contrato de suministro de combustible con un proveedor externo. La sociedad del proyecto deberá entonces contratar volúmenes suficientes de combustible para cumplir su obligación contractual

de mantener la central eléctrica "disponible" en virtud del PPA, de modo que, si el comprador de energía decide despachar la central, la sociedad del proyecto disponga de combustible suficiente para generar electricidad. Por el contrario, es importante que la sociedad del proyecto no contrate cantidades de combustible que no pueda utilizar, ya que, de lo contrario, podría verse obligada a efectuar pagos innecesarios por combustible excedente que no pueda utilizarse para generar electricidad.

Un análisis detallado de los contratos de suministro de combustible excede el alcance de este manual, pero la sociedad del proyecto deberá asegurarse de que se aborden una serie de cuestiones fundamentales, entre ellas:

- Una obligación legalmente vinculante del proveedor de combustible de suministrar la cantidad de combustible contratada. Esto contrasta con una obligación de medios (*best endeavours*), que conlleva el riesgo de que se produzca un incumplimiento en el suministro de combustible y de que la sociedad del proyecto disponga de recursos contractuales escasos o inexistentes.

- Niveles adecuados de flexibilidad respecto de las cantidades contratadas mensuales y anuales, a fin de hacer frente a situaciones en las que la central eléctrica no sea despachada.

- Medidas de protección adecuadas respecto del suministro de combustible que no cumpla las especificaciones contractuales. El combustible debe cumplir determinadas especificaciones. La sociedad del proyecto debería tener derecho a recibir del proveedor de combustible una indemnización preestablecida que cubra los costos adicionales en que incurra como consecuencia de la quema de combustible que no cumpla con las especificaciones (incluidos el mayor uso de filtros y el tiempo de inactividad necesario para realizar tareas de limpieza y arranques).

- En la medida en que la sociedad del proyecto asuma la responsabilidad por el suministro de combustible en virtud del PPA, deberá procurar asimismo que cualquier responsabilidad en la que incurra conforme al PPA por la indisponibilidad derivada de fallas en el suministro de combustible se traslade al proveedor de combustible. Sin embargo, a menudo resulta difícil o poco práctico lograr que un proveedor de combustible acepte asumir esas responsabilidades.

- El inicio del suministro de combustible deberá coordinarse con la puesta en servicio y las pruebas de la central eléctrica, de conformidad con el PPA, a fin de

garantizar la disponibilidad de combustible para realizar las pruebas de la central antes de la fecha prevista de operación comercial. No obstante, la fecha de inicio del suministro de combustible no debería fijarse con demasiada antelación, ya que, de lo contrario, la sociedad del proyecto podría verse obligada a efectuar pagos por capacidad en virtud del contrato de suministro de combustible mucho antes de que el combustible sea realmente necesario.

Asimismo, cabe señalar que las obligaciones asumidas por la sociedad del proyecto en virtud de un contrato de suministro de combustible relacionadas con una obligación take-or-pay deberán, cuando corresponda, trasladarse al comprador de energía en virtud del PPA. En otras palabras, en la medida en que la sociedad del proyecto esté obligada a pagar por combustible que no haya retirado debido a un riesgo asumido por el comprador de energía en virtud del PPA, este deberá compensar a la sociedad del proyecto por esa obligación.

En consecuencia, varias de las disposiciones del contrato de suministro de combustible serán de interés directo para el comprador de energía. Como se explica en el capítulo 6.2, *Estructuras tarifarias*, el costo del combustible suele trasladarse directamente al comprador de energía en virtud del PPA (suponiendo que el combustible se convierta en energía con la eficiencia acordada). Por lo tanto, es importante que el comprador de energía, como parte del proceso de debida diligencia, verifique que el costo del combustible sea razonable y se ajuste a los precios de mercado del sector. El comprador de energía también debería revisar el compromiso mínimo take-or-pay establecido en el contrato de suministro de combustible. Dado que el compromiso contractual de disponibilidad de la central siempre será inferior al 100 %, teniendo en cuenta los períodos de mantenimiento, es importante que el compromiso mínimo take-or-pay de combustible no sea tan elevado que genere una obligación de pago por combustible durante períodos en los que este no pueda utilizarse debido a actividades de mantenimiento programado. En la misma línea, la sociedad del proyecto debería procurar coordinar el mantenimiento programado de la central eléctrica con el de las instalaciones de gas (en el caso de una central alimentada con gas) ya que la falta de coordinación podría impedir que la central genere electricidad debido a las labores de mantenimiento realizadas en las instalaciones de suministro de combustible.

También es importante señalar que la existencia de un contrato de suministro de combustible independiente entre la sociedad del proyecto y el proveedor de combustible no implica necesariamente que la sociedad del proyecto deba asumir la totalidad del riesgo de suministro de combustible en virtud del PPA. La capacidad

de la sociedad del proyecto para asumir el riesgo de suministro de combustible en virtud del PPA dependerá en gran medida de que pueda ejercer recursos contractuales contra el proveedor de combustible o acceder a fuentes alternativas de combustible fácilmente disponibles, o ambas cosas. Si el proveedor de combustible constituye la única fuente viable de suministro de combustible, o la principal, la sociedad del proyecto deberá asegurarse de que, en caso de interrupción del suministro, pueda exigir al proveedor de combustible una compensación íntegra por cualquier déficit de ingresos, cualquier penalidad que deba pagar en virtud del PPA y, en última instancia, las pérdidas sufridas como consecuencia de la rescisión del PPA. La sociedad del proyecto también deberá tener en cuenta la solvencia crediticia del proveedor de combustible, ya que esta podría determinar su capacidad para hacer frente a esas obligaciones de indemnizar en caso de que fuera necesario.

Disposiciones relativas al transporte de combustible

Estas consideraciones pueden complicarse aún más cuando exista una división de responsabilidades entre el suministro y el transporte de combustible. En función de la proximidad de la central a la fuente de combustible y de la naturaleza de este, puede ser necesario celebrar un contrato independiente con una empresa transportista para trasladar el combustible desde la planta de procesamiento hasta la central. Esto probablemente aumentará los riesgos del proyecto, ya que el proveedor de combustible podría transferir la titularidad y el riesgo sobre el combustible a la empresa transportista o a la sociedad del proyecto en un punto de entrega situado aún a cierta distancia de la central.

Cuando el proveedor de combustible se comprometa a entregar el combustible en el punto de entrega de la central eléctrica, asumirá los riesgos asociados a garantizar que el combustible llegue a ese punto de entrega en la cantidad y con las especificaciones requeridas, de conformidad con el contrato de suministro de combustible. No obstante, cuando exista un contrato independiente para el transporte de combustible, ese contrato distribuirá los riesgos entre el proveedor de combustible, la empresa transportista y la sociedad del proyecto. Por ejemplo, el suministro a la central de combustible que no cumpla las especificaciones puede no ser responsabilidad de la empresa transportista, sino deberse a que el proveedor de combustible le haya entregado combustible que no cumpla con las especificaciones. En tal caso, la sociedad del proyecto debería poder ejercer los recursos contractuales correspondientes contra el proveedor de combustible en virtud del contrato de suministro de combustible.

Cuando la empresa transportista de combustible sea estatal, la sociedad del proyecto podrá sostener que el comprador de energía debe asumir el riesgo de incumplimiento o cumplimiento defectuoso por parte de esa empresa, además de los eventos de fuerza mayor relacionados con el transporte de combustible. Sin embargo, dependiendo del nivel de capitalización de la empresa pública de transporte de combustible, esta podría estar en condiciones de asumir esos riesgos directamente, lo que además evitaría las dificultades políticas que supondría que una entidad pública, el comprador de energía, asumiera los riesgos de otra entidad pública, la empresa transportista de combustible.

Transmisión

En un **sistema integrado verticalmente (*bundled*)**, las funciones de mercado relacionadas con la compra, transmisión y distribución de electricidad están integradas en una sola entidad: el comprador de energía, que suele ser una empresa eléctrica estatal. En este contexto, el comprador de energía asumiría la responsabilidad de garantizar la transmisión de la electricidad producida y vendida por la sociedad del proyecto. Del mismo modo, en este tipo de sistema, el comprador de energía tendrá la obligación de mantener la central eléctrica conectada a la red.

Por el contrario, un **sistema desagregado (*unbundled*)** es aquel en el que una o varias de estas funciones no son responsabilidad del comprador de energía, sino que son asumidas por otra entidad. El grado de esta separación dependerá de la vía específica de reforma del sector eléctrico adoptada en cada jurisdicción.

En un sistema desagregado existen riesgos específicos relacionados con la transmisión. La principal preocupación en un sistema desagregado es la solvencia crediticia de la empresa de transmisión y si esta cuenta con capacidad financiera suficiente para asumir el riesgo de no poder transmitir la electricidad cuando esta: (a) esté lista para su entrega; y (b) deba ser adquirida conforme al PPA. Desde el punto de vista del comprador de energía, el riesgo de transmisión escapa a su control y, por lo tanto, no es un riesgo que desee asumir. Desde el punto de vista de la sociedad del proyecto, esta también tendrá un control limitado sobre el riesgo de transmisión y sostendrá que ese riesgo debe recaer en la parte con mayor poder de negociación en la operación: el comprador de energía. Esto es especialmente cierto cuando el comprador de energía y la empresa de transmisión mantienen una relación estrecha (por ejemplo, cuando ambos son entidades estatales o forman parte del mismo grupo

empresarial). La sociedad del proyecto sostendrá que el gobierno, en su conjunto, se beneficia del suministro de electricidad y que, por lo tanto, debería asumir el riesgo de que una de sus entidades no conecte la central eléctrica o no transmita la electricidad cuando corresponda. En consecuencia, en un mercado eléctrico desagregado, los PPA suelen trasladar al comprador de energía la mayor parte o la totalidad del riesgo de transmisión, de modo que este actúa como garante de las obligaciones de la empresa de transmisión. No obstante, cabe señalar que esto genera un riesgo moral, ya que la empresa de transmisión podría actuar con menor diligencia en el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del acuerdo de transmisión si sabe que las consecuencias económicas recaerán sobre otra entidad pública. Por lo tanto, deberían establecerse mecanismos espejo adecuados entre el comprador de energía y la empresa de transmisión que permitan al comprador recuperar los importes que deba asumir como consecuencia de ese incumplimiento.

7.4 Régimen cambiario

Los proyectos energéticos pueden financiarse en moneda local o en una moneda de reserva. La moneda local es la moneda de la jurisdicción en la que se construirá y operará el proyecto. Una moneda de reserva es aquella que los gobiernos y los bancos centrales mantienen en cantidades significativas como parte de sus reservas internacionales y que se utiliza habitualmente como medio de pago en operaciones internacionales. Las monedas de reserva, como el dólar estadounidense y el euro, se utilizan habitualmente para financiar operaciones relacionadas con proyectos energéticos y de infraestructura. También se las conoce como "monedas fuertes". Por regla general, las monedas de reserva presentan niveles de inflación relativamente bajos, especialmente en comparación con las monedas de los mercados emergentes.

Para obtener más información sobre los riesgos relacionados con la convertibilidad de las divisas y los tipos de cambio, así como sobre su impacto en el financiamiento de proyectos energéticos, véase el manual *Orientación para comprender el financiamiento de proyectos energéticos*, en las secciones 3.4 (*Aspectos particulares del financiamiento de proyectos*) y 7.4 (*Seguro contra riesgos políticos*).

El financiamiento en moneda de reserva como norma

En los mercados emergentes, incluida África subsahariana, los proyectos energéticos suelen financiarse total o mayoritariamente en una moneda de reserva. A menudo no es posible financiar deuda de largo plazo en moneda local por los montos que requieren muchos proyectos energéticos a escala de red, debido a las restricciones de liquidez y a la disponibilidad limitada en el mercado.

En un mercado emergente, la sociedad del proyecto y los prestamistas que otorgan financiamiento en una moneda de reserva suelen insistir en que la tarifa esté denominada en la moneda de reserva en la que estén denominados los préstamos, o indexada a ella, con el fin de mitigar el riesgo de que la moneda local se devalúe frente a esa moneda a largo plazo.

Además, las obligaciones de pago de la sociedad del proyecto en virtud de otros contratos relacionados con el proyecto, como el contrato de suministro de combustible, el contrato de operación y mantenimiento (O&M) o el contrato de servicios a largo plazo (LTSA), pueden estar denominadas en una moneda de reserva. Los contratos

de suministro de combustible, por ejemplo, suelen estar denominados en dólares estadounidenses. Las sociedades del proyecto sujetas a este tipo de obligaciones de pago denominadas en monedas de reserva deben asegurarse de que los ingresos que perciban en virtud del PPA sean suficientes para cubrir esas obligaciones y no expongan al proyecto a riesgos cambiarios significativos.

El desafío del descalce de monedas

Aunque el servicio de la deuda y otras obligaciones de pago suelen estar denominados en una moneda de reserva, el comprador de energía casi siempre cobra a sus clientes en moneda local. El resultado es un descalce de monedas: el comprador de energía paga por la electricidad en una moneda de reserva, pero percibe sus ingresos en moneda local. Este descalce es significativo y afecta al perfil general de riesgo de una inversión en el sector eléctrico de las siguientes maneras:

- En primer lugar, especialmente durante períodos de volatilidad cambiaria, reduce la capacidad del comprador de energía para cumplir sus obligaciones de pago frente a la sociedad del proyecto en virtud de una tarifa denominada en una moneda de reserva.

- En segundo lugar, si la depreciación de la moneda afecta la capacidad del comprador de energía para efectuar los pagos a la sociedad del proyecto y ello da lugar a incumplimientos de pago, la sociedad del proyecto podría carecer de fondos suficientes para atender el servicio de su deuda denominada en la moneda de reserva.

Ejemplos de mecanismos de ajuste por tipo de cambio

En el Programa de Adquisición de Productores Independientes de Energía Renovable (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme, REIPPP) de Sudáfrica, el PPA está denominado en moneda local (rand). El único ajuste al alza permitido durante la vigencia del PPA es la indexación al índice de precios al consumidor (IPC). Sin embargo, los proyectos de este programa sí incurren en gastos denominados en moneda extranjera (el suministro de equipos, una parte del financiamiento y los costos de construcción, entre otros). Por lo tanto, la entidad contratante incorporó un mecanismo limitado de ajuste por tipo de cambio durante la fase de contratación del programa. La tarifa ofertada puede ajustarse para reflejar las variaciones en los gastos de capital denominados en moneda extranjera. Este

ajuste puede realizarse desde la presentación de la oferta hasta el cierre financiero, siempre que la tasa interna de retorno (TIR) del licitante permanezca sin cambios. El ajuste se efectúa en el momento del cierre financiero y, una vez alcanzado este, no se permiten ajustes adicionales. También se estableció un techo para la proporción de los gastos de capital que podía estar sujeta a ese ajuste (por ejemplo, el ajuste se limita a un máximo del [x] % de los gastos de capital). En cada ronda de licitación, los supuestos y el límite máximo pueden variar en función del nivel de participación de contenido local exigido a los proyectos (véase el capítulo *Otras disposiciones del PPA* para obtener más información sobre el contenido local).

Consideraciones sobre la convertibilidad y la transferibilidad

Cuando los pagos en virtud de un PPA se efectúen en moneda local (vinculada a una moneda de reserva), el tipo de cambio vigente en el momento del pago determinará el monto que el comprador de energía deberá abonar en moneda local.

No obstante, el comprador de energía y el gobierno del país anfitrión deberían analizar detenidamente el impacto de la conversión de divisas en el precio final de la electricidad adquirida. Aunque se permita al comprador de energía efectuar los pagos en moneda local, el PPA suele prever ajustes periódicos de los precios establecidos en este en caso de que la sociedad del proyecto incurra en pérdidas al convertir el pago recibido en moneda local a la moneda de reserva. El riesgo de conversión recae en el comprador de energía, y es posible que la sociedad del proyecto no tenga el incentivo ni la capacidad para minimizar las pérdidas derivadas del proceso de conversión. Dada la magnitud de los pagos asociados a los proyectos energéticos a escala de red, es importante mantener consultas exhaustivas con el Banco Central para evaluar las limitaciones del mercado de la moneda local y garantizar que los costos relacionados con la conversión no terminen incrementando significativamente la tarifa prevista en el PPA. Puede establecerse un protocolo de facturación y conversión para minimizar las pérdidas o, incluso, determinarse que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión están en mejores condiciones para efectuar la conversión de los pagos.

También deberían celebrarse consultas con el Banco Central para evaluar posibles obstáculos a la transferencia de fondos desde cuentas locales hacia cuentas en el extranjero. El riesgo de que no se permita transferir los fondos al extranjero (el riesgo de transferibilidad) afectará a la financiabilidad del proyecto y, si se materializa durante la fase de operación, podría dar lugar a la rescisión del PPA.

Seguro contra riesgos políticos

Los pagos en moneda local también conllevan el riesgo de que esa moneda se vuelva inconvertible durante la vigencia del PPA. Este riesgo puede mitigarse mediante la contratación de un seguro contra riesgos políticos que cubra específicamente el riesgo de inconvertibilidad de la moneda. Este tipo de cobertura es ofrecida por un número limitado de IFD. Sin embargo, este tipo de cobertura no protege frente a las pérdidas ocasionadas por las fluctuaciones cambiarias.

Financiamiento híbrido en moneda de reserva y moneda local

Aunque quizá no sea posible financiar una inversión en el sector eléctrico exclusivamente en moneda local, sí puede desarrollarse una solución híbrida, financiando una parte del proyecto energético en moneda local y el resto en moneda de reserva. La principal ventaja de que una parte del financiamiento de un proyecto energético esté denominada en moneda local es que permite evitar o minimizar el descalce de monedas y los riesgos asociados, al menos respecto de esa parte de las necesidades de servicio de la deuda del proyecto. Otra ventaja importante es que el financiamiento en moneda local tiene mayores probabilidades de atraer fuentes locales de financiamiento, lo que contribuye a fortalecer los mercados crediticios nacionales.

Instrumentos de cobertura

La sociedad del proyecto puede recurrir a instrumentos de cobertura cambiaria para protegerse frente a las fluctuaciones del tipo de cambio. Aunque estos instrumentos pueden ser muy complejos, en el contexto del financiamiento de proyectos suelen ser relativamente sencillos. Por lo general, las entidades financieras que proporcionan los instrumentos de cobertura son también los prestamistas sénior de la sociedad del proyecto. La cobertura puede constituir una estrategia eficaz a corto plazo, por ejemplo, durante el período de construcción, cuando los préstamos del proyecto y el precio que debe pagarse al contratista EPC estén denominados en monedas diferentes. Sin embargo, las coberturas cambiarias a largo plazo suelen ser prohibitivamente costosas o simplemente no estar disponibles.

7.5 Otros riesgos

Cumplimiento de la legislación y cambios legislativos

Es probable que el comprador de energía y el gobierno exijan a la sociedad del proyecto que se comprometa contractualmente, en virtud del PPA, a cumplir en todos los aspectos sustanciales con la legislación aplicable del país correspondiente. A su vez, la sociedad del proyecto debería poder asumir ese compromiso, al menos respecto de la legislación vigente al inicio del proyecto, sobre la base de la debida diligencia jurídica y el asesoramiento correspondiente. No obstante, para la sociedad del proyecto (y, por extensión, para sus prestamistas) resultará difícil asumir un compromiso incondicional de cumplir la legislación en la medida en que esta pueda modificarse con el tiempo.

El concepto de **cambio legislativo** ha evolucionado hasta abarcar: (a) la promulgación de nuevas leyes; (b) la modificación de leyes vigentes; o (c) los cambios en la interpretación de la legislación por parte de cualquier juzgado, tribunal, entidad gubernamental u otra autoridad que tenga jurisdicción aplicable o competencia reguladora respecto del proyecto o de la sociedad del proyecto. En este contexto, el término "legislación" deberá definirse de manera suficientemente amplia para abarcar una extensa gama de leyes, reglamentos, normas, órdenes, directrices y demás instrumentos de carácter legislativo o regulatorio.

Momento de aplicación

Puede surgir algún desacuerdo entre el comprador de energía y la sociedad del proyecto respecto de la fecha a partir de la cual debe tenerse en cuenta cualquier cambio legislativo. A menudo, esta será la fecha de firma del PPA. No obstante, cuando la sociedad del proyecto se haya comprometido a una tarifa en el marco de un proceso de licitación, puede resultar más adecuado establecer como fecha de referencia aquella en la que presentó su oferta en respuesta a la solicitud de propuestas (RfP). En ocasiones, esta cuestión puede resolverse mediante la debida diligencia, para determinar si entre ambas fechas se produjo algún cambio legislativo que pudiera afectar la estructura de costos de la sociedad del proyecto. Sin embargo, dependiendo

del grado de transparencia del marco jurídico de la jurisdicción correspondiente y del tiempo del que disponga la sociedad del proyecto para llevar a cabo esa debida diligencia, puede resultar más razonable que el comprador de energía asuma este riesgo adicional junto con el riesgo de cambios legislativos posteriores a la firma del PPA, que a menudo ya habrá aceptado asumir.

Un cambio legislativo puede afectar a la sociedad del proyecto de diversas maneras:

1. Podría afectar negativamente el cumplimiento de una obligación concreta en virtud del PPA o hacer imposible ese cumplimiento.

2. Podría afectar negativamente el flujo de ingresos de la sociedad del proyecto.

3. Podría obligar a la sociedad del proyecto a incurrir en un gasto de capital puntual o provocar un aumento continuo de sus costos de operación (en ambos casos, para que la sociedad del proyecto cumpla el cambio legislativo correspondiente).

4. Por el contrario, podría dar lugar a una reducción de los gastos de operación o de los gastos de capital previstos de la sociedad del proyecto.

Sin perjuicio de los umbrales de materialidad aplicables, por regla general, la sociedad del proyecto y el comprador de energía acordarán que la primera no deberá quedar en una situación mejor ni peor que aquella en la que se habría encontrado de no haberse producido el cambio legislativo en cuestión. Por lo tanto, en la medida en que la sociedad del proyecto se vea temporalmente imposibilitada de cumplir una obligación como consecuencia de un cambio legislativo, ello no constituirá un incumplimiento por su parte y los plazos aplicables se prorrogarán en consecuencia. Asimismo, si el cambio legislativo provoca un retraso en la COD, podrá considerarse que la central ha alcanzado la finalización presunta a efectos contractuales y, en la medida en que la central no esté disponible como consecuencia de ese cambio legislativo, la sociedad del proyecto podrá tener derecho a pagos por capacidad considerada disponible o por energía considerada producida a efectos de pago. Además, si la sociedad del proyecto incurre en un aumento de costos o una disminución de ingresos como consecuencia de un cambio legislativo, tendrá derecho a recibir: (a) una compensación directa que cubra o le reembolse ese aumento de costos o déficit de ingresos; o (b) un ajuste adecuado al alza de la tarifa. Por el contrario, si la sociedad del proyecto se beneficia de un cambio legislativo, lo habitual es que se aplique un ajuste adecuado a la baja de la tarifa. Si un cambio legislativo imposibilita el cumplimiento del PPA, por regla general, la sociedad del proyecto tendrá derecho a rescindirlo, y el pago

por rescisión aplicable se calculará de la misma manera que en caso de terminación por fuerza mayor política.

Consentimientos, permisos y licencias; caducidad del consentimiento

Responsabilidad de la sociedad del proyecto de obtener los consentimientos, permisos y licencias necesarios

Es comprensible que los compradores de energía deseen que las centrales eléctricas se construyan y operen de conformidad con las autorizaciones exigidas por la legislación aplicable.

Por lo general, la sociedad del proyecto es responsable de obtener las autorizaciones necesarias para construir, poseer y operar la central eléctrica. Estas pueden incluir, entre otras, un permiso de construcción, una licencia ambiental, un permiso arqueológico y un permiso de operación. En términos generales, se entiende que el término **consentimientos** comprende cualquier registro, declaración, presentación, consentimiento, licencia, derecho, aprobación, autorización o permiso.

Obligación del comprador de energía de colaborar en la obtención de consentimientos, permisos y licencias

No todas las obligaciones relacionadas con los consentimientos recaen necesariamente sobre la sociedad del proyecto. Dado que el comprador de energía suele estar vinculado al gobierno del país anfitrión, cabe esperar que mantenga determinados contactos con otros organismos gubernamentales y ejerza cierta influencia sobre ellos. Además, al tratarse de una entidad consolidada en el mercado nacional, el comprador de energía suele estar más familiarizado con los requisitos legales y regulatorios aplicables a las operaciones en ese mercado. En consecuencia, las partes suelen acordar que el comprador de energía esté obligado a prestar "asistencia razonable" a la sociedad del proyecto para la obtención de los consentimientos. En definitiva, esto redunda en beneficio de todas las partes, incluidos los prestamistas, que necesitarán tener la certeza de que la sociedad del proyecto ha obtenido todos los consentimientos necesarios.

Coordinación conjunta para las aprobaciones de alto nivel

En determinados casos, las partes pueden acordar que la obtención de ciertos consentimientos de las instancias gubernamentales superiores sea una responsabilidad conjunta. Esas autorizaciones podrían incluir las aprobaciones de las autoridades competentes (como el gobierno, el parlamento, el Ministerio de Hacienda, el Ministerio de Energía, las autoridades tributarias, los organismos reguladores y el Banco Central). Dado que esos consentimientos suelen ser necesarios para la entrada en vigor de un PPA, resulta lógico que ambas partes colaboren para garantizar que se obtengan oportunamente.

Derechos sobre los terrenos

La obligación de adquirir los derechos sobre los terrenos en los que se ubicarán la central eléctrica y las líneas de transmisión correspondientes variará en función de cada transacción y de cada jurisdicción. En aquellas jurisdicciones en las que el gobierno sea propietario de la totalidad o de grandes extensiones de los terrenos en los que se prevé ubicar la central eléctrica, a menudo se espera que el comprador de energía otorgue (o haga que otra entidad gubernamental otorgue) los derechos necesarios sobre esos terrenos a la sociedad del proyecto. Sin embargo, en otras jurisdicciones, corresponde a la sociedad del proyecto garantizar el acceso a los terrenos y obtener los derechos necesarios para utilizarlos. En tales casos, puede solicitarse al comprador de energía que colabore con la sociedad del proyecto para obtener esos derechos, especialmente cuando los propietarios privados no estén dispuestos a vender sus terrenos y el gobierno pueda ejercer sus facultades de expropiación o dominio eminente (es decir, el derecho de un Estado soberano o de sus organismos a adquirir propiedad privada para fines de utilidad pública a cambio de una indemnización justa).

La naturaleza de los derechos sobre los terrenos también varía de una jurisdicción a otra. Cuando el régimen de propiedad de la tierra no permita adquirir la plena propiedad, el plazo del derecho de uso o arrendamiento deberá ser suficiente para abarcar toda la duración del proyecto.

Caducidad del consentimiento

Cuando una autoridad pública no otorgue o renueve un consentimiento, pese a que la sociedad del proyecto haya presentado debidamente la solicitud correspondiente

y haya cumplido todos los requisitos aplicables para su otorgamiento o renovación, esta situación se considerará equivalente a un cambio legislativo. Esta situación se denomina en ocasiones **caducidad de un consentimiento**. Cabe señalar que, si la sociedad del proyecto no puede cumplir los trámites necesarios para obtener o renovar un consentimiento como consecuencia de un cambio legislativo, las protecciones previstas para los cambios legislativos deberán aplicarse igualmente. Cabe mencionar que en algunos PPA, la caducidad de un consentimiento se considera un evento de fuerza mayor política, con el mismo efecto práctico.

Cambios tributarios

Los cambios en la legislación o normativa tributaria pueden afectar significativamente los ingresos del proyecto y llegar a hacer que este en esencia deje de ser económico. El cambio puede consistir en una modificación de la tasa impositiva, la creación de un nuevo impuesto o la eliminación de determinados beneficios tributarios que puedan afectar negativamente la rentabilidad de la inversión en el proyecto o su capacidad para atender el servicio de la deuda, o ambos. Las consecuencias de un cambio tributario pueden:

1. Aumentar o reducir los costos del proyecto.
2. Aumentar o reducir los costos de operación y mantenimiento.
3. Aumentar o reducir los ingresos previstos de la sociedad del proyecto.

Entre las cuestiones importantes que deben tenerse en cuenta al gestionar el riesgo derivado de cambios tributarios se incluyen las siguientes:

Fecha de referencia a partir de la cual se mide el cambio tributario

Un cambio en la situación tributaria debe definirse con respecto a la situación existente en una fecha de referencia determinada. La fecha de referencia suele acordarse entre las partes y puede ser la fecha de firma del PPA o la fecha del cierre financiero.

Carácter discriminatorio del cambio

Al determinar qué parte debe asumir el riesgo derivado de los cambios tributarios, suele distinguirse entre tres categorías:

1. Cambios que se aplican específicamente al proyecto y únicamente a los patrocinadores, contratistas y prestamistas participantes (**cambio tributario discriminatorio**);

2. Cambios aplicables al sector en general o a una categoría similar de inversionistas (**cambio tributario específico**); o

3. Cambios que no pertenecen a ninguna de las dos categorías anteriores y que se aplican a la comunidad en general (**cambio tributario no discriminatorio**).

Cuando se produce un cambio tributario discriminatorio, normalmente se espera que el comprador de energía asuma este riesgo mediante el traslado del costo correspondiente a la tarifa. En otras palabras, cualquier aumento de las cargas tributarias se incorpora al cálculo de los costos del proyecto incluidos en la tarifa y, por lo tanto, el comprador de energía deberá pagar una tarifa que refleje esas cargas adicionales. En el caso de un cambio tributario no discriminatorio, normalmente se espera que la sociedad del proyecto lo asuma como parte del riesgo inherente a desarrollar su actividad en el país anfitrión. En cuanto a un cambio tributario específico que no sea discriminatorio, la asignación de ese riesgo suele ser objeto de negociación entre las partes.

Mitigación del riesgo derivado de cambios tributarios

Las medidas de mitigación frente a los cambios tributarios suelen instrumentarse mediante una o varias de las siguientes vías:

- Compromiso del gobierno del país anfitrión y seguro contra riesgos políticos: Un compromiso de la autoridad o las autoridades competentes del gobierno del país anfitrión de que, durante toda la vigencia del proyecto, no se aplicará ningún cambio tributario, no se impondrá ningún nuevo impuesto y no se eliminarán beneficios tributarios respecto de la sociedad del proyecto, sus patrocinadores o sus contratistas. La sociedad del proyecto puede mitigar aún más este riesgo mediante la contratación de un seguro contra riesgos políticos que cubra el incumplimiento del compromiso por parte del gobierno del país anfitrión.

- Traslado de costos a la tarifa: La tarifa está diseñada para permitir el traslado íntegro de cualquier aumento de los impuestos, la imposición de un nuevo impuesto o la eliminación de beneficios tributarios durante la vigencia del proyecto cuando esos cambios sean de carácter "discriminatorio" o "específico".

Cambio de control

Al decidir si financian un proyecto, los prestamistas y el comprador de energía evalúan la viabilidad del proyecto que desarrolla la sociedad del proyecto y, con igual importancia, evalúan también a la propia sociedad del proyecto y a las partes que la controlan. La reputación de estas partes, así como su experiencia y trayectoria, influyen en las decisiones del comprador de energía y de los prestamistas al evaluar si la sociedad del proyecto tendrá la capacidad necesaria para cumplir sus obligaciones en virtud del PPA. En consecuencia, tanto para el comprador de energía como para los prestamistas resulta importante impedir que los accionistas de la sociedad del proyecto puedan modificar unilateralmente el control de esta.

Los PPA suelen incluir disposiciones expresas que definen el significado de "control" y establecen qué constituye un cambio de control de la sociedad del proyecto. El PPA podría disponer que no podrá producirse un cambio de control de la sociedad del proyecto sin el consentimiento del comprador de energía. Por lo general, el PPA establece que el comprador de energía no podrá denegar su consentimiento sin causa justificada. Por otra parte, es posible que solo se permita un cambio de control una vez transcurrido un plazo determinado (por ejemplo, con el fin de garantizar el compromiso de las partes durante el período inicial del préstamo o durante la fase de construcción). También podrían imponerse otras condiciones, como que un cambio de control no reduzca el requisito de participación o propiedad local en la sociedad del proyecto o que las nuevas entidades tengan una reputación equivalente a la de sus predecesoras. Este último requisito puede implicar una valoración considerablemente subjetiva. Las restricciones y condiciones variarán de un proyecto a otro.

La sociedad del proyecto también puede tener interés en cualquier cambio de control del comprador de energía, especialmente en aquellas jurisdicciones en las que se esté llevando a cabo un proceso de desagregación del sector eléctrico y de reestructuración de una empresa eléctrica monopólica que actúe como comprador de energía. Cuando se haya otorgado apoyo soberano respecto de las obligaciones del comprador de energía en virtud del PPA, esta cuestión puede revestir menor importancia para la sociedad del proyecto. No obstante, cuando no se haya otorgado ese apoyo y la calificación crediticia, la reputación y el grado de sofisticación del comprador de energía hayan sido factores determinantes para que la sociedad del proyecto y los prestamistas celebraran el PPA, el comprador de energía también podría estar sujeto a restricciones que le impidan experimentar un cambio de control

sin el consentimiento de la sociedad del proyecto. Asimismo, podrían imponerse condiciones al comprador de energía, como exigir que la entidad resultante de la reestructuración mantenga una calificación de grado de inversión equivalente a la de su predecesora o que se otorgue apoyo soberano.

Riesgo político soberano y expropiación

Un PPA es un contrato comercial para el suministro y la compra de electricidad entre un promotor privado y una entidad que, con frecuencia, es propiedad del Estado anfitrión. Existe el riesgo de que el gobierno del país anfitrión decida interferir, directa o indirectamente, en la operación de la central eléctrica, lo que podría impedir que la sociedad del proyecto continúe generando ingresos derivados del proyecto. A su vez, ello podría poner en riesgo la capacidad de la sociedad del proyecto para atender el servicio de su deuda, así como la rentabilidad del capital de los accionistas. Por lo general, este tipo de interferencia se contempla ya sea como un evento de fuerza mayor política local o en una disposición independiente que regule los eventos relacionados con el riesgo atribuible al gobierno del país anfitrión.

Las consecuencias de una expropiación deberán abordarse expresamente en el PPA. La expropiación puede referirse tanto a los activos físicos como a las acciones de la sociedad del proyecto, y el PPA debería contemplar ambos supuestos. En el primer caso, el gobierno podría desplegar personal de seguridad para tomar el control físico de la central y, en el segundo, podría obligatoriamente asumir la titularidad de las acciones de la planta. Es necesario distinguir claramente las medidas comprendidas en este concepto, entre ellas la nacionalización, la confiscación, la requisa y otras medidas similares.

También puede ser necesario contemplar la posibilidad de una expropiación progresiva, que suele referirse a situaciones en las que el gobierno no expropia directamente una central eléctrica, sino que adopta una serie de medidas cuyo efecto acumulativo es privar a la sociedad del proyecto del control efectivo de la central. Entre ellas pueden figurar la imposición de cargas regulatorias onerosas y las restricciones a la adquisición o repatriación de divisas cuando la tarifa del PPA esté denominada en moneda local. Estas medidas pueden estar contempladas en las disposiciones relativas a eventos de fuerza mayor política local o a cambios legislativos o tributarios que, a menos que sean compensados por el comprador de energía, podrían provocar el fracaso del proyecto.

También es importante que el PPA establezca claramente qué medidas no constituyen expropiación. De lo contrario, el gobierno podría quedar expuesto a consecuencias severas por adoptar medidas legítimas que, por regla general, no se consideran equivalentes a una expropiación. Los gobiernos suelen estar facultados para adoptar medidas destinadas a regular la actividad económica del país, incluidas aquellas relacionadas con la salud y la seguridad ambiental, así como medidas de carácter tributario. No obstante, esas medidas deben adoptarse de buena fe, no ser discriminatorias ni tener como finalidad principal la confiscación de propiedad privada. Asimismo, cuando una sociedad del proyecto mantenga relaciones contractuales con empresas públicas responsables de infraestructura asociada, como la transmisión de electricidad o el transporte de gas, también es importante distinguir entre la expropiación, que constituye esencialmente un acto político, y las controversias comerciales, que deberán resolverse de conformidad con los recursos contractuales previstos en los contratos correspondientes.

Las sociedades del proyecto suelen sostener que la expropiación debe constituir un evento de rescisión en virtud del PPA y que, por consiguiente, deberían recibir una compensación íntegra que tenga en cuenta los ingresos previstos durante la vigencia restante del PPA. El cálculo exacto del pago por rescisión se aborda en el capítulo 8, *Obligaciones posteriores a la terminación*. En cualquier caso, el pago por rescisión de un PPA no siempre será la respuesta adecuada: dependerá del grado de independencia del comprador de energía respecto del Estado anfitrión. Cuanto mayor sea la independencia del comprador de energía, más sólido será el argumento de que la sociedad del proyecto y los prestamistas deberían cubrir el riesgo de expropiación por otros medios, en lugar de esperar que el comprador de energía efectúe el pago íntegro por rescisión en caso de que esta se produzca.

Además, todas las partes deberían evaluar si el comprador de energía dispondrá de una fuente de financiamiento suficiente para hacer frente a los pagos por rescisión en caso de expropiación. De no ser así, esta obligación debería estar respaldada por una garantía soberana.

Cuando exista un acuerdo independiente que regule el régimen de compensación, como un acuerdo de opción de compra y venta (PCOA), este deberá establecer claramente el monto exacto de la compensación aplicable en caso de expropiación, a fin de evitar cualquier ambigüedad.

La sociedad del proyecto también puede considerar la contratación de un seguro contra riesgos políticos con una institución como el Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones (MIGA), que forma parte del Grupo del Banco Mundial. La ventaja del seguro del MIGA no radica únicamente en la certeza de recibir una compensación en caso de expropiación, sino, más importante aún, en que reduce significativamente la probabilidad de que esta se produzca, debido al riesgo reputacional para el gobierno y al probable impacto negativo que tendría sobre la percepción de este en otras transacciones internacionales.

7.6 Fuerza mayor

Es importante que un PPA incluya una cláusula clara de fuerza mayor que defina tanto su significado como sus consecuencias. También puede especificar qué eventos o circunstancias quedan excluidos del alcance de la fuerza mayor en virtud del PPA.

Características principales de la fuerza mayor

En términos generales, la fuerza mayor suele presentar las siguientes características:

- El evento tiene un efecto adverso significativo en la capacidad de una de las partes para cumplir sus obligaciones contractuales.
- El evento no es imputable a la parte que solicita la exención y escapa a su control razonable.
- El evento no podía haber sido razonablemente previsto por la parte, ni una parte diligente habría podido adoptar medidas razonables para evitarlo o mitigar sus efectos.

En ocasiones, la definición va más allá del evento en sí y abarca también sus efectos continuados. Por ejemplo, si se produce una inundación grave e inesperada que causa daños a una central eléctrica y se requiere hasta un mes para evacuar el agua antes de poder iniciar la evaluación de los daños, la exención por fuerza mayor alegada podría extenderse más allá del día en que ocurrió la inundación y abarcar también sus efectos continuados.

También es importante aclarar qué circunstancias quedan excluidas del ámbito de aplicación de la fuerza mayor. Cuando una central eléctrica está fuera de servicio debido a un mantenimiento deficiente, esa situación no constituye un evento de fuerza mayor. Lo mismo se aplicaría si la sociedad del proyecto no hubiera contratado una cantidad suficiente de combustible para poder generar a la capacidad contratada. Ambas situaciones son razonablemente previsibles y podrían haberse evitado mediante la adopción de medidas razonables (como un mantenimiento adecuado o la celebración de contratos de suministro de combustible suficientes). Del mismo

modo, el comprador de energía no podrá alegar la falta de disponibilidad de fondos como causa de fuerza mayor.

Tipos de fuerza mayor

Los eventos de fuerza mayor en virtud de un PPA pueden clasificarse en varias categorías, siendo las principales la fuerza mayor política local, la fuerza mayor política extranjera y la fuerza mayor natural.

La **fuerza mayor política local** suele comprender eventos causados por el gobierno del país anfitrión o que este se encuentra en mejores condiciones de prevenir, controlar o mitigar. Entre los eventos comprendidos en esta categoría podrían figurar los disturbios generalizados y los desórdenes civiles, los actos de terrorismo y las huelgas laborales de alcance nacional. Su ámbito de aplicación también podría extenderse a la indisponibilidad de la red de transmisión para evacuar la electricidad de una central eléctrica, cuando esa red sea estatal, así como a la indisponibilidad de cualquier otra infraestructura asociada que necesite la central y que sea de propiedad o esté bajo el control del Estado. Algunos aspectos del cambio legislativo también podrían quedar comprendidos en el ámbito de la fuerza mayor política local, como la imposición por parte del gobierno del país anfitrión de restricciones a los pagos al extranjero que impidan efectuar los pagos programados a los proveedores de capital y de deuda radicados en el extranjero.

La **fuerza mayor política extranjera** suele abarcar eventos de carácter político originados en el extranjero que, no obstante, tengan un efecto adverso significativo sobre la capacidad de una de las partes para cumplir sus obligaciones en virtud del PPA. Por ejemplo, una huelga laboral en un país extranjero podría impedir que un componente esencial de la central eléctrica (como una turbina de repuesto fabricada en ese país) se exporte al país donde se encuentra la central. Un embargo comercial podría tener un efecto similar.

La **fuerza mayor natural** abarca eventos como inundaciones, huracanes, terremotos, tsunamis y otras condiciones meteorológicas o fenómenos naturales adversos que tengan un efecto adverso significativo sobre la capacidad de una de las partes para cumplir sus obligaciones contractuales.

Ejemplo: Kenia ha registrado recientemente reclamaciones por fuerza mayor relacionadas con disturbios, conflictos territoriales, incidentes con piratas somalíes y actos del grupo terrorista Al Shabaab. Esto ha llevado a las autoridades kenianas a intentar restringir y redefinir los eventos de fuerza mayor, tanto locales como extranjeros, en sus PPA y contratos relacionados. En particular, ante los problemas relacionados con los terrenos y los disturbios, Kenia pretende limitar la responsabilidad del gobierno por eventos de fuerza mayor política a aquellos que haya causado directamente o a los que haya contribuido indirectamente mediante sus actos u omisiones. Kenia también pretende excluir la piratería de los eventos de fuerza mayor y limitar la compensación por actos de terrorismo únicamente a las pérdidas que no estén cubiertas por un seguro. Es importante señalar que los intentos de Kenia por restringir la protección frente a eventos de fuerza mayor están encontrando resistencia en el mercado y que aún no está claro qué impacto tendrá este traslado del riesgo a las sociedades de proyectos sobre los costos de los proyectos y el acceso al financiamiento.

Extensión de la fuerza mayor

Por lo general, un PPA prevé que las disposiciones de exención por fuerza mayor se extiendan más allá del propio PPA a otros contratos del proyecto en los que también participen las partes del PPA, incluidos los contratos de suministro y transporte de combustible, los contratos EPC y los acuerdos de transmisión. Por lo tanto, cuando un evento de fuerza mayor impida al proveedor o a la empresa transportista de combustible suministrar combustible a la central eléctrica, la sociedad del proyecto podría solicitar exención en relación con su obligación contractual, establecida en el PPA, de mantener un nivel mínimo de disponibilidad de la central. Dado que una de las partes de un PPA podría pretender acogerse a las disposiciones de fuerza mayor como consecuencia de eventos ocurridos en el marco de otros contratos, es importante procurar establecer un concepto armonizado de fuerza mayor en todos los contratos del proyecto. De lo contrario, existe el riesgo de que un evento definido como fuerza mayor en el acuerdo de transmisión, por ejemplo, no sea considerado como tal en el PPA. En consecuencia, debido a esa falta de correspondencia, el evento podría no dar derecho a una de las partes a gozar de exención en relación con el cumplimiento de sus demás obligaciones contractuales.

Exención del cumplimiento de las obligaciones contractuales por fuerza mayor

Como se señaló anteriormente, la parte que invoque la fuerza mayor normalmente solicitará quedar exonerada del cumplimiento de sus obligaciones contractuales mientras persista el evento de fuerza mayor. Si el período de fuerza mayor se prolonga, el PPA suele establecer durante cuánto tiempo se mantendrá esa exoneración antes de que la parte no afectada pueda solicitar la rescisión del contrato.

En un PPA, suele ser importante distinguir entre los eventos de fuerza mayor que afectan al comprador de energía y aquellos que afectan a la sociedad del proyecto. Cuando el comprador de energía se vea afectado por un evento de fuerza mayor, el PPA suele prever la continuidad de los pagos por capacidad y energía a la sociedad del proyecto durante el período en que persista ese evento. Si el efecto del evento de fuerza mayor que afecta al comprador de energía es retrasar la COD, la sociedad del proyecto podría tener derecho a que se considere que la central ha alcanzado la **finalización presunta a efectos contractuales**. En tal caso, la sociedad del proyecto podría tener derecho a **pagos por capacidad considerada disponible** que cubran el servicio de la deuda (que habría comenzado en la fecha prevista de operación comercial), así como cualquier costo adicional del proyecto en que haya incurrido como consecuencia del retraso. La sociedad del proyecto también esperará recibir una compensación económica, además de una prórroga de los plazos aplicables, en caso de verse afectada por un evento de fuerza mayor política local.

7.7 Seguros

Desde la fase de planificación hasta las fases de construcción y operación del proyecto, existen numerosos riesgos que pueden mitigarse eficazmente mediante seguros.

Fase de construcción

Durante la fase de construcción, el contratista EPC será el principal responsable de contratar seguros que cubran los daños materiales y las lesiones sufridas por el personal. Los tipos de cobertura incluyen:

- Seguro contra todo riesgo (daños materiales): suele cubrir el costo de reposición de la central del proyecto;
- Seguro de responsabilidad civil patronal: suele cubrir la responsabilidad del empleador por enfermedades, fallecimientos o lesiones de los empleados derivados de las condiciones o prácticas del lugar de trabajo; y
- Seguro de transporte marítimo de carga a todo riesgo: suele cubrir el costo de reposición de las instalaciones y los equipos transportados hasta la central eléctrica y destinados a incorporarse a esta.

Fase de operación comercial

Una vez iniciada la operación comercial de la central, la sociedad del proyecto suele asumir la responsabilidad de contratar y mantener un seguro contra todo riesgo por daños materiales y un seguro de responsabilidad civil patronal.

Además, la sociedad del proyecto puede optar por contratar un seguro contra riesgos políticos ante la posibilidad de que el gobierno del país anfitrión incumpla un compromiso o garantía relacionado, según corresponda, con cualquiera de los siguientes aspectos:

- La libre convertibilidad de la moneda y la suficiencia de las reservas de divisas;
- La ausencia de cambios legislativos o tributarios, o la eliminación de beneficios tributarios, que puedan afectar negativamente al proyecto;

- La revocación de permisos o concesiones; o la expropiación, o ambas.

En todos los casos, la cobertura de seguro específica requerida para un proyecto energético determinado se establecerá caso por caso, previa consulta con un asesor especializado en seguros. Por lo general, los prestamistas exigirán la designación de un asesor de seguros que los asesore sobre la idoneidad del programa de seguros del proyecto energético.

7.8 Resumen de los puntos clave

Gestión de riesgos

Asignación de riesgos: Los riesgos inherentes al PPA deben asignarse a las partes que estén en mejores condiciones de mitigarlos.

1. **Riesgo del vendedor:** Por lo general, el vendedor asumirá los riesgos asociados a sus obligaciones de construcción y operación en virtud del PPA. Esto puede incluir el riesgo de no iniciar la construcción, de no alcanzar la COD prevista en el contrato o de que la central construida no cumpla los requisitos de capacidad.

2. **Excepción al riesgo del vendedor:** El vendedor podrá quedar exonerado de responsabilidad por el incumplimiento de sus obligaciones cuando el retraso se deba a una acción (u omisión) del comprador de energía. En tal caso, podrá concederse al vendedor una prórroga del plazo o una compensación por los costos adicionales en que haya incurrido como consecuencia del retraso.

3. **Riesgo del comprador:** El riesgo de que la demanda en el mercado eléctrico sea inferior a la prevista suele recaer en el comprador de energía mediante pagos por capacidad, en el caso de los proyectos despachables, o mediante el compromiso de adquirir toda la electricidad que la central genere y suministre, en el caso de los proyectos de energía renovable no despachables. El comprador de energía también puede asumir los riesgos relacionados con el suministro de combustible mediante la celebración de acuerdos de tolling.

Riesgos generales

1. **Fuerza mayor:** El vendedor o el comprador de energía podrán quedar exonerados del cumplimiento de sus obligaciones en virtud del PPA cuando se produzcan eventos que escapen a su control y que no hubieran podido prever razonablemente. Además de esa exoneración, los vendedores también pueden tener derecho a recibir pagos por capacidad cuando se produzcan determinados eventos de fuerza mayor.

2. **Cláusulas de estabilización:** Los cambios en la legislación tributaria y en la legislación en general pueden representar un riesgo para los vendedores, ya que pueden alterar sustancialmente las condiciones económicas del acuerdo original. El PPA suele incluir cláusulas que permiten al vendedor recibir una compensación económica equivalente cuando se produzca un cambio sustancial.

3. **Cambio de control:** Los PPA pueden procurar restringir la capacidad de los vendedores para modificar la composición de sus accionistas controlantes, ya que es posible que los compradores de energía hayan decidido celebrar el PPA debido a la solidez financiera del accionista mayoritario de la sociedad del proyecto. Los prestamistas pueden tener inquietudes similares respecto de los accionistas y del comprador de energía.

Régimen cambiario

1. **Riesgo de convertibilidad:** si los pagos previstos en el PPA se realizan en moneda local y la deuda del proyecto está denominada en moneda extranjera, el productor de energía corre el riesgo de no poder convertir la moneda local en la moneda extranjera necesaria para atender pagos de deudas en moneda extranjera. Existen varios enfoques para abordar esta exposición en el PPA.

8. Incumplimiento y rescisión

8.1 Introducción

Las partes que celebran un contrato, como un PPA, suelen hacerlo con la intención de establecer una relación contractual a largo plazo que se mantenga durante toda su vigencia. La rescisión de un PPA es un acontecimiento grave y casi nunca redunda en beneficio de ninguna de las partes. Lo ideal es que un PPA se estructure de manera que incentive a las partes a mantener y preservar la relación contractual.

El objetivo de este capítulo es, en primer lugar, ofrecer orientación sobre las circunstancias y los eventos que pueden llevar a la parte cumplidora a ejercer su derecho a rescindir el PPA. La lista de eventos de incumplimiento que figura en este capítulo no es exhaustiva y siempre deberá interpretarse a la luz del PPA específico celebrado entre las partes y del marco legislativo y de políticas de la jurisdicción en la que se encuentre la central eléctrica.

A continuación, el capítulo aborda los eventos que se producen sin que exista culpa de ninguna de las partes, denominados "eventos que no constituyen incumplimiento". Estos eventos también pueden otorgar a las partes el derecho a ejercer una opción de rescisión del PPA (por ejemplo, en caso de un evento de fuerza mayor prolongado).

A continuación, se analizan las consecuencias de la rescisión y los recursos contractuales de que dispone la parte cumplidora. Se presta especial atención al cálculo de los pagos por rescisión, ya sea directamente en virtud del PPA, de un acuerdo de opción de compra y venta (PCOA) o de un acuerdo similar.

8.2 Tipos de incumplimiento

Evento de incumplimiento del comprador de energía

A continuación se enumeran los tipos más habituales de eventos de incumplimiento del comprador de energía. Es importante señalar que los plazos de subsanación indicados a continuación son meramente ilustrativos y tienen por objeto facilitar la comprensión de la cronología de esos eventos. Los plazos de subsanación aplicables en virtud de un PPA suelen ser objeto de negociación y dependen de la naturaleza del mercado, la estructura del proyecto y la tecnología de generación.

Incumplimiento de pago	El impago de cualquier monto adeudado a la sociedad del proyecto dentro del plazo de subsanación establecido, tras la recepción de una notificación en la que se indique que ese pago se encuentra vencido.
Insolvencia	Situaciones de quiebra o insolvencia, entre ellas el nombramiento de un liquidador, administrador, fideicomisario, custodio o figura similar en un procedimiento iniciado contra el comprador de energía, o el nombramiento de cualquiera de esas figuras en un procedimiento iniciado contra el comprador de energía cuando ese nombramiento no sea dejado sin efecto dentro de un plazo de [90]* días.
Declaración falsa	Cualquier declaración falsa que tenga un efecto adverso significativo sobre la capacidad de la sociedad del proyecto para cumplir sus obligaciones en virtud del PPA, cuando esa declaración falsa (si fuera susceptible de subsanación) no se subsane dentro de un plazo de [30 a 60]* días a partir de la notificación correspondiente.
Incumplimiento de los hitos de construcción por el comprador de energía	El incumplimiento por parte del comprador de energía de los hitos de construcción relativos a la interconexión, por causas no atribuibles a fuerza mayor ni a un incumplimiento de la sociedad del proyecto (en relación con la infraestructura y los activos de interconexión del comprador de energía, así como con cualquier otra instalación asociada que este deba construir), una vez transcurrido un plazo de subsanación razonable teniendo en cuenta la complejidad de las instalaciones asociadas que el comprador de energía esté obligado a construir y el posible impacto de los retrasos sobre el cronograma de la ruta crítica para la construcción de la central eléctrica.
Incumplimiento de otro acuerdo o contrato clave del proyecto	La ocurrencia de un incumplimiento por parte del comprador de energía o del gobierno del país anfitrión en virtud de otro acuerdo o contrato clave del proyecto.

Cambio legislativo	La ocurrencia de un cambio legislativo que, en cada caso durante un período de [90 a 180]* días, haga nulo o inexigible un compromiso sustancial del comprador de energía, haga nulo o inexigible un derecho sustancial de la sociedad del proyecto y/o restrinja la repatriación de dividendos o el pago de préstamos, cuando sus efectos no estén mitigados por compromisos de mejora crediticia otorgados por el gobierno del país anfitrión para cubrir esos eventos.
Cesión	La cesión del PPA, incluso como consecuencia de la reorganización o privatización del comprador de energía, en contravención de cualquier disposición del PPA que prohíba esa cesión.
Incumplimiento sustancial	Cualquier otro incumplimiento sustancial por parte del comprador de energía que, tras la correspondiente notificación, no sea subsanado dentro de un plazo de 30 días a partir de esa notificación (o cuya subsanación se haya iniciado dentro de esos 30 días pero no se haya completado dentro de un plazo de entre 90 y 180 días).

* Este plazo se incluye únicamente a título ilustrativo. El plazo establecido en el PPA será objeto de negociación entre las partes.

Eventos de incumplimiento de la sociedad del proyecto

A continuación se enumeran los eventos de incumplimiento habituales de la sociedad del proyecto que pueden dar lugar a que el comprador de energía tenga el derecho a rescindir el PPA. Los plazos de subsanación indicados son meramente ilustrativos y suelen ser objeto de negociación entre las partes contratantes. La aplicabilidad de estos eventos a un proyecto concreto dependerá en gran medida de la estructura del proyecto.

Incumplimiento de la obligación de alcanzar el cierre financiero	El hecho de no alcanzar el cierre financiero dentro de un plazo de [90]* días a partir de la fecha exigida de cierre financiero, por causas no atribuibles a un incumplimiento del comprador de energía.
Insolvencia	Situaciones de insolvencia, entre ellas el nombramiento de un liquidador, administrador, fideicomisario, custodio o figura similar en un procedimiento iniciado contra la sociedad del proyecto, o el nombramiento de cualquiera de esas figuras en un procedimiento iniciado contra la sociedad del proyecto cuando ese nombramiento no sea dejado sin efecto dentro de un plazo de [90]* días.
Declaración falsa	Cualquier declaración falsa que tenga un efecto adverso significativo sobre la capacidad del comprador de energía para cumplir sus obligaciones, cuando esa declaración falsa (si fuera susceptible de subsanación) no se subsane dentro de un plazo de [30 a 60]* días a partir de la notificación correspondiente.
Incumplimiento de la obligación de iniciar la construcción	La falta de envío de la orden de inicio al contratista EPC dentro de un plazo de [10 a 15]* días después del cierre financiero.
Incumplimiento de la fecha de operación comercial (COD)	El hecho de no alcanzar la COD dentro de un plazo de [180]* días a partir de la fecha prevista de operación comercial, por causas no atribuibles a fuerza mayor ni a un incumplimiento del comprador de energía, o el incumplimiento de la fecha límite establecida para alcanzar la COD.
Abandono	El abandono del proyecto durante un período de [30]* días o más.
Seguros	El incumplimiento de la obligación de la sociedad del proyecto de mantener los seguros requeridos (una vez notificada de ese incumplimiento, salvo que el seguro correspondiente no esté disponible en condiciones comercialmente razonables).

Consentimientos	El incumplimiento de la obligación de mantener vigentes los consentimientos normativos necesarios (salvo que ese incumplimiento se deba a que la autoridad competente no haya otorgado o renovado esos consentimientos después de que la sociedad del proyecto haya presentado la solicitud correspondiente, junto con la documentación justificativa exigida por la legislación aplicable, y haya pagado las tasas correspondientes).
Incumplimiento de las prácticas prudentes de operación	El incumplimiento reiterado de las prácticas prudentes de operación o de las prácticas prudentes del sector eléctrico.
Umbrales de disponibilidad	En el caso de las centrales eléctricas despachables, el incumplimiento de los niveles mínimos de disponibilidad, en ocasiones acompañado de la falta de presentación e implementación de un plan de medidas correctivas destinado a restablecer esos niveles mínimos dentro de un plazo acordado.
Cesión	La cesión del PPA en contravención de cualquiera de sus disposiciones que prohíban esa cesión.
Cambio de control	Un cambio de control de la sociedad del proyecto sin el consentimiento requerido.
Incumplimiento sustancial	Cualquier otro incumplimiento sustancial por parte de la sociedad del proyecto que, tras la correspondiente notificación, no sea subsanado dentro de un plazo de [30] días a partir de esa notificación (o cuya subsanación se haya iniciado dentro de esos 30 días pero no se haya completado dentro de un plazo de [90 a 180]* días).

8.3 Notificaciones, plazos de subsanación y derechos de los prestamistas

Notificaciones y plazos de subsanación

El propio PPA establece determinados plazos de subsanación aplicables a los incumplimientos de la sociedad del proyecto. Estos son los plazos de los que dispone la sociedad del proyecto para subsanar un incumplimiento específico antes de que el comprador de energía pueda ejercer los recursos contractuales correspondientes. Los prestamistas pueden solicitar plazos de subsanación ampliados respecto de los acordados entre la sociedad del proyecto y el comprador de energía. Los prestamistas también querrán recibir notificación directa de esos incumplimientos. Si los prestamistas no ejercen sus derechos de subsanación durante este plazo adicional, el comprador de energía podrá ejercer los recursos contractuales de subsanación que le correspondan en virtud del PPA.

Por lo general, los compradores de energía están dispuestos a aceptar este tipo de disposiciones, hasta cierto punto, a solicitud de los prestamistas. Si los prestamistas están dispuestos a subsanar los incumplimientos, ello puede beneficiar al comprador de energía. Sin embargo, a los compradores de energía les preocupa que la ampliación de los plazos de subsanación pueda dificultar el ejercicio oportuno de sus recursos de subsanación contractuales. La duración concreta de los plazos adicionales de subsanación será objeto de negociación.

Derechos de los prestamistas

A los prestamistas les preocupa que la sociedad del proyecto pueda incumplir sus obligaciones en virtud del PPA, ya que ello podría dar derecho al comprador de energía a rescindirlo y, en última instancia, poner en riesgo la capacidad de la sociedad del proyecto para pagar sus préstamos. Por lo tanto, en un proyecto típico, los prestamistas exigirán que se les notifique cualquier incumplimiento, que se respeten determinados plazos mínimos de subsanación y que se les concedan derechos de

intervención para subsanar directamente esos incumplimientos. Estas cuestiones suelen abordarse mediante acuerdos directos.

Los prestamistas pueden solicitar disposiciones equivalentes, como notificaciones, plazos de subsanación y derechos de intervención, respecto de otros documentos clave del proyecto. Sin embargo, estas cuestiones revisten especial importancia en el caso del PPA, ya que este es el contrato que genera el flujo de ingresos del proyecto.

Derechos de intervención

En el caso de incumplimientos más graves por parte de la sociedad del proyecto, puede ser necesario que los prestamistas ejerzan sus **derechos de intervención** para ya no ser responsables de las obligaciones de la sociedad del proyecto después de haber subsanado la infracción.

Al igual que ocurre con las notificaciones y los plazos de subsanación, los compradores de energía suelen estar dispuestos a aceptar los derechos de intervención de los prestamistas, aunque puede que no acepten un período de intervención tan prolongado como el que estos suelen pretender. Los prestamistas sostienen que la decisión de intervenir y asumir los derechos y obligaciones de la sociedad del proyecto requiere cierto tiempo para su análisis y adopción, especialmente cuando el grupo de prestamistas es relativamente numeroso y debe realizarse una votación para instruir intervenir a los agentes de los prestamistas. Por su parte, el comprador de energía desea evitar demoras prolongadas que le impidan ejercer sus recursos contractuales necesarios frente a una sociedad del proyecto que haya incumplido sus obligaciones en virtud del PPA.

Novación y sustitución

Además de la posibilidad de que los prestamistas subsanen un incumplimiento durante el plazo de subsanación previsto en el PPA o ejerzan sus derechos de intervención durante el período establecido en el acuerdo directo, puede darse una tercera situación en la que la sociedad del proyecto notifique que ya no está en condiciones de operar el proyecto. La solución más sencilla para todas las partes consiste en designar a un nuevo propietario de la sociedad del proyecto (que, de ser necesario, nombrará a un nuevo equipo administrativo) y ejecutar la garantía constituida sobre las acciones de la sociedad del proyecto a favor de los prestamistas para transferir esas acciones al nuevo propietario. En este caso, todos los contratos y activos seguirán perteneciendo a la sociedad del proyecto existente.

Sin embargo, en algunos casos, la sociedad del proyecto puede haber incurrido en obligaciones o pasivos no cuantificables que el nuevo propietario no esté dispuesto a asumir. En tal caso, el nuevo propietario constituirá una nueva entidad con fines específicos (SPV) y los activos del proyecto, incluidos todos los derechos contractuales, se transferirán a esa entidad, que asumirá de hecho la función de la sociedad del proyecto original, la cual dejará de formar parte del proyecto.

El PPA (y los demás documentos clave del proyecto) deberán contemplar esa transferencia desde el principio o ser renegociados antes de que los prestamistas puedan transferir satisfactoriamente el proyecto a la entidad sustituta. Esta transferencia se conoce generalmente como **novación** del PPA. El comprador de energía (y las demás contrapartes contractuales clave) pueden reservarse el derecho de aprobar a la entidad sustituta, aunque a los prestamistas les preocupará que esas aprobaciones puedan retrasar el proceso.

Diagramas de flujo de los eventos de incumplimiento

Diagrama de flujo de incumplimiento del vendedor

La sociedad del proyecto incumple el PPA

El comprador de energía emite una notificación de subsanación en la que especifica el incumplimiento que constituye o podría constituir un evento de incumplimiento y confirma el plazo de subsanación.

Si el incumplimiento sustancial no se subsana, se produce un evento de incumplimiento del vendedor (aunque el comprador no podrá ejercer recursos contractuales).

El comprador podrá tener derecho a emitir una notificación de rescisión en la que se especifique la fecha en que esta surtirá efecto (normalmente dentro de un plazo previamente acordado).

[30 a 120]* días de plazo de subsanación

[60 a 120]* días de período de intervención

Durante el plazo adicional de subsanación:

- El comprador de energía no podrá ejercer ningún recurso contractual
- El agente de los prestamistas podrá emitir una notificación de intervención mediante la cual se designe a un codeudor (que asumirá responsabilidad solidaria por el cumplimiento de las obligaciones de la sociedad del proyecto y estará facultado para ejercer los derechos de esta) en virtud del PPA
- Si, al finalizar el plazo adicional de subsanación, no se ha designado a ningún codeudor solidario ni entidad sustituta, el comprador de energía podrá ejercer todos los recursos previstos en el PPA o en la legislación aplicable

Durante el período de intervención:

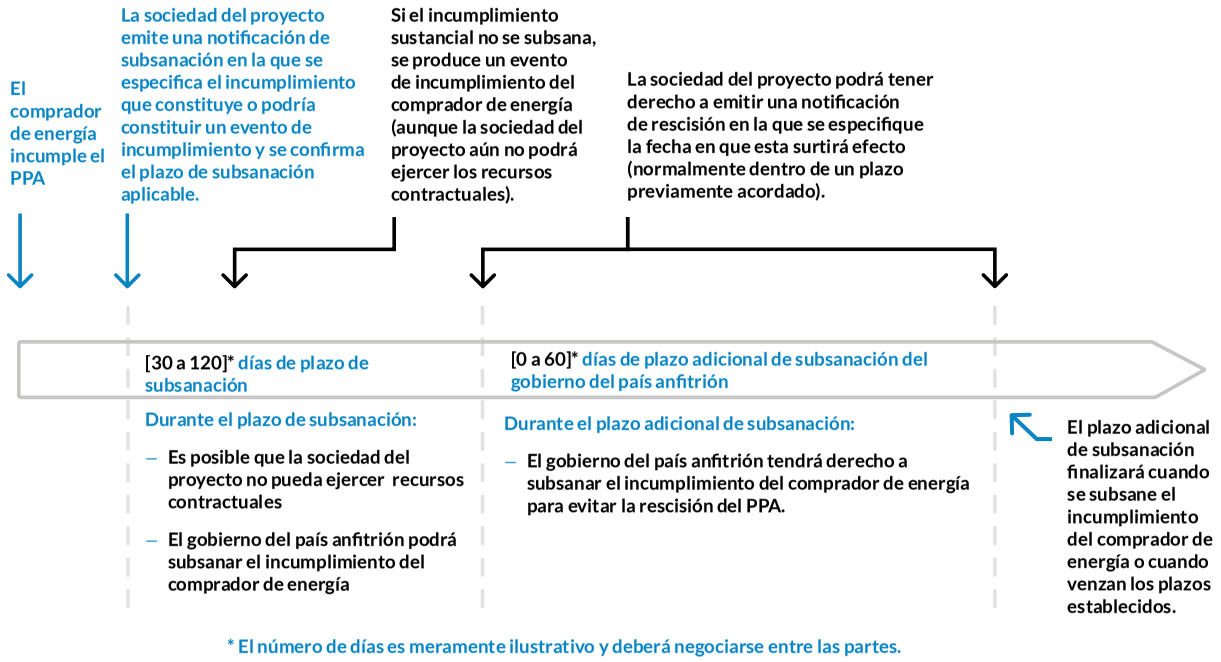
- El codeudor dispondrá de un plazo determinado a partir de su designación para subsanar los incumplimientos especificados en la notificación de incumplimiento
- Por lo general, el plazo para subsanar incumplimientos distintos de los incumplimientos de pago será más prolongado que el aplicable a los incumplimientos de pago
- El comprador de energía tratará directamente con el codeudor en relación con el PPA
- El codeudor podrá retirarse en cualquier momento
- El agente de los prestamistas podrá designar a una entidad sustituta a cuyo favor se novará el PPA
- Por lo general, el codeudor no será responsable de los incumplimientos que no se hayan especificado en la notificación de incumplimiento

El período de intervención finalizará cuando:

- El codeudor se retire; o
- El PPA sea novado de la sociedad del proyecto a una entidad sustituta; o
- Venzan los plazos establecidos

* El número de días es meramente ilustrativo y deberá negociarse entre las partes.

Diagrama de flujo del incumplimiento del comprador de energía



* El número de días es meramente ilustrativo y deberá negociarse entre las partes.

8.4 Eventos que no constituyen incumplimiento

Si, sin que exista culpa de ninguna de las partes, resultara imposible continuar cumpliendo el PPA, el comprador de energía o la sociedad del proyecto tendrán, por lo general, derecho a rescindirlo. Esta situación se produce principalmente como consecuencia de eventos de fuerza mayor, tanto políticos como no políticos, que se prolongan durante un período considerable e impiden que una o varias de las partes cumplan sus obligaciones en virtud del PPA.

El comprador de energía podrá rescindir el PPA en los siguientes casos	**La sociedad del proyecto podrá rescindir el PPA en los siguientes casos**
Eventos prolongados de fuerza mayor natural	Eventos prolongados de fuerza mayor natural
Eventos prolongados de fuerza mayor política extranjera	Eventos prolongados de fuerza mayor política extranjera
En caso de eventos prolongados de fuerza mayor política local, si:	En caso de eventos prolongados de fuerza mayor política local, si:
1. Los eventos de fuerza mayor política local hacen que la continuación del cumplimiento de las obligaciones o el restablecimiento de las operaciones resulte ilegal o inviable.	1. Los eventos de fuerza mayor política local hacen que la continuación del cumplimiento de las obligaciones o el restablecimiento de las operaciones resulte ilegal o inviable, y el comprador de energía opta por no continuar efectuando los pagos por capacidad.
2. Se producen restricciones prolongadas en el suministro de combustible después de haberse realizado esfuerzos razonables para obtener un suministro alternativo (según la tecnología aplicable).	

8.5 Obligaciones posteriores a la rescisión

En el contexto de un mercado emergente, en el que los mercados no están plenamente desagregados y no existe competencia ni en el mercado mayorista ni en el minorista, suele existir un único comprador de energía eléctrica. Ese único comprador es el comprador de energía (*offtaker*). Si se rescinde el PPA, la sociedad del proyecto ya no podrá generar ingresos, puesto que dejará de contar con un comprador para la electricidad que produce. Aunque, en una situación de este tipo, la sociedad del proyecto podría en teoría desmantelar el proyecto energético y venderlo a un comprador de otro país, en la práctica esto suele ser técnicamente inviable o no rentable. Incluso si fuera posible revender los activos del proyecto, el promotor nunca obtendría la rentabilidad que su inversión habría alcanzado si el proyecto hubiera operado durante toda la vigencia del PPA.

Para mitigar este riesgo, los inversionistas y los prestamistas exigen que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión se comprometa, ya sea en el PPA o en un acuerdo independiente (como una garantía soberana, un acuerdo de respaldo estatal o un acuerdo de opción de compra y venta), a adquirir la central eléctrica junto con todas las instalaciones asociadas, o todas las acciones en circulación de la sociedad del proyecto, y a compensar la pérdida de rentabilidad del capital a largo plazo en caso de rescisión del PPA.

La obligación de adquirir el proyecto tras la rescisión de un PPA puede estructurarse como un pago de compensación por terminación o expresarse, desde el punto de vista económico, como una opción de venta y de compra.

Tras explicar las obligaciones posteriores a la rescisión, este capítulo esclarecerá los distintos cálculos necesarios para determinar el monto del pago por terminación.

Pago por rescisión

El pago por rescisión es un monto de compensación acordado previamente que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión pagará a la sociedad del proyecto a cambio de la adquisición de todos sus activos.

En el caso de un PCOA, las obligaciones posteriores a la rescisión se establecerán en términos de opciones de venta y opciones de compra.

Una **opción de venta** suele definirse como la combinación de:

- Una opción de la que dispone la sociedad del proyecto para exigir al comprador de energía o al gobierno del país anfitrión que adquiera los activos de la sociedad del proyecto.
- Una opción de la que disponen los accionistas de la sociedad del proyecto para exigir al comprador de energía o al gobierno del país anfitrión que adquiera todas las acciones en circulación de la sociedad del proyecto a un precio calculado conforme a una fórmula previamente acordada.

Una **opción de compra** suele definirse como la combinación de:

- Una opción de la que dispone el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión para adquirir los activos de la sociedad del proyecto.
- Una opción de la que dispone el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión para adquirir todas las acciones en circulación de la sociedad del proyecto, a un precio calculado conforme a una fórmula previamente acordada.

Las obligaciones posteriores a la rescisión pueden formularse como un pago por terminación, ya sea en un acuerdo de ejecución, una garantía soberana u otros acuerdos de respaldo estatal. Aunque no sean tan explícitas, suelen dar lugar a resultados similares a los de una estructura de opciones de compra y de venta. Por lo tanto, es posible que el comprador de energía y el gobierno del país anfitrión no tengan un derecho explícito a adquirir la central eléctrica en virtud de una garantía soberana, pero el derecho del comprador de energía a rescindir el PPA obligará, en la práctica, a la sociedad del proyecto a transferir la central eléctrica. En consecuencia, el comprador de energía tendrá derecho a "ejercer" su opción compra de la central eléctrica en virtud de su derecho de resión previsto en el PPA, incluso si esa opción no se establece expresamente en un acuerdo de opción de compra y venta (PCOA). Además, las garantías soberanas suelen otorgarse en respaldo de compradores de energía que son empresas estatales, por lo que resulta irrelevante si el derecho de "compra" corresponde al comprador de energía o al gobierno del país anfitrión.

En las secciones siguientes se analiza si, tras la ocurrencia de determinados eventos, se exigirá al comprador de energía que adquiera el proyecto, o a la sociedad del proyecto o a sus accionistas que vendan el proyecto o las acciones en circulación de la sociedad del proyecto, como consecuencia de la rescisión de un PPA. El evento "desencadenante" también determinará el precio de compra, que puede variar en función de la causa de la rescisión.

Eventos de incumplimiento del comprador de energía

En general, se acepta que la sociedad del proyecto y sus accionistas tendrán derecho a vender la central eléctrica (o las acciones) si el PPA se rescinde como consecuencia de un incumplimiento del comprador de energía.

Eventos de incumplimiento de la sociedad del proyecto

Por lo general, el comprador de energía tendrá el derecho y la obligación de adquirir la central eléctrica tras rescindir el PPA. No obstante, cuando el comprador de energía rescinda el PPA como consecuencia de un incumplimiento de la sociedad del proyecto relacionado con riesgos de construcción, es posible que no esté obligado a adquirir la central eléctrica.

Cabe señalar que, incluso cuando el comprador de energía tenga la obligación de adquirir la central eléctrica tras la rescisión del PPA por incumplimiento de la sociedad del proyecto, deberá adoptar medidas activas para lograr la terminación del PPA. Por lo tanto, la obligación de adquirir la central eléctrica seguirá estando condicionada a que el comprador de energía ejerza su derecho a rescindir el PPA.

Expropiación

La expropiación de la totalidad o de una parte sustancial de los activos de la sociedad del proyecto, o de las acciones de esa sociedad, suele dar lugar a un evento de incumplimiento del comprador de energía. En estas circunstancias, la contraprestación asociada al pago por rescisión incluirá: (a) cualesquiera activos (o acciones) que no hayan sido expropiados; (b) la liberación, por parte de los prestamistas, de los derechos de garantía constituidos sobre los activos y las acciones de la sociedad del proyecto; y (c) la renuncia, por parte de la sociedad del proyecto (o de sus accionistas), a cualquier reclamación que puedan tener contra el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión como consecuencia de la expropiación.

El precio de compra que deba pagarse en este caso deberá reducirse por el monto de cualquier compensación que la sociedad del proyecto o sus accionistas ya hayan recibido por los activos (o acciones) expropiados.

Evento prolongado de fuerza mayor política que afecta a la sociedad del proyecto

Por lo general, el derecho de venta o de compra podrá ejercerse si cualquiera de las partes rescinde el PPA como consecuencia de un evento prolongado de fuerza mayor política. Cabe señalar, no obstante, que un evento prolongado de fuerza mayor política puede no dar derecho a la sociedad del proyecto de rescindir el PPA si el comprador de energía continúa efectuando los pagos por capacidad (en el caso de una central térmica) o los pagos por energía considerada producida a efectos de pago (en el caso de una fuente renovable intermitente) durante dicho evento prolongado de fuerza mayor política.

El comprador de energía podría sostener que debería tener derecho a adquirir la central eléctrica tras la rescisión del PPA como consecuencia de un evento prolongado de fuerza mayor política, ya que es poco probable que el comprador de energía (a diferencia del gobierno del país anfitrión) pueda prevenir esos eventos. Por otra parte, también podría sostener que, dado que es posible que el gobierno del país anfitrión no pueda prevenir todos los eventos que constituyen fuerza mayor política, el comprador de energía debería tener derecho a adquirir la central eléctrica tras la rescisión del PPA como consecuencia de un evento prolongado de fuerza mayor política que escape al control del gobierno del país anfitrión.

Eventos prolongados de fuerza mayor política que afectan al comprador de energía

Aparte de los compromisos relacionados con la construcción de instalaciones o infraestructura asociada, las principales obligaciones del comprador de energía son obligaciones de pago, las cuales no quedan exoneradas en caso de fuerza mayor. Por consiguiente, una vez construidas las instalaciones o la infraestructura correspondientes, es poco probable que se produzca un evento contractual prolongado de fuerza mayor política.

Al igual que ocurre con los eventos prolongados de fuerza mayor política que afectan a la sociedad del proyecto, el comprador de energía podría sostener que debería tener derecho a adquirir la central eléctrica si el PPA se rescinde como consecuencia de un

evento prolongado de fuerza mayor política que afecte a su capacidad para cumplir sus obligaciones en virtud de este, ya que es poco probable que el comprador de energía (a diferencia del gobierno del país anfitrión) pueda prevenir este tipo de eventos.

Evento prolongado de fuerza mayor natural que afecta a la sociedad del proyecto

La sociedad del proyecto tendrá derecho a vender la central eléctrica al comprador de energía si el PPA se rescinde como consecuencia de un evento prolongado de fuerza mayor natural que afecte a la sociedad del proyecto.

El comprador de energía podría sostener que no debería poder ejercerse el derecho a vender la central eléctrica, puesto que el PPA obliga a la sociedad del proyecto a asegurar sus activos y, en la medida en que su seguro no cubra un evento de fuerza mayor natural, ese riesgo debería recaer sobre la sociedad del proyecto. Es poco probable que los prestamistas acepten esta posición si el riesgo de fuerza mayor natural no es asegurable en su totalidad o en una proporción sustancial.

El derecho del comprador de energía a adquirir la central eléctrica suele poder ejercerse si cualquiera de las partes rescinde el PPA como consecuencia de un evento prolongado de fuerza mayor natural que afecte a la sociedad del proyecto.

Evento prolongado de fuerza mayor natural que afecta al comprador de energía

El derecho a vender la central eléctrica al comprador de energía suele poder ejercerse si cualquiera de las partes rescinde el PPA como consecuencia de un evento prolongado de fuerza mayor natural que afecte al comprador de energía.

El mismo razonamiento resulta aplicable tanto a un evento prolongado de fuerza mayor natural como a uno de fuerza mayor política que afecte al comprador de energía. El comprador de energía podría sostener que debería tener derecho a adquirir la central eléctrica si el PPA se rescinde como consecuencia de un evento prolongado de fuerza mayor natural que afecte a su capacidad para cumplir sus obligaciones en virtud de este, ya que es poco probable que pueda prevenir este tipo de eventos.

Precios de compra

Los precios de compra deberían variar en función del evento desencadenante. A fin de establecer los incentivos adecuados para todas las partes, conviene clasificar los eventos desencadenantes en las tres categorías siguientes:

- **Incumplimiento del comprador de energía o evento atribuible al comprador de energía:** Los eventos desencadenantes atribuibles al comprador de energía o al país anfitrión dan lugar al pago del precio de compra más elevado, denominado en ocasiones "precio de compra por incumplimiento del comprador de energía".
- **Incumplimiento del vendedor o evento atribuible al productor:** Los eventos desencadenantes atribuibles a la sociedad del proyecto o a los patrocinadores dan lugar al pago del precio de compra más bajo, denominado en ocasiones "precio de compra por incumplimiento de la sociedad del proyecto".
- **Sin atribución:** Los eventos desencadenantes que no sean atribuibles a ninguna de las partes dan lugar al pago de un precio de compra situado entre el precio de compra por incumplimiento del comprador de energía y el precio de compra por incumplimiento de la sociedad del proyecto. Este precio de compra intermedio se denomina en ocasiones "precio de compra por fuerza mayor natural".

Aunque pueden utilizarse diversos métodos para calcular los precios de compra, suelen emplearse determinados elementos fundamentales. Estos elementos fundamentales se muestran en las dos metodologías de ejemplo para el cálculo de los precios de compra que figuran en las ilustraciones siguientes. En estas ilustraciones, las variables que aparecen en negro constituyen un conjunto común de variables que se repiten en todos los precios de compra. Las variables que aparecen en azul pueden incluirse o no en la fórmula, dependiendo del precio de compra correspondiente. Las variables que aparecen en rojo representan métodos alternativos para calcular una de las variables. Cabe destacar que estos son únicamente ejemplos destinados a ilustrar cómo pueden calcularse los precios de compra.

La ilustración muestra los eventos desencadenantes habituales y el precio de compra que normalmente se pagaría tras la venta o compra de la central eléctrica (o de las acciones).

Ejemplos de cálculos del precio de compra

La siguiente ilustración muestra un ejemplo de cómo pueden calcularse los precios de compra.

Precio de compra por incumplimiento de la sociedad del proyecto antes de la COD = DO + TC – IP – EP – ER – DM – **USC**
Precio de compra por incumplimiento de la sociedad del proyecto después de la COD = DO + TC – IP – EP – ER – DM
Precio de compra por incumplimiento del comprador de energía = DO + TC – IP – EP – ER – DM + **SCO** + PTRSCO
Precio de compra por fuerza mayor natural = DO + TC – IP – EP – ER – DM + **SCO**

Variable	Significado
DO	Saldo de la deuda pendiente* más las comisiones por cancelación anticipada de los instrumentos de cobertura
TC	Costos de rescisión (incluidos los impuestos derivados de la transferencia y los costos de rescisión de otros contratos del proyecto)
IP	Indemnizaciones de seguros
EP	Ingresos por expropiación (*los ingresos procedentes de las indemnizaciones por expropiación previstas en la legislación aplicable*)
ER	Rehabilitación ambiental (*el costo de restituir la instalación a las condiciones exigidas por el PPA*)
DM	Medidas correctivas por mantenimiento diferido (*el costo de restituir la central eléctrica al estado en que el PPA exige que la sociedad del proyecto la mantenga, según lo determine un ingeniero independiente*)
USC	**Compromisos de aportes de capital de los accionistas pendientes de desembolso que ya deberían haberse efectuado**
SCO	**Aportes de capital de los accionistas pendientes (*suponiendo que el capital propio se amortice de forma lineal*)**
PTRSCO	**Rentabilidad posterior a la rescisión, de los aportes de capital de los accionistas pendiente (*como una rentabilidad del X % sobre el capital propio pendiente durante un período fijo acordado*)**

* *Objeto de negociación:* El comprador de energía querrá que el capital pendiente de la deuda se especifique en un anexo, con un límite máximo para la deuda pendiente equivalente al monto indicado en ese anexo, más cualquier deuda que pueda quedar pendiente como consecuencia del evento de rescisión correspondiente. Los prestamistas querrán que se incluya la totalidad de la deuda pendiente.

La siguiente ilustración muestra otro ejemplo de cómo pueden calcularse los precios de compra.

Precio de compra por incumplimiento de la sociedad del proyecto antes de la COD = DO + TC – IP – EP – ER – DM – **USC**
Precio de compra por incumplimiento de la sociedad del proyecto después de la COD = DO + TC – IP – EP – ER – DM
Precio de compra por incumplimiento del comprador de energía = DO + TC – IP – EP – ER – DM + **SCO** + DFD
Precio de compra por fuerza mayor natural = DO + TC – IP – EP – ER – DM + **SCO**

Variable	Significado
DO	Saldo de la deuda pendiente* más las comisiones por cancelación anticipada de los instrumentos de cobertura
TC	Costos de rescisión (incluidos los impuestos derivados de la transferencia y los costos de rescindir otros contratos del proyecto)
IP	Indemnizaciones de seguros
EP	Ingresos por expropiación (*los ingresos procedentes de las indemnizaciones por expropiación previstas en la legislación aplicable*)
ER	Rehabilitación ambiental (el costo de restituir la instalación a las condiciones exigidas por el PPA)
DM	Medidas correctivas por mantenimiento diferido (*el costo de restituir la central eléctrica al estado en que el PPA exige que la sociedad del proyecto la mantenga, según lo determine un ingeniero independiente*)
USC	**Compromisos de aportes de capital de los accionistas pendientes de desembolso que ya deberían haberse efectuado**
SCO	**Aportes de capital de los accionistas pendientes (*suponiendo que el capital propio se amortice de forma lineal*)**
DFD	**Distribuciones futuras descontadas (*dividendos futuros y pagos de amortización durante toda la vigencia del PPA, descontados a valor presente neto (VPN) a la TIR del capital propio*)**

* *Objeto de negociación:* El comprador de energía querrá que el capital pendiente se especifique en un anexo, con la deuda pendiente limitada al importe establecido en ese anexo más cualquier deuda pendiente que pueda existir como consecuencia del evento de rescisión correspondiente. Los prestamistas querrán que se incluya la totalidad de la deuda pendiente.

8.6 Resumen de los puntos clave

Eventos de incumplimiento

- **Eventos de incumplimiento del comprador de energía:** Los incumplimientos relacionados con las obligaciones del comprador de energía, como el incumplimiento de sus obligaciones de pago o de sus hitos de construcción, se clasificarán como "eventos de incumplimiento del comprador de energía". Esta categoría también puede incluir eventos que escapen al control del comprador de energía, como un cambio legislativo.

- **Eventos de incumplimiento de la sociedad del proyecto:** Los incumplimientos relacionados con las obligaciones de la sociedad del proyecto, como la falta de finalización de la construcción o la operación inadecuada de la central eléctrica, se clasificarán como "eventos de incumplimiento de la sociedad del proyecto". A diferencia de los eventos de incumplimiento del comprador de energía, esta categoría se limita estrictamente a eventos que se encuentran bajo el control de la sociedad del proyecto.

- **Eventos que no constituyen incumplimiento:** Pueden producirse circunstancias ajenas al control de cualquiera de las partes que impidan el cumplimiento del PPA. Esta categoría suele incluir eventos de fuerza mayor, aunque también puede negociarse para incluir otros eventos, como una escasez prolongada de combustible.

Notificaciones, plazos de subsanación y derechos de los prestamistas

- **Notificaciones y plazos de subsanación:** Los eventos de incumplimiento y de fuerza mayor pueden dar lugar a un derecho de rescisión, aunque el ejercicio de ese derecho estará sujeto a la correspondiente notificación y aplazos previstos para subsanar el incumplimiento o mitigar los efectos del evento de fuerza mayor.

- **Derechos de intervención:** Los prestamistas exigirán el derecho a intervenir y subsanar los infringimientos de la sociedad del proyecto para evitar la rescisión del PPA.
- **Novación y sustitución:** Si los prestamistas no logran subsanar un incumplimiento de la sociedad del proyecto mediante el ejercicio de sus derechos de intervención, podrán novar el PPA a favor de una nueva sociedad del proyecto para reanudar la operación del proyecto y evitar la rescisión del PPA.

Obligaciones posteriores a la rescisión

- **Precio de compra:** El precio de compra dependerá del tipo de evento que dé lugar a la rescisión (evento atribuible al comprador de energía, al vendedor o a ninguna de las partes). Existen diversos métodos para calcular ese precio.

9. Otrasdisposicionesdel PPA

9.1 Introducción

En este capítulo se abordan brevemente algunas cuestiones importantes que suelen contemplarse en el PPA, pero que no encajan necesariamente de manera clara en los demás capítulos de este manual. Por ejemplo: ¿Cómo resolverán las partes las controversias que puedan surgir en relación con el PPA? ¿Qué ocurre cuando el PPA llega al final de su vigencia? ¿Cómo podrían afectar las disposiciones sobre contenido local o propiedad local al costo del PPA? ¿Cómo se gestionan las cuestiones relacionadas con la confidencialidad? Por último, ¿qué cláusulas contractuales estándar deben incluirse en el contrato, aunque sean relativamente innegociables o solo constituyan motivo de preocupación para los abogados? Este capítulo pretende responder estas y otras preguntas.

9.2 Resolución de controversias

Objetivos de la resolución de controversias

Las controversias siempre pueden surgir. Incluso después de leer esta guía y negociar un PPA sólido con el apoyo de los asesores adecuados, y pese a las mejores intenciones de las partes, pueden surgir problemas y las circunstancias pueden cambiar. Al fin y al cabo, un PPA es un contrato a largo plazo y las partes no siempre pueden prever con certeza lo que sucederá durante un período que, en algunos casos, puede extenderse hasta 30 años.

Cuando surge una controversia, redunda en interés de todas las partes resolverla de la manera más rápida, eficiente y amistosa posible. El objetivo de los mecanismos de solución de controversias es garantizar que, independientemente del tipo de controversia que surja, esta pueda resolverse con rapidez para que las partes puedan volver a cumplir sus respectivas obligaciones en virtud del PPA. Cuando una controversia se prolonga, ello perjudica a todas las partes y al proyecto.

Las controversias pueden surgir por diversas razones. Pueden referirse a una amplia variedad de cuestiones, incluidos asuntos técnicos o financieros, como una controversia relacionada con la facturación, con el método de medición de la electricidad o con la interpretación de un término técnico del sector. Las controversias también pueden estar relacionadas con la interpretación del contrato, especialmente en lo que respecta a la forma o al momento en que cada una de las partes debe cumplir sus obligaciones.

Mecanismos informales de solución de controversias

Lo mejor que pueden hacer las partes cuando surge una controversia es dialogar entre sí. El diálogo continuo entre las partes después de la firma del PPA puede contribuir

a resolver rápidamente la mayoría de las controversias. Si el personal técnico no logra resolver un problema, puede resultar útil organizar una reunión entre los altos directivos del comprador de energía y de la sociedad del proyecto.

El PPA suele imponer a las partes la obligación de intentar resolver las controversias de manera amistosa mediante el diálogo antes de recurrir a procedimientos formales de solución de controversias. Los PPA suelen exigir que las partes negocien de buena fe antes de recurrir a cualquier mecanismo formal de solución de controversias. Si no se demuestra que las partes intentaron resolver la controversia de manera amistosa, es posible que no puedan recurrir a mecanismos más formales. Este requisito puede ser necesario para garantizar que las partes dialoguen entre sí.

Mecanismos formales de solución de controversias

Cuando los mecanismos informales no permitan resolver la controversia, el PPA establecerá diversos mecanismos formales de solución.

Solución expedita de controversias

Las partes contratantes pueden contemplar mecanismos alternativos para la solución expedita de determinadas controversias. Estos suelen incluir disposiciones que permiten adoptar decisiones con rapidez respecto de determinados tipos de controversias "más sencillas", normalmente relacionadas con cuestiones técnicas o de facturación.

Los tipos de controversias que pueden someterse a un mecanismo de solución expedita suelen estar definidos de antemano. Las partes también pueden acordar si las decisiones adoptadas mediante el procedimiento de solución expedita serán vinculantes o no.

Funciones del ingeniero independiente

En caso de controversias técnicas, como las relacionadas con la consecución de la COD, la medición o cuestiones relativas a la capacidad, la controversia podrá someterse a un ingeniero independiente. El ingeniero independiente podrá emitir una opinión que contribuya a resolver la controversia. También podrán identificarse

determinadas cuestiones respecto de las cuales la decisión del ingeniero independiente será vinculante para las partes.

La lista de cuestiones que pueden someterse a un ingeniero independiente podrá acordarse durante la fase de negociación e incluirse en el PPA. El mandato del ingeniero independiente suele establecerse en un contrato por separado celebrado entre este y las partes del PPA. Las partes pueden acordar la designación anticipada de un ingeniero independiente al formalizar el PPA o dejar esa designación para una etapa posterior. No obstante, dado que se recurrirá al ingeniero independiente para resolver una controversia en la que, por definición, las partes estarán en desacuerdo, resulta aconsejable designarlo de antemano o establecer previamente una lista de candidatos.

Mediación

También pueden incluirse disposiciones relativas a la mediación no vinculante. Este procedimiento recurre a un tercero neutral para facilitar el diálogo entre el comprador de energía y la sociedad del proyecto. El proceso puede dar lugar a una recomendación que contribuya a resolver la controversia con rapidez.

Arbitraje

El arbitraje es el procedimiento utilizado en los PPA para resolver las controversias que no puedan solucionarse mediante mecanismos informales o procedimientos de solución expedita. A menos que el PPA contenga disposiciones que obliguen a las partes a someter sus controversias a arbitraje, estas se someterán a los tribunales que tengan jurisdicción sobre las partes y sobre las cuestiones objeto de controversia.

Existen diversas opciones de reglamentos procesales preestablecidos para el arbitraje, entre ellas las del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (**CIADI**) del Grupo del Banco Mundial, la Cámara de Comercio Internacional (**ICC**), la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (**CNUDMI**) y la Corte de Arbitraje Internacional de Londres (**LCIA**).

Limitaciones del arbitraje ante el CIADI: Al seleccionar un mecanismo de solución de controversias, quienes redacten los PPA deberán tener en cuenta que algunas IFD multilaterales y estatales no aceptarán el arbitraje ante el CIADI como mecanismo de solución de controversias en el PPA, ya que carecen de **legitimación procesal**; es decir, las reglas del CIADI no permiten que esos prestamistas presenten reclamaciones ante un tribunal arbitral. Esta falta de legitimación procesal menoscaba su capacidad para hacer valer los derechos de intervención o los derechos de garantía en relación con el PPA, lo que, por lo general, impide que esas IFD otorguen financiamiento al proyecto.

Cada uno de estos reglamentos procesales contiene disposiciones relativas a cuestiones como los requisitos que deben cumplir los árbitros, el número de árbitros, el método para su designación, la confidencialidad del procedimiento, las facultades de los árbitros, sus honorarios y gastos, y la fuerza de los laudos. Una de las ventajas del arbitraje es que las partes en la controversia conservan cierto grado de flexibilidad para estructurar el procedimiento de la manera más adecuada para el asunto de que se trate.

Sede del arbitraje

El PPA debería indicar la sede en la que se llevará a cabo cualquier procedimiento de solución de controversias. Aunque podría parecer que la sede es simplemente el lugar físico en el que se celebrará el arbitraje, es importante no confundir la sede jurídica del arbitraje con el sitio en el que se lleven a cabo las audiencias. La sede es importante porque la legislación de la sede complementará (de manera favorable o desfavorable) aquellos aspectos no contemplados por el reglamento arbitral, influirá en el papel de los tribunales respecto de la independencia de los árbitros e incluso podría prevalecer sobre determinadas disposiciones de arbitraje.

La legislación de la sede también puede influir en la ejecutabilidad final del laudo. Por lo tanto, las partes contratantes prudentes deberían realizar un análisis exhaustivo antes de seleccionar la sede del arbitraje.

Los gobiernos de los países anfitriones suelen procurar que su propio país sea elegido como sede, mientras que los inversionistas internacionales suelen preferir una sede vinculada a sus países de origen o a otras jurisdicciones comúnmente utilizadas en operaciones financieras internacionales. Muchos prestamistas exigirán que la sede

del arbitraje se encuentre fuera del país anfitrión para que el proceso sea percibido como neutral.

Elección del derecho aplicable

La interpretación del PPA puede variar considerablemente en función de la legislación nacional elegida para regir la interpretación del PPA.

Lo ideal sería que todos los documentos del proyecto estuvieran sujetos al mismo derecho aplicable, de modo que las controversias derivadas de contratos relacionados pudieran resolverse dentro de un mismo procedimiento. Sin embargo, este es un escenario ideal que con frecuencia no se materializa en la práctica, dada la complejidad de la documentación de un proyecto energético.

Ejecutabilidad del laudo arbitral

Las partes suelen preferir el arbitraje a los litigios ante tribunales debido a la ejecutabilidad de un laudo arbitral. Un laudo arbitral puede reconocerse y ejecutarse en un país que sea parte de la Convención de Nueva York, es decir, la Convención sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras.

Más allá de los contratos: el papel de los tratados de inversión

Es importante señalar que muchos países anfitriones son signatarios de varios tratados de inversión. Los tratados de inversión son acuerdos entre Estados en virtud de los cuales cada Estado parte se compromete a otorgar determinados estándares de trato a los inversionistas del otro Estado parte. Los Estados se comprometen a otorgar a los inversionistas extranjeros un "trato justo y equitativo" y a brindar **plena protección y seguridad** a sus inversiones.

Es importante señalar que el cumplimiento de la legislación nacional no constituye una defensa frente al incumplimiento de un tratado de inversión. Aunque la actuación del gobierno sea plenamente conforme con su propia legislación, puede, no obstante, ser incompatible con el tratado de inversión. Es importante que tanto los inversionistas como los países anfitriones comprendan qué tratados pueden resultar aplicables a la solución de una controversia.

9.3 Contenido local y participación local

Varios países han adoptado leyes y políticas que establecen requisitos de contenido local o de participación local. Estas obligaciones pueden establecerse en documentos relativos a proyectos específicos, en políticas sectoriales o en la legislación nacional de contratación y, en ocasiones, incluso pueden figurar como requisitos regulatorios o condiciones de las licencias expedidas por las autoridades regulatorias. El objetivo general de estas leyes y políticas es: (a) garantizar que, además de financiar y construir infraestructura energética esencial, la inversión extranjera beneficie directamente a los participantes del mercado nacional; y (b) desarrollar progresivamente las capacidades y competencias de los proveedores locales de bienes y servicios. Estas disposiciones sobre contenido local también pueden utilizarse para garantizar que un determinado porcentaje de los costos del proyecto esté denominado en moneda local, reduciendo así el riesgo cambiario.

El contenido local puede adoptar muchas formas. Entre los requisitos de contenido local pueden figurar la fabricación local, la contratación de mano de obra local, la utilización de servicios, materiales y equipos locales, la transferencia de tecnología, la contratación de servicios de seguros y bancarios locales y el desarrollo de las capacidades y competencias de los ciudadanos del país. Al igual que ocurre con los requisitos de contenido local, los gobiernos de los países anfitriones también pueden exigir un determinado nivel de participación local en la sociedad del proyecto.

Por lo general, las disposiciones relativas al contenido local y a la participación local no se incluyen en los PPA, sino que suelen establecerse en la solicitud de propuestas (RfP) o en el contrato de concesión o acuerdo de ejecución celebrado entre la sociedad del proyecto y el gobierno del país anfitrión. No obstante, el incumplimiento de esas disposiciones sobre contenido local o participación local puede tener consecuencias concretas en virtud del PPA y podría dar lugar, entre otras cosas, a un evento de incumplimiento y a la rescisión del contrato. Las disposiciones relativas al contenido local y a la participación local no siempre son obligatorias; también pueden formularse como objetivos o compromisos voluntarios cuyo cumplimiento se incentive mediante beneficios económicos.

Aunque el beneficio económico general derivado de un mayor contenido local o de una mayor participación local puede resultar evidente para los responsables de la formulación de políticas, es importante comprender que estas políticas también conllevan un aumento de los costos a nivel del proyecto. Esto se debe a que las disposiciones relativas al contenido local y a la participación local limitan las opciones para el suministro de equipos y las ventajas derivadas de las economías de escala, y pueden afectar tanto la inversión de capital propio como las fuentes de financiamiento mediante deuda, factores que probablemente se reflejarán en tarifas más elevadas en el PPA.

Nota práctica: Posibles limitaciones de los requisitos de participación local

Los requisitos de participación local difieren considerablemente de las disposiciones sobre contenido local, ya que exigen la incorporación de socios locales a largo plazo, en lugar de la adquisición de bienes locales o la contratación de mano de obra local a corto plazo. En muchos mercados emergentes, donde la demanda de electricidad es mayor, el número de socios locales con la capacidad técnica y financiera necesaria para participar en un proyecto suele ser limitado. Esto tiene el efecto de limitar el volumen de inversión extranjera que puede ingresar al mercado, ya que los fondos de inversión locales disponibles para igualar esos flujos son limitados. Para superar esta limitación, puede exigirse a los inversionistas extranjeros no solo que aporten su propia participación en el proyecto, sino también que financien la participación de los socios locales. Esta mayor inversión conlleva un aumento del costo de capital propio, que, en última instancia, se refleja en una tarifa más elevada en el PPA. Además, cuando se exige un determinado nivel de participación local como condición de una licencia, los inversionistas extranjeros asumen el riesgo de que su socio local intente vender su participación, lo que podría dar lugar a la pérdida de la licencia o a un incumplimiento del PPA. Los requisitos de participación local también pueden tener el efecto no deseado de concentrar la riqueza y la propiedad de infraestructura crítica, lo que va en contra de los objetivos de desarrollo económico de base amplia que las políticas de contenido local y participación local deberían promover.

En particular, en lo que respecta a equipos y materiales, las disposiciones sobre contenido local pueden obligar a las sociedades de proyectos a recurrir a proveedores locales que quizá solo ofrezcan productos a un costo más elevado y/o de menor calidad, lo que se traduce en mayores costos de capital, operación y mantenimiento.

La imposibilidad de utilizar un producto extranjero con un historial de desempeño comprobado, en favor de un producto local que quizá no cuente con el mismo nivel de durabilidad o desempeño demostrados, puede disuadir por completo a determinados inversionistas, ya que estos se enfrentarán a mayores costos de adquisición, operación, mantenimiento y capacitación de su personal. Si ello no los disuade, los inversionistas intentarán recuperar esos costos mediante una tarifa más elevada en el PPA.

Además, las disposiciones sobre contenido local pueden reducir el número de fuentes de financiamiento mediante deuda disponibles para un proyecto. Por ejemplo, por razones relacionadas con tratados, leyes o políticas aplicables, algunos prestamistas tienen prohibido otorgar financiamiento a proyectos sujetos a requisitos sustanciales de contenido local, en particular determinadas IFD y agencias de crédito a la exportación (ACE) estatales. Esto puede obligar a la sociedad del proyecto a recurrir a fuentes de financiamiento más costosas, lo que, como mínimo, se traducirá en mayores costos financieros o, en última instancia, podría hacer que el proyecto no sea financiable.

Dado el riesgo de que las políticas de contenido local y participación local generen distorsiones en los costos o en el mercado, quienes formulen esas disposiciones deberán asegurarse de que estén claramente redactadas y estructuradas, de modo que todas las partes puedan determinar con precisión su alcance y costo. La falta de claridad respecto de cualquiera de estos aspectos puede disuadir a proveedores calificados (y posiblemente más económicos) de participar en la propiedad, el financiamiento y el desarrollo de un proyecto.

Cuando se considere conveniente establecer requisitos de contenido local o participación local, los gobiernos de los países anfitriones podrán limitar su impacto sobre los costos restringiendo su magnitud y alcance respecto del proyecto en su conjunto, haciendo que su cumplimiento sea voluntario y/o concediendo exoneraciones cuando las opciones de contenido local sean muy limitadas. El siguiente ejemplo ayuda a ilustrar este enfoque estratégico:

Requisitos de desarrollo económico de Sudáfrica en el marco del REIPPP

El Programa de Contratación de Productores Independientes de Energía Renovable (REIPPP) de Sudáfrica es un programa de licitación competitiva a gran escala para proyectos de energía renovable que llevó a cabo con éxito cuatro rondas de licitación entre 2011 y 2018. Los criterios de evaluación de las ofertas del REIPPP incluían diversos factores relacionados con el desarrollo económico (DE), entre ellos la adquisición de bienes de origen local, la contratación de mano de obra local, la copropiedad o inversión por parte de socios locales y la participación de las comunidades locales. Aunque resulta complejo realizar una evaluación exhaustiva del alcance y la metodología del régimen de DE del REIPPP, existen dos observaciones generales sobre el tratamiento del contenido de fabricación local que ayudan a ilustrar el enfoque estratégico descrito en este capítulo:

- El REIPPP estableció umbrales mínimos de DE que los promotores de los proyectos debían cumplir para que sus ofertas pudieran ser consideradas, al tiempo que estableció objetivos de DE cuyo cumplimiento otorgaba una puntuación más alta a la oferta. Por ejemplo, en la primera ronda del REIPPP, los promotores de proyectos de energía solar fotovoltaica debían cumplir un umbral mínimo del 35 % de contenido local del proyecto; sin embargo, se otorgaban puntos adicionales a las ofertas que alcanzaran o superaran el objetivo del 50 %.
- A medida que el REIPPP avanzaba de una ronda a otra, los umbrales y objetivos de contenido local aplicables a los proyectos de energía solar fotovoltaica se hicieron cada vez más exigentes para los licitantes. En la ronda 2, el objetivo aumentó del 50 % al 60 %, mientras que, en las rondas 3 y 4, el umbral mínimo y el objetivo aumentaron al 45 % y al 65 %, respectivamente.

9.4 Vencimiento del PPA

Al vencimiento del PPA, incluidas las prórrogas que resulten aplicables, la central eléctrica podrá transferirse al gobierno del país anfitrión, venderse a un tercero, seguir siendo propiedad del promotor original o ser retirada de servicio.

Transferencia o continuidad de la propiedad

Al vencimiento del PPA, dependiendo de la estructura del acuerdo, la central eléctrica podrá transferirse al gobierno del país anfitrión. En algunos casos, la sociedad del proyecto también podrá tener la opción de vender la central a un tercero. El PPA deberá tratar el tema de los derechos de las partes al vencimiento de su vigencia. En cualquier caso, durante la negociación del PPA deberá tenerse en cuenta la posibilidad de que la central conserve un valor residual al final de la vigencia del contrato.

Cuando la sociedad del proyecto conserve la propiedad de la central al finalizar la vigencia y no la transfiera al comprador de energía ni al gobierno del país anfitrión, podrá optar por celebrar un nuevo PPA o continuar operando la central eléctrica y vender la electricidad en el mercado de corto plazo o *spot* (es decir, sin un acuerdo de largo plazo).

Retiro de servicio

En algunos casos, cuando la central eléctrica deje de utilizarse para generar electricidad, la sociedad del proyecto podrá tener la obligación contractual de retirarla de servicio de conformidad con los requisitos legales y ambientales aplicables. Estas obligaciones variarán en función del marco jurídico y regulatorio y del tipo de tecnología.

Las obligaciones de retiro de servicio podrán incluir el desmantelamiento y retiro de los equipos de la central eléctrica del sitio del proyecto, así como la limpieza y restauración del sitio a satisfacción del gobierno y de conformidad con el plan de gestión ambiental. Las actividades de limpieza podrán incluir el relleno o nivelación del terreno cuando sea necesario para permitir su uso posterior. Las obligaciones ambientales pueden prolongarse durante varios años después del vencimiento del PPA.

9.5 Confidencialidad

La mayoría de los PPA incluyen una cláusula de confidencialidad que obliga a ambas partes a mantener la confidencialidad de la información comercial o técnica de carácter sensible. Pueden existir excepciones respecto de la información cuya divulgación sea exigida por la ley, los tribunales o las autoridades regulatorias.

Las disposiciones sobre confidencialidad pueden verse complicadas por consideraciones de políticas relacionadas con el mercado eléctrico en general. Es posible que el gobierno y el comprador de energía deseen mantener la confidencialidad de cualquier incentivo financiero u otras medidas que se hayan ofrecido para atraer la inversión inicial al proyecto. También puede preocupar al gobierno que las condiciones más favorables ofrecidas a determinados proyectos perjudiquen su capacidad para negociar tarifas más bajas en proyectos futuros. Este interés en preservar la confidencialidad debe conciliarse con las exigencias de transparencia y rendición de cuentas ante la ciudadanía. La necesidad de hacer partícipe a la ciudadanía y generar confianza es especialmente importante, dado que, en última instancia, serán los consumidores quienes asumirán los costos del proyecto energético.

9.6 Disposiciones estándar

Además de las obligaciones sustantivas derivadas de un PPA, conviene señalar, aunque sea brevemente, la existencia de las poco apreciadas disposiciones estándar. Estas disposiciones de "final del documento" ocupan los rincones menos frecuentados de la mayoría de los PPA y poseen la notable capacidad de hacer que incluso al lector más atento se le nuble la vista con solo leer sus títulos. Basta señalar que estas disposiciones existen por diversas razones, entre ellas garantizar la exigibilidad de los acuerdos alcanzados entre el comprador de energía y la sociedad del proyecto en las secciones más sustantivas e interesantes del PPA. Las disposiciones estándar rara vez son objeto de controversia, pero constituyen un componente necesario del PPA.

En esta sección se destacan algunas de las disposiciones estándar que pueden aparecer al final de un PPA.

Limitación de responsabilidad e indemnización

El PPA suele incluir disposiciones que limitan la responsabilidad de cada parte frente a la otra. Por lo general, esas disposiciones excluyen la responsabilidad de cualquiera de las partes frente a la otra por pérdidas indirectas o imprevisibles (como daños consecuenciales o lucro cesante). Como regla general, las indemnizaciones o los daños y perjuicios que el vendedor o el comprador de energía deban pagar en virtud del PPA deberán corresponder a montos claramente definidos y acordados contractualmente (es decir, indemnizaciones preestablecidas).

También suelen incluirse disposiciones relacionadas con la indemnización y las medidas únicas de reparación. La disposición sobre indemnización puede establecer que cada parte indemnizará a la otra por las pérdidas sufridas o los pagos efectuados como consecuencia de actos u omisiones negligentes, dolosos o imprudentes de la otra parte. La disposición sobre medidas únicas de reparación puede establecer que los únicos recursos contractuales de que dispondrán las partes serán los expresamente previstos en el PPA.

En ocasiones, se acuerda un umbral mínimo anual por debajo del cual no se pagará ninguna indemnización. En general, el objetivo es evitar la carga administrativa que supondría reclamar constantemente indemnizaciones por montos reducidos.

Por lo general, la responsabilidad por fallecimiento o lesiones personales de terceros no está sujeta a limitación.

Derecho aplicable

El PPA establecerá el derecho que lo regirá. Las disposiciones de derecho común que pudieran operar automáticamente o que, de otro modo, permitieran a una de las partes solicitar a un tribunal la modificación del contrato, como las cláusulas de excesiva onerosidad financiera, deberán excluirse en la medida en que ello sea legalmente posible. El objetivo es garantizar que la escencia del acuerdo comercial alcanzado por las partes y plasmado en un contrato negociado de mutuo acuerdo (es decir, el PPA) no se vea indebidamente alterado.

Enmienda del PPA

El PPA, al igual que la mayoría de los contratos, suele incluir una disposición que regula sus enmiendas. En ocasiones, después de la firma del PPA, a medida que la sociedad del proyecto intensifica sus esfuerzos para obtener el financiamiento necesario para la construcción de la central eléctrica, los posibles prestamistas que examinan el PPA y los demás documentos del proyecto pueden solicitar la modificación de determinadas disposiciones debido a su apreciación de cómo ciertos riesgos podrían poner en peligro el flujo de ingresos del proyecto necesario para reembolsar los préstamos del proyecto.

Por lo general, cualquier enmienda deberá ser acordada por escrito por ambas partes del PPA. Dependiendo de la jurisdicción correspondiente, es posible que la enmienda deba contar con la aprobación del organismo regulador o del parlamento antes de entrar en vigor.

9.7 Resumen de los puntos clave

- **Solución de controversias:** existen diversos mecanismos destinados a evitar la rescisión de los contratos. Entre ellos se encuentran la mediación y el arbitraje, cuyo objetivo es resolver las controversias fuera de los tribunales ordinarios. En determinadas circunstancias, las partes aún podrán recurrir a los tribunales.
- **Vencimiento del PPA:** al vencimiento del PPA, las partes podrán acordar la transferencia de la central eléctrica, su venta o su retiro de servicio. Como alternativa, la sociedad del proyecto podrá conservar la central eléctrica y continuar operándola.
- **Contenido local y participación local:** a los gobiernos de los países anfitriones les puede interesar adoptar leyes o políticas destinadas a garantizar que, además de financiar una central eléctrica, la inversión extranjera beneficie directamente a determinados participantes del mercado nacional. Estas disposiciones deberán redactarse cuidadosamente para evitar que limiten las fuentes de capital propio y de financiamiento y que encarezcan la tarifa.
- **Confidencialidad:** el PPA puede establecer obligaciones específicas destinadas a proteger la confidencialidad de la información confidencial.
- **Cláusulas estándar:** el PPA suele incluir un número considerable de disposiciones al final del documento, también conocidas como "cláusulas estándar", entre ellas las relativas a la limitación de responsabilidad, la indemnización, el derecho aplicable y otras cuestiones.

10. Otros tipos de PPA

10.1 Introducción

En la mayoría de las operaciones de financiamiento de proyectos energéticos, las partes de un PPA serán una sociedad del proyecto privada y un comprador de energía que sea una empresa eléctrica, ambos del mismo país, con la intención de establecer una relación contractual a largo plazo. Con la continua evolución del financiamiento de proyectos, los conceptos propios del financiamiento con recurso limitado se han extendido a otros tipos de operaciones en las que pueden participar o no las partes tradicionales. En las secciones siguientes se destacan los PPA correspondientes a centrales de generación de emergencia, centrales de generación para autoconsumo y operaciones transfronterizas. En cada caso se examinan algunas de sus características particulares y se señalan ciertas cuestiones que merecen un análisis más detenido.

10.2 Generación para autoconsumo

Una central de generación para autoconsumo es una instalación destinada a proporcionar una fuente localizada de electricidad a un consumidor, normalmente una instalación industrial de gran escala. Estas centrales suelen suministrar electricidad a empresas que, de otro modo, dependerían de la red eléctrica para satisfacer sus necesidades energéticas. En este caso, el comprador de energía, denominado "entidad anfitriona", es la empresa que se beneficia de esta fuente de generación para autoconsumo.

En las economías con escasez de electricidad, los organismos reguladores y los responsables de la formulación de políticas no pueden ignorar la importancia ni la demanda de la generación para autoconsumo. El mercado de generación para autoconsumo o "dentro del recinto" constituye una solución de suministro energético tercerizado bien consolidada, con más de 120 GWe instalados hasta la fecha en mercados desarrollados como la Unión Europea y Turquía. Aunque la mayor parte de la generación para autoconsumo suele operar independientemente de la red eléctrica, en algunos casos puede conectarse a ella para vender la electricidad excedente que no se utilice o para disponer de la red como fuente de suministro de respaldo. Por lo tanto, la generación para autoconsumo puede estar conectada a la red o funcionar de manera aislada, y puede emplear todo tipo de tecnologías. El tamaño de las centrales puede variar desde grandes centrales térmicas de carga base hasta instalaciones solares fotovoltaicas de pequeña escala. Los factores que impulsan el desarrollo de proyectos de generación para autoconsumo son similares tanto en los mercados emergentes como en los países desarrollados e incluyen la seguridad del suministro, la eficiencia y optimización energética, la reducción de costos y una mayor independencia.

Por consiguiente, la generación para autoconsumo permite descongestionar la limitada capacidad de generación y transmisión, que queda disponible para otros consumidores. Dado que la generación de electricidad es una actividad regulada y estratégica, los organismos reguladores del sector energético suelen prestar especial atención a estos proyectos y, en ocasiones, exigen que se les presente el PPA celebrado entre la sociedad del proyecto y la entidad anfitriona, a fin de registrar la

capacidad y la tarifa. Si un proyecto de generación para autoconsumo está conectado y sincronizado con la red eléctrica, las autoridades regulatorias también deberán garantizar el cumplimiento de los códigos de red. Por ello, las centrales de generación para autoconsumo conectadas a la red no suelen estar exentas de los requisitos de licencia y permisos ni del pago de las tasas correspondientes a estos.

Las centrales de generación para autoconsumo pueden tener efectos negativos sobre las empresas eléctricas. Estos efectos pueden producirse cuando los clientes con más solvencia crediticia optan por instalar sus propios sistemas de generación, dejando a la empresa eléctrica con una base de clientes de menor solvencia crediticia. Esta fuente de ingresos no puede sustituirse, ya que los países en desarrollo no cuentan con muchos clientes de gran escala. Para compensar la pérdida de ingresos, la única opción es aumentar la tarifa promedio aplicable al resto de la base de clientes. Este aumento de la tarifa da a más clientes razones adicionales para instalar centrales de generación para autoconsumo. Como consecuencia, la empresa eléctrica sufre nuevas pérdidas de ingresos y las tarifas deben aumentarse aún más. Este círculo vicioso puede evitarse en gran medida si las tarifas reflejan los costos y el suministro eléctrico es confiable.

PPA para proyectos de generación para autoconsumo

Las negociaciones bilaterales del PPA y de la tarifa entre la sociedad del proyecto y la entidad anfitriona deben tener en cuenta diversas consideraciones que no suelen presentarse en los PPA celebrados con empresas eléctricas o proveedores de energía estatales. Entre las principales diferencias se encuentran las siguientes:

- Es posible que el comprador de energía tenga una capacidad limitada para acceder a deuda a largo plazo debido a la calificación crediticia del país o, con mayor frecuencia, a la ausencia de dicha calificación.

- El respaldo crediticio al comprador de energía puede adoptar la forma de una garantía de la empresa matriz, en lugar de una garantía soberana. Por lo tanto, el pasivo contingente recae sobre la entidad corporativa correspondiente.

- Cuando existe una garantía de la empresa matriz, las condiciones en las que la sociedad del proyecto puede acceder posteriormente al mercado crediticio dependerán de la calidad crediticia del balance corporativo del comprador de energía. Cuanto mayor sea esa calidad crediticia, más favorables serán las

condiciones de financiamiento que podrán obtenerse (tanto en términos de plazo como de costo).

- Si se obtiene crédito de financiamiento de proyectos, la estructura tarifaria dependerá del régimen de despacho acordado. Cuando se trate de una fuente despachable, se aplicará un cargo por capacidad (o disponibilidad) y un cargo por energía. Cuando se trate de una instalación no despachable (como un sistema solar fotovoltaico en techo), el PPA incluirá una tarifa solo por energía.

A modo de ejemplo, en un proyecto de cogeneración (*combined heat and power* **o CHP**), las centrales de generación para autoconsumo suelen atender la carga base y complementar la carga total de la entidad anfitriona. Es probable que la entidad anfitriona siga conectada a la red eléctrica para recibir suministro complementario, ya que, en la mayoría de los casos, la generación para autoconsumo no cubre la totalidad de sus necesidades de electricidad. Por lo tanto, la entidad anfitriona seguirá teniendo que pagar los cargos por demanda máxima, los cargos de conexión y otros cargos aplicables a la red o a la comercializadora. Estos elementos deberán tenerse en cuenta al calcular el pago total correspondiente al volumen de electricidad adquirido de la sociedad del proyecto.

En el caso de la cogeneración, es probable que la entidad anfitriona ya esté adquiriendo y transportando combustible hasta sus instalaciones para producir vapor, por lo que el riesgo relacionado con el combustible puede asignarse fácilmente al comprador de energía.

Consideraciones

Al otorgar financiamiento a una sociedad del proyecto en el marco de un proyecto de generación para autoconsumo, deberá tenerse en cuenta la solvencia crediticia del comprador de energía, ya que los ingresos de la sociedad del proyecto provienen exclusivamente de este. La complejidad de los proyectos de generación para autoconsumo radica en que el comprador de energía sigue estando expuesto al riesgo soberano, incluidos los cambios legislativos, la expropiación, los disturbios civiles y el riesgo de inconvertibilidad y transferibilidad de divisas. Cuando existe una garantía otorgada por una empresa matriz solvente, estos riesgos pueden mitigarse. Sin embargo, las condiciones en que se otorgue el financiamiento al proyecto estarán

limitadas por la solvencia crediticia del comprador de energía o de la empresa matriz que actúe como su garante.

10.3 Electricidad transfronteriza

Las operaciones transfronterizas de electricidad se facilitan mediante PPA negociados bilateralmente y a través de mercados regionales competitivos. A efectos de este capítulo, solo se consideran los PPA bilaterales.

Las partes en las operaciones transfronterizas pueden ser:

1. dos empresas eléctricas estatales
2. una sociedad de proyecto privada y una empresa eléctrica estatal como compradora
3. una empresa privada como compradora y una entidad estatal o una sociedad de proyecto privada como vendedora
4. una sociedad de proyecto situada en la frontera entre dos (o más) países (como en el caso de proyectos hidroeléctricos ubicados en ríos que delimitan fronteras nacionales) y compradores privados o estatales.

La venta transfronteriza de electricidad suele estar precedida por memorandos de entendimiento (MdE) intergubernamentales que permiten llevar a cabo esas operaciones. También pueden resultar aplicables otros protocolos comerciales regionales y bilaterales. Una estructura habitual para atraer a un promotor privado consiste en que una empresa eléctrica del país anfitrión adquiera la electricidad generada por la central y, posteriormente, la revenda a otras empresas eléctricas de la región. De este modo, los gobiernos pueden garantizar el cumplimiento y la supervisión de los protocolos transfronterizos y de los MdE intergubernamentales. Asimismo, se simplifica el proceso de licitación para contratar a un promotor privado que construya la central y se evita que ese promotor asuma riesgos en dos países. Un ejemplo de esta estructura es la operación entre ZESCO (Zambia), EDM (Mozambique) y Kapower. Debe prestarse especial atención a minimizar el riesgo de interfaz.



PPA transfronterizos

Muchos acuerdos bilaterales transfronterizos pretenden estructurarse como PPA, pero, al analizarlos con mayor detenimiento, resultan ser en realidad contratos de suministro de electricidad. Entre las diferencias entre un contrato de suministro y un PPA se encuentran las siguientes:

1. Un contrato de suministro puede incluir compromisos firmes o no firmes para suministrar una determinada cantidad de electricidad durante un período determinado y a una tarifa acordada, sin que necesariamente se definan las consecuencias del incumplimiento o de la rescisión.

2. Un compromiso no firme significa que la empresa suministradora puede poner o no electricidad a disposición para su venta en virtud del contrato de suministro.

3. Las obligaciones take-or-pay no se incluirían salvo que el contrato de suministro estableciera un compromiso firme al respecto.

4. No existen penalidades respaldadas por garantías en caso de interrupción del suministro eléctrico (desconexión de carga).

5. Las disposiciones sobre la rescisión son inexistentes o poco precisas.

Debido a las características antes señaladas, los contratos de suministro no suelen atraer deuda a largo plazo.

Es posible que los gobiernos consideren los contratos de suministro con cierto escepticismo, ya que no garantizan la seguridad del suministro. Sin embargo, ofrecen un marco más flexible para el comercio bilateral de electricidad, en virtud del cual los gobiernos pueden garantizar primero su propia seguridad de suministro antes de exportar electricidad, sin incurrir en consecuencias por incumplimiento de pago o por no poner a disposición la capacidad acordada.

Los contratos de suministro cobran especial importancia cuando es necesario construir nueva infraestructura de transmisión y los promotores (ya sean entidades privadas o públicas) pretenden utilizar esos contratos como fuente de ingresos financiable. Los principios expuestos en este manual resultan aplicables en la medida en que las tarifas por transporte de electricidad permitan atender el servicio de la deuda contraída para financiar proyectos de infraestructura de transmisión. Los contratos de suministro no suelen ser financiables, por lo que muchos proyectos no pueden obtener crédito bajo una estructura de financiamiento de proyectos y deben recurrir a crédito del sector público obtenido a través de los gobiernos de los países anfitriones. En muchos casos, este financiamiento adopta la forma de subvenciones o préstamos concesionales que posteriormente se represtan a la empresa eléctrica estatal para la construcción de las instalaciones, dado que no es posible obtener financiamiento con recurso limitado.

Algunas operaciones transfronterizas implican el uso de una red de transmisión que puede no pertenecer ni al comprador de energía ni al vendedor. Esto ocurre cuando dos países que no comparten frontera desean intercambiar electricidad. Para ello, pueden transmitir electricidad a través de la red de un tercer país y pagar al propietario de esa red un cargo por uso del sistema de transmisión

Aspectos típicos que deben tenerse en cuenta en los PPA transfronterizos

Algunos aspectos que requieren especial atención en los PPA transfronterizos son los siguientes:

1. Derecho aplicable: Esta cuestión cobra especial importancia cuando los países se rigen por ordenamientos jurídicos diferentes. Los gobiernos suelen tener que adoptar un enfoque pragmático y acordar un único ordenamiento jurídico aplicable a los contratos del proyecto, incluido el PPA.

2. Punto de conexión: Por lo general, en las operaciones transfronterizas, el punto de conexión se establece en la frontera y el riesgo se transfiere en ese punto. La situación se complica cuando existe una red de transmisión adicional entre ambos países.

3. Fallas en cascada y otras perturbaciones del sistema que provocan interrupciones del suministro eléctrico y desconexiones: Las fallas en zonas remotas de la red o en otras redes eléctricas pueden provocar interrupciones de los flujos transfronterizos de electricidad.

4. Moneda: Los proyectos transfronterizos también requieren el uso de varias monedas cuando las operaciones no se realizan dentro de una zona monetaria común. Es necesario acordar una moneda para evitar descalces de monedas. Cuando sea necesario contraer deuda en moneda extranjera, las empresas eléctricas pueden acordar liquidar los pagos en la moneda en la que esté denominada la deuda para evitar esos descalces.

Ejemplos de acuerdos transfronterizos interesantes

- **Copperbelt Energy Corporation (CEC), con sede en** Zambia, es la única entidad privada que posee una participación en un activo de transmisión transfronteriza en África. CEC financió y construyó la línea de transmisión. CEC es propietaria del tramo zambiano de la línea de transmisión, mientras que SNEL, la empresa eléctrica de la República Democrática del Congo (RDC), es propietaria del tramo situado en la RDC. SNEL adquiere toda la electricidad que importa a través de CEC (que actúa como intermediaria) y paga a CEC un cargo de transmisión por la electricidad importada.
- **Motraco** constituye un modelo singular de entidad con fines específicos (SPV), propiedad de varias empresas eléctricas, que construyó, posee y opera una red de transmisión de electricidad en tres países: Mozambique, Eswatini (entonces Suazilandia) y Sudáfrica. Con el fin de garantizar el suministro de electricidad de carga base a la fundición MOZAL en Maputo, Billiton celebró un PPA con Eskom. La electricidad se transmite a través de la red transfronteriza de Motraco, que recibe una tarifa de peaje de transmisión por ese servicio. La deuda contraída inicialmente para construir la línea de transmisión fue garantizada por Eskom en virtud del PPA.
- El **Ethiopia-Kenya Interconnector** es un proyecto del sector público en el que dos empresas eléctricas celebraron un PPA transfronterizo que facilitó la construcción de la línea de transmisión entre ambos países. Etiopía suministra electricidad firme y no firme a Kenia a una tarifa acordada. Aunque la infraestructura se financió mediante préstamos concesionales y subvenciones por medio del Estado, el PPA prevé penalidades en caso de incumplimiento del suministro de electricidad firme.

10.4 Energía de emergencia

Pueden darse situaciones en las que el comprador de energía no disponga del tiempo necesario para llevar a cabo un proceso de contratación competitiva y negociar un PPA que garantice el suministro de electricidad a largo plazo a un precio competitivo. En situaciones de emergencia, puede surgir una necesidad inmediata de capacidad de generación adicional en toda la red o en determinadas zonas de esta, ya sea como consecuencia de fallas en las instalaciones de transmisión o generación provocadas por desastres naturales, acontecimientos políticos o problemas importantes de mantenimiento, o bien debido a déficits estacionales de generación eléctrica. Las soluciones de suministro eléctrico de emergencia están concebidas para el corto plazo y sirven de puente hasta que puedan implementarse soluciones de más largo plazo.

Por lo general, los proyectos de suministro eléctrico de emergencia (**EPP**, por sus siglas en inglés) atraen a promotores que proponen principalmente soluciones basadas en tecnologías de generación térmica que pueden funcionar con diésel, fueloil pesado (búnker) y, en ocasiones, gas natural. Las centrales eléctricas de emergencia tienen requisitos mínimos en cuanto a la construcción de instalaciones auxiliaresy pueden trasladarse a un costo relativamente bajo. La movilidad de los componentes de la central eléctrica es una característica fundamental de las centrales de emergencia. Dado que los activos no quedan "atrapados" ni permanentemente fijos en un sitio, el promotor del proyecto estará más dispuesto a financiar la instalación con recursos propios. Si bien esto puede agilizar la obtención del financiamiento, este tipo de financiamiento con cargo al balance general del promotor también exigirá una tasa de rentabilidad más elevada y deberá recuperarse en un plazo mucho más corto que el de un PPA convencional financiado mediante una estructura de financiamiento de proyectos a largo plazo y adjudicado mediante licitación competitiva, como se explicó anteriormente en este manual.

Contratación y negociación

Debido a la necesidad de actuar con rapidez en los EPP, es habitual que el gobierno del país anfitrión o el comprador de energía recurra a disposiciones específicas de la legislación de contratación pública que permitan exceptuar la aplicación de determinados requisitos legales que, en otras circunstancias, serían aplicables a la contratación de electricidad. Por lo tanto, la contratación de una central eléctrica de

emergencia rara vez es el resultado de un proceso competitivo y, muy probablemente, se basará en una o pocas propuestas no solicitadas. Además, el poder de negociación del comprador de energía puede verse debilitado por la urgencia de resolver la crisis de suministro eléctrico, lo que puede dar lugar a una asignación desequilibrada de los riesgos en el PPA como consecuencia de una dinámica de negociación desigual.

PPA de emergencia

Los PPA correspondientes a EPP comparten algunos elementos con las disposiciones analizadas en las secciones anteriores de este manual. No obstante, las siguientes condiciones de un PPA de emergencia pueden diferir de las de un PPA adjudicado mediante licitación competitiva y posteriormente negociado:

- La tarifa será más elevada y, por lo general, estará compuesta por pagos por capacidad y pagos por energía.
- El plazo para alcanzar la COD será más corto.
- La vigencia del contrato será más corta, a fin de ajustarse a la duración prevista de la situación de emergencia.
- La sociedad del proyecto es propietaria de los activos de generación, que pueden desmantelarse y reubicarse con relativa facilidad. Por lo tanto, no es habitual que los activos se transfieran al comprador de energía en caso de rescisión anticipada o al vencimiento del PPA.
- El PPA puede incluir derechos de rescisión anticipada a favor del comprador de energía, de modo que este pueda darlo por rescindido si la situación de emergencia se resuelve antes del vencimiento previsto.
- Los pagos por rescisión derivados de un incumplimiento del comprador de energía suelen estar vinculados a los costos en que haya incurrido la sociedad del proyecto, hasta un límite máximo acordado. El incumplimiento de la sociedad del proyecto también suele estar sujeto a un límite máximo de penalidad.
- En algunos casos, el gobierno puede asumir la responsabilidad del suministro de combustible y celebrar un acuerdo de tolling con la sociedad del proyecto.

Consejos prácticos

Dado el carácter temporal de los proyectos de suministro eléctrico de emergencia, el derecho del comprador de energía de rescindir el PPA debería negociarse cuidadosamente. Lo ideal para el comprador de energía sería contar con el derecho a rescindir en cualquier momento, lo que probablemente ocurriría tan pronto como estuviera disponible una fuente alternativa de electricidad más económica. Por lo general, la sociedad del proyecto de suministro eléctrico de emergencia querrá recuperar los costos derivados de la rescisión del PPA y recibir una compensación por la rentabilidad esperada durante la vigencia restante del PPA; por ejemplo, los costos de retirar de servicio la central más las utilidades que habría obtenido durante la vigencia restante del PPA. Siempre que sea posible, es preferible negociar esta cuestión desde el inicio y establecer un límite máximo para el monto que deberá pagarse en caso de rescisión.

Consideraciones

Los EPP están concebidos para responder a necesidades específicas y claramente delimitadas en el tiempo. No obstante, es importante que el comprador de energía aborde estos proyectos con el mismo cuidado que aplicaría a los PPA convencionales estructurados mediante financiamiento de proyectos. Lo ideal es que el comprador de energía cuente con un plan de implementación y una estrategia de salida claramente definidos antes de considerar cualquier proyecto de suministro eléctrico de emergencia, y que recurra a este tipo de solución únicamente en situaciones de verdadera emergencia.

En muchos mercados emergentes, los contratos correspondientes a EPP se han prorrogado debido a una planificación deficiente de la capacidad del sector. Por lo tanto, el comprador de energía corre el riesgo de que el costo total de la electricidad aumente significativamente durante un período prolongado, lo que podría afectar negativamente la sostenibilidad a largo plazo del sector eléctrico.

Por último, dado que la contratación de electricidad en situaciones de emergencia puede implicar apartarse de los procedimientos de contratación que normalmente está obligado a seguir el comprador de energía, es necesario garantizar la plena divulgación de la información y la transparencia.

10.5 Resumen de los puntos clave

Pueden celebrarse PPA para proyectos que difieran de los proyectos tradicionales analizados en otras secciones de este manual. A continuación se resumen estas diferentes estructuras.

PPA para proyectos de generación para autoconsumo: Estos PPA pueden celebrarse tanto para centrales eléctricas conectadas a la red como para centrales que operen de manera aislada. Las partes suelen ser dos entidades privadas. La solvencia crediticia del comprador de energía deberá someterse a un análisis exhaustivo y, con frecuencia, se exigirá una garantía de la empresa matriz respecto de las operaciones locales para poder obtener crédito bajo una estructura de financiamiento de proyectos. Por lo general, la operación no contará con apoyo soberano. La asignación de riesgos sigue siendo similar a la de los PPA tradicionales.

PPA transfronterizos: Estos contratos suelen estructurarse como contratos de suministro. Si se pretende obtener crédito bajo una estructura de financiamiento de proyectos para construir infraestructura utilizando los ingresos derivados de un acuerdo transfronterizo, deberá prestarse especial atención a la adecuada asignación de riesgos, las garantías y las penalidades aplicables en caso de incumplimiento o rescisión. Las partes deberán acordar el derecho aplicable a los contratos, el punto de conexión y el tratamiento de las fallas en cascada y del riesgo de cortes de carga, y deberán elegir una moneda común que evite descalces de monedas.

PPA para situaciones de emergencia: Con frecuencia, estos contratos no se utilizan para obtener deuda bajo una estructura de financiamiento de proyectos. El promotor del proyecto suele financiar una central móvil mediante capital propio y deuda corporativa. Las condiciones suelen ser más favorables para el promotor y las tarifas suelen ser más elevadas. Debido al carácter de emergencia de la central eléctrica, es posible que los procedimientos competitivos de contratación no siempre sean requeridos ni utilizados. Deberá prestarse especial atención a la protección de los intereses del comprador de energía.

Glosario

Acuerdo de aportes de capital: acuerdo que obliga a los propietarios de la central eléctrica a efectuar aportes de capital para financiar la parte del proyecto que no sea financiada por los prestamistas.

Acuerdo de compra de energía (PPA): contrato celebrado entre dos partes, una de las cuales produce o genera electricidad para su venta (la sociedad del proyecto) y la otra la adquiere (el comprador de energía u offtaker). Este contrato también se denomina en ocasiones "acuerdo de compra" (offtake agreement).

Acuerdo de opción de compra y venta (PCOA): acuerdo entre la sociedad del proyecto y el gobierno del país anfitrión en virtud del cual una de las partes puede ejercer el derecho de exigir a la otra la compra o venta de los activos del proyecto, según corresponda.

Acuerdo de tolling: en el contexto de los proyectos energéticos, acuerdo en virtud del cual una de las partes, normalmente el comprador de energía, se compromete a suministrar combustible al productor de energía, que lo convierte en electricidad en beneficio del comprador.

Acuerdos de respaldo soberano: acuerdos que pueden incluir garantías soberanas, cartas de garantía, acuerdos de opción de compra y venta (PCOA) y otras formas de respaldo soberano destinadas a mejorar la solvencia crediticia del comprador de energía y de otras entidades públicas que participen en el proyecto.

Acuerdos directos: contratos o acuerdos celebrados entre los prestamistas y las contrapartes de la sociedad del proyecto (incluidos el comprador de energía y, cuando corresponda, el gobierno del país anfitrión), en virtud de los cuales la contraparte correspondiente reconoce los derechos de garantía otorgados por la sociedad del proyecto a favor de los prestamistas y permite a estos ejercer sus derechos de intervención para subsanar los incumplimientos de la sociedad del proyecto. Los acuerdos directos también pueden utilizarse para aclarar o modificar el contrato subyacente del proyecto.

Arbitraje: mecanismo de solución de controversias mediante el cual la cuestión objeto de controversia se somete a la decisión de un tribunal arbitral, de conformidad con un conjunto de reglas previamente acordadas.

Arrastre: cantidad a la que una parte tiene derecho, pero que no utiliza de inmediato, y que se añade al derecho de esa parte correspondiente al período siguiente.

Asociación público-privada (APP): acuerdo entre los sectores público y privado mediante el cual un servicio o una infraestructura que normalmente estaría a cargo del sector público es prestado por el sector privado, con una asignación claramente definida de los riesgos y responsabilidades correspondientes.

Capacidad considerada disponible: capacidad que una central eléctrica habría podido poner a disposición de no haberse producido un evento o circunstancia cuyo riesgo corresponda al comprador de energía.

Capital propio: fondos aportados por los patrocinadores al proyecto que no han sido obtenidos mediante préstamos contraídos por la sociedad del proyecto. En ocasiones, el término "capital propio" puede utilizarse en un sentido amplio que incluya los préstamos de accionistas (el financiamiento que los patrocinadores o accionistas de la sociedad del proyecto ponen a disposición de esta y que está subordinado a la deuda otorgada por los prestamistas).

Central de generación comercial o merchant: central eléctrica que vende electricidad en un mercado mayorista competitivo, en lugar de hacerlo en virtud de un PPA. La compra de electricidad generada por una central de generación merchant se rige por las fuerzas del mercado, lo que expone a la sociedad del proyecto a un riesgo de mercado considerable.

Central despachable: central eléctrica capaz de responder, con poca antelación, a las instrucciones del operador de la red para modificar su nivel de generación. Entre las centrales que pertenecen a esta categoría se encuentran las centrales de carbón, las centrales de gas y las centrales de energía renovable que disponen de una fuente de energía relativamente constante o almacenable, como las centrales hidroeléctricas con embalse y las centrales de biomasa.

Central hidroeléctrica a filo de río: central hidroeléctrica que carece de un embalse de tamaño significativo y depende principalmente del caudal natural del río, determinado en gran medida por las precipitaciones, para generar electricidad.

Central no despachable: central eléctrica que no puede responder a las instrucciones del operador de la red de transmisión para modificar su nivel de generación.

Cesión: término jurídico que describe el acto mediante el cual una parte transfiere a otra los derechos que le corresponden en virtud de un acuerdo. El derecho de una parte a ceder sus derechos en virtud de un acuerdo estará sujeto a las restricciones y limitaciones establecidas en el acuerdo correspondiente y podrá requerir el consentimiento previo de las demás partes.

Cierre financiero: (a) la firma de los documentos de financiamiento; o (b) la firma de los documentos de financiamiento y el cumplimiento de todas las condiciones necesarias para el primer desembolso de los préstamos del proyecto.

Cogeneración (CHP): tecnología que genera electricidad y aprovecha el calor que, de otro modo, se desperdiciaría para producir energía térmica útil.

Compensación integral: mecanismo destinado a colocar a una parte en la misma situación en la que se habría encontrado si no se hubiera producido el evento que ocasionó una pérdida o una reducción de beneficios.

Comprador de energía (offtaker): parte de un PPA cuya obligación consiste en adquirir la capacidad puesta a disposición y la electricidad generada por la central eléctrica, de conformidad con los términos y condiciones del PPA. También conocido como el comprador.

Concesión: derecho otorgado por el gobierno del país anfitrión para construir y operar una central eléctrica y vender electricidad en ese país durante un número determinado de años. Un contrato de concesión es el contrato mediante el cual se otorga la concesión a la sociedad del proyecto. Un acuerdo de ejecución podría cumplir una función similar.

Condiciones precedentes: conjunto de condiciones que deben cumplirse antes de que un contrato, o determinadas disposiciones de este, entren en vigor, normalmente en el contexto del PPA y del desembolso de fondos en virtud de los contratos de préstamo.

Consumo térmico específico: medida de la eficiencia de una central eléctrica para convertir una unidad de combustible en una unidad de energía. El consumo térmico específico suele expresarse en MMBtu (PCI) por kWh o en GJ (PCI) por kWh.

Contrato de ingeniería, contratación y construcción (EPC): uno o varios contratos celebrados entre el contratista EPC y la sociedad del proyecto que establecen los términos y condiciones aplicables al diseño, la ingeniería, la adquisición de materiales y equipos, la construcción y la puesta en servicio de la central eléctrica.

Contrato de interconexión con la red: contrato celebrado entre la sociedad del proyecto y el operador de la red de transmisión que establece los términos y condiciones para la conexión de la central eléctrica a esa red.

Contrato de operación y mantenimiento (O&M): contrato celebrado entre la sociedad del proyecto y el operador, en virtud del cual este último se encarga de la operación y el mantenimiento de la central eléctrica.

Contrato de préstamo: contrato que establece el compromiso del prestamista de otorgar un préstamo a la sociedad del proyecto para financiar el proyecto energético, así como las obligaciones de la sociedad del proyecto de pagar ese préstamo con intereses y cumplir los diversos compromisos establecidos en el contrato.

Contrato de servicios a largo plazo (LTSA): contrato en virtud del cual el proveedor de los equipos presta determinados servicios de mantenimiento en una central eléctrica a intervalos regulares durante la vigencia del PPA y/o suministra determinados repuestos necesarios para la operación y el mantenimiento de la central.

Contrato de suministro de combustible: contrato celebrado entre la sociedad del proyecto y el proveedor de combustible, en el caso de un PPA convencional, o entre el comprador de energía y el proveedor de combustible (en el caso de un acuerdo de tolling o de conversión de energía), en virtud del cual el proveedor suministra combustible a la sociedad del proyecto.

Contrato de transporte de combustible: contrato que establece las condiciones para el transporte del combustible desde el proveedor de combustible hasta la sociedad del proyecto.

Cuenta de reserva para el servicio de la deuda (DSRA): en el contexto de un contrato de préstamo, cuenta especial de reserva para el servicio de la deuda, denominada en la moneda del préstamo, que el prestatario del proyecto financia con los flujos de caja disponibles del proyecto hasta alcanzar un monto suficiente para cubrir las obligaciones programadas de servicio de la deuda durante un período acordado.

Daños consecuenciales: véase la definición de "Pérdida directa".

Declaración falsa: declaración o afirmación realizada por una parte a otra que posteriormente se demuestra que es falsa.

Derechos de intervención: derechos que un acuerdo directo concede a los prestamistas para intervenir y subsanar un incumplimiento de la sociedad del proyecto bajo un contrato del proyecto, antes de que la contraparte pueda ejercer recursos contractuales contra esta o rescindir el contrato.

Desembolso: en el contexto de un préstamo, se refiere a la entrega de fondos por parte del prestamista al prestatario.

Despacho: instrucción del comprador de energía o del operador de la red dirigida a la central eléctrica para que genere electricidad.

Disposiciones espejo (back-to-back): disposiciones contractuales equivalentes que se reproducen en distintos contratos con el fin de trasladar un riesgo de una parte a otra. Más concretamente, en relación con una obligación, se refiere a la capacidad de la parte obligada de trasladar a un tercero el riesgo asociado a esa obligación. Esto suele instrumentarse mediante contratos celebrados con terceros.

Documentos de financiamiento: conjunto de contratos y acuerdos distintos de los documentos del proyecto (incluidos los contratos de préstamo, los acuerdos directos y los contratos de garantía), que establecen los derechos y obligaciones de los prestamistas y de la sociedad del proyecto en relación con el financiamiento de la central eléctrica.

Documentos de garantía: documentos mediante los cuales se constituyen, a favor de los prestamistas, derechos de garantía, hipotecas, prendas y otras garantías que aseguran el pago de los préstamos del proyecto.

Documentos del proyecto: contratos o acuerdos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de la central eléctrica. Por lo general, incluyen el PPA, el contrato EPC, el contrato de suministro de combustible, el contrato de operación y mantenimiento y el contrato de interconexión con la red.

Energía considerada producida a efectos de pago: electricidad que una central eléctrica habría podido generar de no haberse producido un evento o circunstancia cuyo riesgo corresponda al comprador de energía.

Energía neta entregada: cantidad neta de energía eléctrica, expresada habitualmente en MWh, generada por una central eléctrica y suministrada en el punto de entrega, según la medición realizada por el sistema de medición situado en ese punto.

Energía o capacidad de carga base: capacidad de generación de una red eléctrica nacional o regional que el comprador de energía o el operador de la red prevé despachar o utilizar de manera continua.

Energía solar concentrada (CSP): forma de generación de energía solar en la que un conjunto circular de espejos o lentes concentra la radiación solar sobre una torre de agua para generar vapor, que posteriormente se utiliza para generar electricidad mediante una turbina de vapor.

Entidad con fines específicos (SPV): entidad jurídica constituida específicamente para desarrollar un proyecto determinado y a la que se le prohíbe realizar actividades ajenas a ese proyecto. A efectos de este manual, esta entidad se denomina habitualmente "sociedad del proyecto".

Estudio de factibilidad: estudio técnico y financiero sobre la viabilidad del proyecto energético propuesto.

Evento de fuerza mayor: evento que escapa al control de la parte afectada y que le impide cumplir una o varias de sus obligaciones en virtud del contrato correspondiente. Los eventos de fuerza mayor suelen clasificarse en eventos de fuerza mayor política y eventos de fuerza mayor no política, con consecuencias financieras y contractuales diferentes para las partes contratantes. La fuerza mayor natural pertenece a esta última categoría.

Evento de fuerza mayor no política: evento de fuerza mayor que no constituya un evento de fuerza mayor política.

Evento de fuerza mayor política: evento de fuerza mayor de naturaleza política. Por lo general, esta categoría incluye actos de guerra, conflictos, actos de enemigos extranjeros, bloqueos, embargos o revoluciones; huelgas de alcance nacional o motivadas políticamente; cambios legislativos; y la revocación o falta de otorgamiento de concesiones u otras autorizaciones.

Evento de incumplimiento: incumplimiento que las partes de un contrato acuerdan que constituye un incumplimiento sustancial. La ocurrencia de un evento de incumplimiento suele otorgar a la parte cumplidora el derecho a rescindir el contrato si ese incumplimiento no se subsana dentro del plazo de subsanación aplicable.

Fecha de entrada en vigor: fecha en la que el PPA entra en vigor. Las condiciones que deben cumplirse para que se produzca la entrada en vigor variarán de un proyecto a otro, pero suelen incluir el cierre financiero.

Fecha de operación comercial (COD): fecha clave definida en el PPA en la que la central eléctrica inicia su operación comercial, normalmente certificada por un ingeniero independiente.

Fecha límite definitiva: fecha definitiva establecida para alcanzar un hito importante previsto en un contrato, como el cumplimiento de las condiciones precedentes para la entrada en vigor de las obligaciones de las partes, el cierre financiero o la COD.

Finalización presunta a efectos contractuales: fecha en la que una central eléctrica habría alcanzado la COD de no haberse producido un evento cuyo riesgo corresponda al comprador de energía.

Financiamiento corporativo: término utilizado para diferenciar este tipo de financiamiento del financiamiento de proyectos (véase más adelante). En el financiamiento corporativo, el prestamista puede recurrir a los activos generales del prestatario, y no únicamente al activo que se está financiando.

Financiamiento de proyectos: véase "Financiamiento sin recurso".

Financiamiento sin recurso: financiamiento cuyo pago depende exclusivamente de una fuente de ingresos específica. El financiamiento sin recurso suele otorgarse a una entidad con fines específicos (SPV). Las obligaciones de los accionistas de la SPV suelen limitarse a su obligación de aportar capital a esa sociedad.

Fueloil pesado (búnker): producto derivado de los hidrocarburos compuesto por residuos altamente viscosos, de aspecto similar al alquitrán, obtenidos durante el proceso de refinación del petróleo crudo.

Garantía: bienes inmuebles, derechos contractuales u otros activos sobre los cuales un prestatario constituye un derecho de garantía a favor de un prestamista para garantizar las obligaciones de la sociedad del proyecto en virtud del contrato de préstamo.

Generador: véase "Vendedor".

Gobierno del país anfitrión: gobierno del país en el que se encuentra la central eléctrica.

Incumplimiento sustancial: incumplimiento grave por una de las partes de sus obligaciones en virtud de un contrato.

Indemnización preestablecida por daños y perjuicios: monto acordado contractualmente que una parte debe pagar a la otra como compensación por un incumplimiento determinado.

Insolvencia: incapacidad de una entidad para pagar sus deudas a medida que vencen.

Instituciones financieras de desarrollo (IFD): instituciones financieras cuyo mandato consiste en financiar proyectos que contribuyan al desarrollo. Entre los ejemplos se encuentran el Banco Mundial, el Banco Africano de Desarrollo (BAfD), OPIC, FMO, DEG, la CDC, DBSA y Proparco.

Interconexión: conexión entre la central eléctrica y la red de transmisión.

Inversionista: véase "Patrocinador".

Kilovatio-hora (kWh): unidad de medida de energía equivalente a la energía producida o consumida por una potencia constante de 1. 000 vatios durante un período de una hora.

Liquidez: disponibilidad de efectivo y equivalentes de efectivo para hacer frente a las obligaciones financieras a corto plazo de una parte.

Megavatio (MW): unidad de medida de potencia equivalente a 1.000.000 de vatios.

Mercado de corto plazo (spot): en el contexto del suministro de electricidad, mercado mayorista en el que la sociedad del proyecto puede vender electricidad sin estar sujeta a un PPA a largo plazo. En el contexto del suministro de combustible, mercado en el que la sociedad del proyecto puede adquirir combustible sin asumir obligaciones de compra a largo plazo.

Moneda de reserva: véase "Moneda fuerte".

Moneda fuerte: véase "Moneda de reserva".

Normas de Desempeño Ambiental y Social de la IFC: conjunto de normas elaboradas por la Corporación Financiera Internacional (IFC) para ayudar a identificar, evitar, mitigar y gestionar los impactos ambientales y sociales adversos que pueda generar un proyecto energético.

Novación: mecanismo jurídico mediante el cual los derechos y obligaciones de una de las partes de un contrato se transfieren a un tercero.

Obras del proyecto: obras de ingeniería civil, equipos auxiliares de la central y equipos electromecánicos que, una vez finalizados e instalados, constituirán la central eléctrica.

Organismo regulador: autoridad competente del Estado anfitrión facultada legalmente para regular el proyecto y la sociedad del proyecto.

Pago por capacidad: pago efectuado por el comprador de energía en función de la capacidad de la central eléctrica para generar una determinada cantidad de electricidad. Este pago está diseñado para permitir que el productor recupere sus costos fijos (capital de *la deud*a, intereses, recuperación del capital propio, rentabilidad del capital *propio y costos* fijos de operación). Estos pagos se efectúan siempre que la central eléctrica esté disponible o se considere disponible para el despacho, independientemente de que sea efectivamente despachada.

Pago por energía: pago efectuado por el comprador de energía en función de la cantidad real de electricidad generada y despachada. Este pago está diseñado para permitir que el productor recupere los costos de combustible y los costos variables de operación. En el caso de las energías renovables, se aplica únicamente una tarifa unitaria por energía, ya que no se efectúan pagos por capacidad.

Pasivo contingente: obligación que aún no se ha materializado, pero que podría materializarse en el futuro.

Patrocinador: persona o entidad que aporta capital propio a la entidad con fines específicos.

Pérdida directa: pérdida que se deriva directamente del incumplimiento por una parte de sus obligaciones en virtud del contrato.

Plazo de subsanación: período durante el cual la parte incumplidora tiene la oportunidad de subsanar un incumplimiento que, de no subsanarse, daría lugar a un evento de incumplimiento.

Prestamistas: entidades que proporcionan financiamiento en forma de préstamos a la sociedad del proyecto.

Préstamo del proyecto: préstamo otorgado por uno o varios prestamistas a la sociedad del proyecto con el fin de financiar un proyecto energético.

Principios Ecuador: marco de gestión de riesgos adoptado por instituciones financieras para determinar, evaluar y gestionar los riesgos ambientales y sociales de los proyectos, cuyo objetivo principal es establecer un estándar mínimo de debida diligencia que permita adoptar decisiones responsables en materia de riesgos.

Productor: véase "Sociedad del proyecto".

Productor independiente de energía eléctrica (IPP): productor de energía eléctrica de propiedad privada.

Promotor: parte responsable de iniciar y desarrollar el proyecto. El promotor no tiene que ser necesariamente el patrocinador, que aporta capital a la sociedad del proyecto.

Proveedor de combustible: proveedor del combustible utilizado para generar electricidad.

Proyecto de suministro eléctrico de emergencia: proyecto energético destinado a hacer frente a una escasez de capacidad de generación a corto plazo.

Punto de entrega: punto hasta el cual el productor es responsable de entregar la electricidad generada por la central eléctrica. El punto de entrega suele situarse en el lado de alta tensión de los transformadores elevadores. La electricidad generada por la central eléctrica se mide en el punto de entrega.

Red eléctrica: sistema de líneas de alta tensión e infraestructura asociada mediante el cual se transmite y distribuye electricidad en una región.

Responsabilidad mancomunada: régimen en virtud del cual cada parte es responsable por separado del cumplimiento de sus propias obligaciones y de las consecuencias derivadas de su incumplimiento.

Restricción de generación: instrucción del comprador de energía o del operador de la red al productor de una central eléctrica no despachable para que reduzca su generación. Esto puede deberse a la demanda de los usuarios finales, a la disponibilidad de fuentes alternativas de generación, a la capacidad de la red de transmisión o a la estabilidad de la red.

Retirar de servicio: obligación de la sociedad del proyecto de desmantelar la central eléctrica y sanear el sitio del proyecto una vez vencida la vigencia de la concesión.

Sitio: terreno en el que se encuentra la central eléctrica.

Sociedad del proyecto: entidad que vende electricidad en virtud del PPA. También puede denominarse "vendedor", "IPP" o "productor".

Solicitud de propuestas (RfP): invitación formulada por el gobierno del país anfitrión, el comprador de energía o, en algunos mercados, el organismo regulador, para que posibles inversionistas presenten propuestas para desarrollar un proyecto energético.

Take-and-pay: en el contexto de un PPA, obligación del comprador de energía de tomar y pagar la electricidad efectivamente generada por la central eléctrica.

Take-or-pay: en el contexto de un PPA, obligación del comprador de energía de pagar por la electricidad puesta a su disposición por la central eléctrica, independientemente de que efectivamente tome esa electricidad.

Tasa interna de retorno (TIR): tasa de descuento que, aplicada a los flujos de caja futuros de un proyecto, da como resultado un valor presente neto igual a cero.

Traslado de costos (pass-through): respecto de un costo, mecanismo mediante el cual la sociedad del proyecto traslada ese costo al comprador de energía a través de la tarifa.

Vendedor: véase "Sociedad del proyecto".

Vigencia: período durante el cual un contrato permanece en vigor, salvo que sea rescindido anticipadamente por cualquiera de las partes de conformidad con sus términos y condiciones. La vigencia de un PPA suele extenderse hasta una fecha situada un número determinado de años después de la COD.

Voltio: unidad derivada del Sistema Internacional para medir el potencial eléctrico.

Siglas

ACE: Agencia de crédito a la exportación

AE: Acuerdo de ejecución

APP: Asociación público-privada

BAfD: Banco Africano de Desarrollo

BERD: Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo

BMD: Banco Multilateral de Desarrollo

BOO: Construcción, propiedad y operación

BOOT: Construcción, propiedad, operación y transferencia

BOT: Construcción, operación y transferencia

CCI: Cámara de Comercio Internacional

CHP: Cogeneración de calor y electricidad

CIADI: Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones

CNUDMI: Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional

COD: Fecha de operación comercial

CP: Condiciones precedentes

CSA: Acuerdo de respaldo crediticio

CSP: Energía solar concentrada

DBA: Contrato de diseño y construcción

DFC: Corporación Financiera de Desarrollo Internacional de los Estados Unidos (anteriormente OPIC)

DIA: Declaración de impacto ambiental

DSCR: Índice de cobertura del servicio de la deuda

DSRA: Cuenta de reserva para el servicio de la deuda

EAS: Efecto adverso significativo

EFM: Evento de fuerza mayor

EIA: Evaluación de impacto ambiental

EIAS: Evaluación de impacto ambiental y social

EPC: ingeniería, contratación y construcción (contrato)

EPCM: Contrato de ingeniería, contratación, construcción y gestión

EPP: Proyecto de suministro eléctrico de emergencia

EURIBOR: Tipo de interés interbancario del euro

FM: Fuerza mayor

FMV: Valor razonable de mercado

FSA: Contrato de suministro de combustible

GJ: Gigajulio

HFO: Fueloil pesado

ICA: Consorcio de Infraestructura para África

IDC: Intereses durante la construcción

IFC: Corporación Financiera Internacional

IFD: Institución financiera de desarrollo

II: Ingeniero independiente

IPP: Productor o proyecto independiente de energía eléctrica

IVA: Impuesto al valor agregado

kW: Kilovatio

kWh: Kilovatio-hora

LC: Carta de crédito

LCIA: Corte de Arbitraje Internacional de Londres

LD: Indemnización preestablecida por daños y perjuicios

LIBOR: Tipo de interés interbancario de Londres

LTSA: Contrato de servicios a largo plazo

MIGA: Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones

MMBtu: Millón de unidades térmicas británicas

MW: Megavatio

MWh: Megavatio-hora

O&M: Operación y mantenimiento

OPIC: Corporación de Inversiones Privadas en el Extranjero (véase DFC)

PCI: Poder calorífico inferior

PCOA: Acuerdo de opción de compra y venta

PDE: Punto de entrega

PPA: Acuerdo de compra de energía

PQ: Precalificación

PRG: Garantía parcial de riesgo

PRI: Seguro contra riesgos políticos

PV: Fotovoltaica

RfP: Solicitud de propuestas

SOE: Empresa estatal

SPV: Entidad con fines específicos

T-Line: Línea de transmisión

WCLC: Cartas de crédito para capital de trabajo

Otros recursos

A continuación se presenta una lista no exhaustiva de recursos adicionales disponibles en línea:

Clasificaciones de riesgo país

Calificaciones de riesgo país de Standard & Poor's:
https://www.spglobal.com/ratings

Medio ambiente y aspectos sociales

- Sistema Integrado de Salvaguardias del Banco Africano de Desarrollo: *http://goo.gl/hWTO5p*
- Principios Ecuador: *http://www.equator-principles.com*
- Normas de Desempeño Ambiental y Social de la IFC: *http://goo.gl/pNaCOv*

Instituciones financieras de desarrollo

- Africa Finance Corporation: *http://www.africafc.org*
- Grupo del Banco Africano de Desarrollo: *http://www.afdb.org*
- Banco Asiático de Desarrollo: *http://www.adb.org*
- CDC Group plc: *http://www.cdcgroup.com*
- DEG, empresa alemana de inversiones: *http://www.deginvest.de*
- Banco de Desarrollo de África Meridional: *http://www.dbsa.org*
- Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo: *http://www.ebrd.com*
- Banco Europeo de Inversiones: *http://www.eib.org*
- FMO, Sociedad Neerlandesa de Financiamiento para el Desarrollo: *http://www.fmo.nl*
- Corporación Financiera Internacional: *http://www.ifc.org*

- Banco Islámico de Desarrollo: *http://www.isdb.org*
- Proparco, Sociedad de Inversiones y Promoción para la Cooperación Económica: *http://www.proparco.fr*
- Corporación Financiera de Desarrollo Internacional de EE. UU. (DFC): *https://www.dfc.gov/*
- Grupo del Banco Mundial: *http://www.worldbank.org*

Apoyo en la negociación

- Fondo Africano de Apoyo Jurídico: *http://www.aflsf.org*
- Portal de apoyo a las negociaciones del gobierno anfitrión: *http://www.negotiationsupport.org*

Guías sobre el sector energético

- Guía de energía de África: *http://www.africapowerguide.com*
- Manual de geotermia: Cómo planificar y financiar la generación de electricidad: *http://goo.gl/Ftms70*
- Hoja de ruta tecnológica de la energía eólica de la AIE: *https://bit.ly/2xWYQ3d*
- Características importantes de los acuerdos de compra de energía financiables de la OPIC: *http://goo.gl/fBRXys*
- Power Africa: *http://www.usaid.gov/powerafrica*
- Perspectivas energéticas mundiales 2014: *http://www.worldenergyoutlook.org*
- Eberhard, A. y Gratwick, K. N., Demise of the Standard Model for Power Sector Reform and the Emergence of Hybrid Power Markets [El fin del modelo estándar para la reforma del sector eléctrico y la aparición de mercados híbridos de la energía], Energy Policy, volumen 36, número 10, 2008. *https://stanford.io/2KwyOGS*

Contratación

- Directrices de contratación pública del BEI: *https://bit.ly/2x9Or42*
- Programa de contratación de productores independientes de energía renovable de Sudáfrica: Factores de éxito y lecciones aprendidas: *http://goo.gl/1YnSGy*
- Directrices de contratación del Banco Mundial: *http://www.worldbank.org/procurement*

Financiamiento de proyectos

- Banco Mundial: Notas sobre financiamiento de proyectos y garantías: *http://goo.gl/rdCkTH*
- Banco Mundial: Garantías parciales de riesgo: *http://goo.gl/7z6ZQo*

Preparación del proyecto

- Evaluación del ICA sobre las estructuras de preparación de proyectos para África: *http://goo.gl/MfLS92*

Asociaciones público-privadas

- Consorcio de Infraestructuras para África: *http://www.icafrica.org*
- Propuestas no solicitadas: una excepción a la iniciativa pública en las APP de infraestructuras: *http://goo.gl/hXJgFZ*
- Centro de Recursos sobre Asociaciones público-privadas en Infraestructuras del Banco Mundial: *http://www.worldbank.org/pppirc*

SEGUNDA EDICIÓN

SERIE ORIENTACIÓN PARA COMPRENDER DE POWER AFRICA

Financiado por

Desarrollado por

Socios institucionales