

Operaciones de M&A y su relación con los contratos de compraventa de energía

Dídac Severino

Socio de Pérez-Llorca

DEPARTAMENTO DE CORPORATE/M&A

Manuel Bernárdez

PSL de Pérez-Llorca

DEPARTAMENTO DE CORPORATE/M&A

I. Las operaciones de M&A en el sector energético español	50
1. Introducción	50
2. Desarrollo legislativo	51
3. Desarrollo y/o venta del proyecto	52
4. Desarrollo, operación posterior y explotación del proyecto	53
II. Los PPAs	54
1. Tipologías de PPAs	54
2. Riesgos en los PPAs	57
III. Estructura de adquisición y correlación con el PPA	59
1. Estructura de adquisición	59
2. Correlación con el PPA	60
IV. Particularidades en el clausulado del PPA	61
1. El precio	61
2. El régimen de daños	62
3. Garantías	63
4. Cláusula de "Cambio de Ley"	63
5. Las GdO	64
6. Evento de fuerza mayor	64
7. PPAs vinculados	65
V. Conclusiones	65

Índice/



Resumen: El presente artículo pretende analizar la actividad transaccional en el mercado de las energías renovables en España y, en particular, el auge de los contratos de compraventa de energía, su tipología, riesgos y clausulado habitual.

Abstract: This article seeks to analyse deal activity in the Spanish renewable energy market and, in particular, the rise of power purchase agreements, their characteristics, risks and standard clauses.



Palabras clave: M&A, energías renovables, contratos de compraventa de energía, Ley del Sector Eléctrico, Fecha de Operación Comercial, garantías de origen, productor, comercializador, consumidor final.

Keywords: M&A, renewable energies, power purchase agreements, Electricity Sector Law, Commercial Operation Date, guarantees of origin, producer, trader, end consumer.

Operaciones de M&A y su relación con los contratos de compraventa de energía (“PPAs”)

I. Las operaciones de M&A en el sector energético español

1. Introducción

La continua evolución del mercado energético internacional y nacional ha derivado en un fuerte desarrollo de las energías renovables en nuestro país, lo que ha despertado el interés de una gran cantidad de inversores de diversa índole (desde inversores especializados en el sector hasta inversores pasivos que buscan una inversión rentable) en la adquisición de todo tipo de proyectos relativos a este tipo de energías, en cualquier estado de desarrollo, ya sea en un estado inicial, intermedio o ya en explotación.

Según el informe de Red Eléctrica de España¹, el parque generador en España es cada vez más renovable. En el año 2021 la potencia instalada se situaba en 112.846 MW, de los que el 56,6% pertenecen a tecnologías de origen renovable. Las tecnologías renovables produjeron en el año 2021 el 46,7% de toda la electricidad generada en España, registrando su mayor participación en el mix de generación desde que existen registros. Además, la generación eólica ha representado el 23,3% del total de la producción en España, liderando así el mix de generación nacional. Por su parte, la solar fotovoltaica ha registrado también el máximo histórico de producción y de participación en el mix del país con un 8% sobre el total.

El creciente interés por implementar proyectos de energía renovable y que los mismos resulten viables y atractivos a medio y largo plazo, ha supuesto la aparición de nuevas formas de contratación en nuestro país², entre las que destacan los contratos de compraventa de energía o PPAs por sus siglas en inglés (*Power Purchase Agreements*), los cuales ya existían desde el inicio del desarrollo de las energías renovables en otros países como Estados Unidos, Reino Unido o en determinadas jurisdicciones latinoamericanas, donde han sido claves para su desarrollo.

Podemos definir un PPA básicamente como un contrato en virtud del cual un comprador (que podrá ser un comercializador o un consumidor final) compra y adquiere electricidad de un vendedor (que podrá ser un productor o un comercializador), a un precio fijado y por un periodo de tiempo determinado, que históricamente se establecía por periodos largos pero que cada vez más se suscriben para periodos más cortos, siendo relativamente habitual verlos en la actualidad con una duración de entre 8 y 15 años. Mediante este tipo de contrato se busca entablar una relación jurídica estable y duradera entre las partes así como una rentabilidad asegurada, posibilitando la consolidación de proyectos y su desarrollo, la generación y el suministro de energía a medio y largo plazo³.

1 Red Eléctrica de España, El sistema eléctrico español – Avance 2021.

2 DOPAZO FRAGUÍO, M. P., “Transición energética y contratación “smart energy”: ¿se abre la caja de pandora de los “PPAs”?”. Revista General de Derecho Administrativo, nº 53, 2020, [RI §422300].

3 MORALES PLAZA, J. I., “Las claves del éxito de la inversión en energías renovables: la transición de un modelo económico “energívoro” a un modelo económico sostenible”. Marcial Pons, 1ª edición, Madrid, 2012.

Este artículo tiene por objeto analizar la creciente actividad transaccional en el mercado de las energías renovables en España y, en particular, la figura de los PPAs.

2. Desarrollo legislativo

Uno de los principales motivos del auge en nuestro país de las operaciones de M&A relativas a proyectos relacionados con energías renovables, es la profunda transformación legislativa que ha experimentado el sector eléctrico español. Históricamente, la actividad del sector estaba concentrada en empresas caracterizadas por una importante estructura vertical que ejercían el monopolio en las distintas regiones españolas.

No obstante, la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que incorpora a nuestro ordenamiento las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

Mediante la Ley 54/1997 se procedió, entre otras, a la desintegración vertical de las distintas actividades, segregando las actividades en régimen de monopolio natural, transporte y distribución de aquéllas que se desarrollan en régimen de libre competencia, generación y comercialización. La retribución de la actividad de producción se basó en la organización de un mercado mayorista. En el caso de las redes de transporte y distribución, se estableció el principio de acceso de terceros a las redes, y su régimen retributivo continuaría siendo fijado administrativamente, en función de los costes de la actividad. Con esta ley apareció, además, la actividad de comercialización de energía eléctrica como una actividad independiente del resto de actividades destinadas al suministro. Por último, se encomendó la gestión del sistema a sendas sociedades mercantiles y privadas, responsables, respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

Para continuar avanzando en el proceso de liberalización, en el año 2013 se aprobó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (la "**LSE**"), norma básica que en la actualidad regula la estructura y el funcionamiento del sector eléctrico en nuestro país. Esta ley mantiene la distinción entre las actividades reguladas y las no reguladas, ya recogida previamente, al tiempo que impulsa la competencia efectiva en el sector, "introduciendo, entre otras medidas, un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia, mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador"⁴.

La entrada en vigor de la LSE y su posterior desarrollo también supuso una profunda transformación de la retribución regulada reconocida a las instalaciones de

4 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Estructura del sector (eléctrico)". Disponible en: <https://energia.gob.es/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>

generación renovable. Esto, unido a una mayor madurez de determinadas tecnologías, ha supuesto que se empiecen a desarrollar en España instalaciones sin régimen retributivo específico, lo que se traduce en un mayor riesgo para inversores y financiadores. Y es en este contexto, en el que se hace necesario implementar acuerdos de suministro a medio y largo plazo que doten a los actores de seguridad, previsión y estabilidad, donde cobran especial importancia los PPAs. Un claro ejemplo de ello lo encontramos en el Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, de medidas sociales de reactivación del empleo y protección del trabajo autónomo y de competitividad del sector industrial, cuyas disposiciones favorecen la negociación e implementación de los PPAs para determinados consumidores eléctricos, en concreto aquellos que tengan la consideración de electrointensivos.

En este sentido, en el Título III de este Real Decreto-Ley 24/2020, se articula para los consumidores electrointensivos un sistema de cobertura de los riesgos derivados de operaciones de compra de energía a medio y largo plazo por cuenta del Estado, estableciendo medidas que faciliten el acceso a los mercados energéticos de compra de electricidad a medio y largo plazo en condiciones de plazo, cobertura y precio dentro de un marco homogéneo con otros países del entorno europeo. Además, se crea el Fondo Español de Reserva para las Garantías de Entidades Electrointensivas, que asumirá la cobertura por cuenta del Estado de dichos riesgos, y se designa a la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación, S.A. como agente asesor con carácter exclusivo, para que gestione como asegurador o como garante, por cuenta del Estado, la cobertura de los riesgos asumidos por este, sobre cualquiera de los riesgos de insolvencia en el marco de los contratos que suscriban los consumidores electrointensivos para la adquisición a medio y largo plazo de energía.

A nivel europeo, el fuerte desarrollo de las energías renovables en España y el consiguiente impulso normativo, se enmarca dentro del conocido como "Paquete de Energía Limpia" o "*Clean Energy Package*", que comprende, por un lado, la nueva normativa europea del mercado interior de la electricidad, configurado por la Directiva 2019/944, de 5 de junio y el Reglamento 943/2019, de 5 de junio; y, por otro lado, la directiva de fomento del uso de energías renovables (Directiva 2018/2001, de 11 de diciembre) y la de eficiencia energética (Directiva 2018/2002, de 11 de diciembre), así como el Reglamento 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

3. Desarrollo y/o venta del proyecto

En el supuesto de que nos encontremos ante la adquisición de un proyecto en un estado de desarrollo, podremos maximizar su rentabilidad desde una doble perspectiva. En primer lugar, podremos optimizar los costes del proyecto, prestando especial atención a los costes de desarrollo, construcción y operación y, por ello, a los contratos correspondientes: *Development Services Agreement* ("**DSA**"), *Engineering, Procurement and Construction Agreement* ("**EPC**") y *Operation and*

Maintenance Agreement (“**O&M**”)⁵. En segundo lugar, podremos incrementar la rentabilidad del proyecto prestando atención a los ingresos que pueda obtener una vez haya sido desarrollado y esté cercano a la conocida como “Fecha de Operación Comercial” (“**COD**”). COD es, a grandes rasgos, la fecha en la que la planta de producción ha obtenido todos los permisos, autorizaciones y licencias y ha realizado todas las pruebas de puesta en funcionamiento necesarias, de tal manera que: (i) entra en pleno funcionamiento; (ii) tiene una conexión a la red; y (iii) comienza a producir energía, por lo que está en disposición de verter dicha energía a la red y al mercado.

3.1. Desarrollo

En muchas ocasiones, el adquirente de un proyecto en una operación de M&A en el sector energético será una entidad fuertemente involucrada en el sector que, más allá de la rentabilidad que pueda obtener del proyecto adquirido mediante la venta de energía, tendrá capacidad y experiencia en el desarrollo de este tipo de proyectos, y podrá llevarlo a cabo con sus propios medios sin necesidad de subcontratar el desarrollo, la construcción o la operación a terceros.

3.2. Venta

Asimismo, e independientemente de si el proyecto se desarrolla directamente por el comprador o se subcontrata a terceros, este aumentará su valor conforme vaya cumpliendo los diferentes hitos que componen su desarrollo y hasta alcanzar COD, momento en el que, por regla general, el valor del proyecto alcanzará su punto más elevado. En este sentido, el inversor podrá transmitir la *special-purpose entity* (“**SPV**”) titular de los derechos del proyecto a un potencial comprador interesado en su explotación y sacar así rentabilidad a su inversión.

4. Desarrollo, operación posterior y explotación del proyecto

En España, es cada vez más frecuente un esquema de inversión consistente en el desarrollo del proyecto hasta que alcance COD (ya sea desarrollándolo de inicio o adquiriéndolo en un estado de desarrollo avanzado para llevarlo COD) y su posterior operación y explotación mediante la venta de la energía producida a un comercializador o a un consumidor final.

El mercado eléctrico ibérico está gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (“**OMIE**”), un operador independiente del mercado al por mayor (al contado o *spot*). El OMIE gestiona de manera integrada los mercados (diarios -también llamado acoplamiento único diario- e intradiarios) con un modelo de funcionamiento muy similar al de otros mercados europeos. El acceso al mercado a través de una plataforma en línea hace posible la participación simultánea de un

⁵ El desarrollo del proyecto hasta alcanzar el estado de *Ready to Build* puede regularse en el contrato de adquisición del proyecto o, en caso de que el adquirente requiera una colaboración más intensa por parte del desarrollador, en un contrato accesorio DSA. El contrato EPC en su forma más completa será un contrato “llave en mano” que regulará el diseño, construcción, instalación y puesta en marcha del proyecto. Por su parte, el contrato O&M es un contrato de prestación de servicios en virtud del cual el prestador del servicio se encargará de la operación de la planta (producción de energía) y su mantenimiento.

elevado número de agentes y la gestión de una importante cantidad de ofertas de compra y venta en un período de tiempo realmente corto.

No obstante, la complejidad del sistema y la dificultad para poder predecir a días, meses o años el comportamiento del mercado, dificulta que el gran consumidor anticipe el gasto en electricidad a la hora de hacer planes a medio y largo plazo. Lo mismo sucede con el generador, que no puede predecir a qué precio venderá la energía eléctrica que genera, lo que complica el cálculo de la rentabilidad de su negocio. Una solución cada vez más habitual para consumidor y generador son los PPAs.

Por ello, cada vez es más frecuente ver en las operaciones de M&A en el sector renovable que el proyecto esté vinculado a un PPA. Es decir, el comprador en el SPA tendrá en cuenta la posibilidad de negociar un PPA para la venta de la energía producida por el proyecto y, por ello, la negociación del PPA será un elemento muy relevante en la valoración del proyecto.

Tal y como anticipábamos, el esquema retributivo derivado del PPA es muy interesante para las partes involucradas, por varios motivos, de entre los que destaca la posibilidad de gestionar a largo plazo el riesgo de precio, lo cual presenta ventajas tanto para el vendedor –en la medida en que supone un elemento básico para la obtención de financiación de este tipo de proyectos, en los que la venta de la energía producida constituye la fuente principal de ingresos–, como para el comprador –que estará protegido frente a la volatilidad del precio de la energía–⁶. Otra ventaja importante es que permite al comprador demostrar su grado de compromiso con las energías renovables, mediante la obtención de las denominadas “Garantías de Origen” (“**GdO**”), certificados expedidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (“**CNMC**”) que acreditan que una cantidad de electricidad ha sido producida por fuentes renovables, como veremos más adelante.

Partiendo de este análisis preliminar sobre la actividad transaccional en el mercado de las energías renovables en España, a continuación, procederemos a examinar en mayor detalle los PPAs.

II. Los PPAs

1. Tipologías de PPAs

A pesar de que los términos y condiciones de los PPAs varían mucho de una operación a otra, podemos decir que hay dos tipologías básicas: (i) los PPAs físicos; y (ii) los PPAs financieros.

6 RAMOS VILLAR, I., “Contratos de compraventa de energía”. Práctica Mercantil 2018, 1ª edición, LA LEY

1.1. PPA's físicos

Son contratos de compraventa de energía en virtud de los cuales un vendedor se compromete a entregar a un comprador un determinado volumen de energía en un punto de entrega físico a cambio de un precio (€/MWh/año). La gran diferencia entre este tipo de PPA's y los contratos de suministro clásicos radica en el plazo. Los PPA's son contratos a medio y largo plazo, situándose el *market standard* de duración de los PPA's en España entre los 8 y 15 años. Hay dos tipos de PPA's físicos: (i) *on-site*, en los que generación y consumo están directamente conectados; y (ii) *off-site*, en los que no existe conexión directa entre generación y consumo, por lo que el suministro se hace a través de un intermediario (generalmente un comercializador)⁷.

El contenido fundamental de los PPA's físicos incluye, entre otras, la duración, el volumen de energía suministrada, el punto de suministro y el precio, así como las diferentes garantías que se establezcan para cubrir los diferentes riesgos, como el riesgo por impago, por desvíos o por cambios en la normativa aplicable, eventuales fórmulas de revisión del precio, régimen de penalizaciones y régimen de terminación del contrato.

Desde el punto de vista normativo, de los artículos 24 y 30 LSE, y el RD 2019/1997 se desprenden los requisitos necesarios para que se trate de un PPA con entrega física:

- Identificación de los puntos de suministro y consumo y, con ello, de las unidades de generación y adquisición involucradas.
- Identificación de los períodos temporales en que ha de ser ejecutado.
- Identificación de la energía máxima objeto de transacción.
- Precio de adquisición de la energía.
- Obligación de comunicar al operador del sistema las unidades de producción y de adquisición afectas a su cumplimiento.
- Obligación de comunicar diariamente la ejecución de dicho contrato bilateral al operador del sistema, en la forma y medios que se establezcan en los procedimientos de operación.

1.2. PPA's financieros o sintéticos

En virtud de este tipo de PPA's, comprador y vendedor pactan la liquidación por diferencias de aquellas cantidades que resulten de la diferencia entre dos precios de referencia (por regla general, será el resultado de la diferencia entre un precio

⁷ Unión Española Fotovoltaica (UNEF), "Los acuerdos de compra venta de energía (*power purchase agreement* – PPA)". Marzo 2018.

fijo y el precio del mercado mayorista de energía, en cada momento, multiplicado por un volumen que, a su vez, puede: (i) tener relación con la producción real de una planta renovable; o (ii) referirse a un perfil de producción sintético). Son contratos puramente financieros en los que, a diferencia de los PPAs físicos, no hay una entrega física de energía del vendedor al comprador, que adquiere la energía directamente en el mercado mayorista.

En cuanto al contenido principal de este tipo de contratos, incluyen las liquidaciones y el modo de practicarlas, al igual que el régimen de discrepancias. También suele ser habitual incluir cláusulas relativas a eventuales cambios en la normativa aplicable y a las causas y consecuencias de una eventual terminación anticipada.

Como regla general, este tipo de estructura conlleva la suscripción de, al menos, tres contratos⁸:

- (i) Un contrato de compraventa de energía entre el vendedor y el comercializador, en virtud del cual el vendedor venderá la energía (habitualmente a un precio variable ligado al precio en el mercado mayorista) al comercializador, el cual suministrará físicamente la energía al comprador en virtud de otro contrato (que veremos a continuación).
- (ii) Un PPA financiero entre el vendedor y el comprador, en virtud del cual se transfiere o reubica todo o parte del riesgo de precio y, en ocasiones, también de volumen. En este sentido, las estructuras habituales de transferencia del riesgo de precio, articuladas habitualmente sobre la base del establecimiento de uno o varios precios fijos, son la concertación de:
 - a. un acuerdo de aseguramiento como un *swap*, en el que el comprador se obliga a abonar al vendedor un precio fijo en relación con un volumen nominal de energía, siendo la diferencia entre dicho precio y el precio de mercado abonada por el comprador al vendedor (si la diferencia resulta positiva), o por el vendedor al comprador (si la diferencia resulta negativa), de forma que el comprador estará protegido por el vendedor frente al hipotético ascenso que pueda producirse en el precio de mercado por encima del precio fijo establecido;
 - b. una estructura con *floor*, en la que el comprador abona al vendedor, en relación con un volumen nominal de energía, un precio articulado sobre el precio de mercado, y vende al vendedor un *floor*, de forma que el vendedor estará protegido por el comprador frente a un hipotético descenso que pueda producirse en el precio de mercado por debajo del precio al que se fije el *floor*; y
 - c. una estructura tipo *collar*, en la que el comprador abona al vendedor, en relación con un volumen nominal de energía, un precio articulado

8 RAMOS VILLAR, I., op. cit.

sobre el precio de mercado, produciéndose en el contexto de la misma dos opciones: primera, la venta por parte del comprador al vendedor de un *floor* (de forma que el vendedor estará protegido por el comprador frente a un hipotético descenso que pueda producirse en el precio de mercado por debajo del precio al que se fije el *floor*); y segunda, la venta por parte del vendedor al comprador de un *cap* (de forma que el comprador estará protegido por el vendedor frente a una hipotética subida que pueda producirse en el precio de mercado por encima del precio al que se fije el *cap*).

- (iii) Un contrato de suministro entre el comercializador y el comprador, en virtud del cual se efectuará el suministro físico de la energía desde el comercializador al comprador, y que deberá ser en todo caso compatible con el PPA.

Históricamente han sido más habituales los PPAs físicos, pero actualmente es cada vez más frecuente ver PPAs financieros puesto que crean un efecto económico similar a un PPA físico y permiten una estructura más flexible, en la medida en que los desarrolladores y los compradores no tienen que estar conectados a la misma red⁹.

2. Riesgos en los PPAs

Con anterioridad hemos analizado las principales ventajas que presentan los PPAs, pero como es lógico, este tipo de contratos no están exentos de determinados riesgos, máxime teniendo en cuenta que se trata de contratos con una duración relativamente larga y que las previsiones del precio de la energía a tan largo plazo no pueden ser precisas. Por lo tanto, a la hora de redactar el PPA será fundamental tener en cuenta estos riesgos que, a grandes rasgos, son los siguientes:

2.1. Duración

En el caso de PPAs vinculados, es decir, los que incluyen, adicionalmente a los contratos propios de la estructura física o sintética, los contratos propios de la financiación, dicho plazo deberá ser lo suficientemente extenso como para permitir el repago de la deuda bajo el mismo¹⁰.

2.2. Riesgo operacional

Como es lógico, los proyectos de energía renovable se ven afectados por variables que incluyen el rendimiento de la tecnología y/o las variaciones climáticas. En este sentido, será necesario que el comprador se asegure contra las deficiencias del proyecto a través del contrato. Es fundamental que se asegure que el

9 SICRE DEL ROSAL, R., "Contratos de compraventa de energía y energía renovable" Cuaderno de Energía N.º. 55. 2018.

10 RAMOS VILLAR, I., op. cit.

desarrollador ha realizado un análisis de estimación de la producción de la energía del proyecto que incluya la estimación de las condiciones climáticas y fallos en la tecnología y en el equipo. La decisión sobre quién asume el riesgo operacional es crucial, si bien en la mayoría de las ocasiones será el comprador el que asuma este riesgo. Si un proyecto acaba teniendo bajo rendimiento, el comprador no obtendrá el flujo de energía necesario, por lo que deberá acudir a otras fuentes de suministro¹¹.

2.3. Riesgo de precio

En función de la estructura de pago del precio que se acuerde las partes asumirán un mayor o menor riesgo (derivado de la volatilidad del mercado). En este sentido, resulta esencial utilizar modelos apropiados de predicción de los precios de la energía y realizar un análisis de sensibilidad sobre variables como la producción, que incluyan test de estrés, análisis de escenarios, etc. En este análisis es necesario que los precios estimados de la producción sean comparados con los precios adecuados en la franja horaria del mercado al contado¹².

2.4. Régimen de daños

Como en todos los contratos, es fundamental delimitar correctamente el régimen de daños y responsabilidades, sin embargo, en el caso de los PPAs, entran en juego factores que no se ven en otros contratos, relacionados, por ejemplo, con COD y los daños que se puedan derivar en caso de que la planta no haya alcanzado COD en o antes de la fecha de inicio del suministro por parte del vendedor al comprador ("**Start Date**").

2.5. Riesgos regulatorios

Los PPAs incluyen ciertos riesgos regulatorios que, además de ser comprendidos por las partes deben ser, en la medida de lo posible, mitigados en el contrato. En este sentido, al tratarse de contratos de media y larga duración y relativos a un sector tan cambiante como es el energético, es fundamental incluir una cláusula que mitigue los posibles riesgos derivados de cambios en la normativa que les resulte de aplicación¹³.

2.6. Garantías

Será especialmente relevante la calidad crediticia del comprador y en el caso de que esta sea insuficiente, será útil valorar la constitución de garantías que cubran sus obligaciones de pago, incluyendo aquella que, en su caso, se devengue a su cargo en caso de resolución del contrato por causa imputable al comprador. Por

11 Fundación de los bancos y cajas de CECA ("**FUNCAS**"), "Productos financieros para la transición energética". 2020, p. 105.

12 FUNCAS, op. cit. p. 104.

13 Así, por ejemplo, desde un punto de vista contable, los PPAs físicos equivalen a contratos de suministro a largo plazo, mientras que los PPAs sintéticos son instrumentos financieros.

supuesto, también deberá considerarse la conveniencia de solicitar al vendedor la aportación de garantías que aseguren el cumplimiento de sus obligaciones, incluyendo, en todo caso, el pago de la cantidad que, en su caso, se devengue a cargo del mismo en caso de resolución del contrato por causa imputable al vendedor¹⁴.

2.7. GdO

Los volúmenes de energía transmitidos vía PPA llevan asociados un determinado número de GdO, que aseguran que dicha energía proviene de fuentes de energía renovables. El régimen normativo de las GdO es complejo, por lo que resulta fundamental regular correctamente ciertos aspectos de las mismas (como el régimen de cesión o de exportación) en el PPA.

2.8. Fuerza mayor

Al tratarse de contratos que dependen completamente de la producción de una planta y de las condiciones meteorológicas durante un periodo determinado de tiempo, será necesario regular el impacto que tendría el acaecimiento de un supuesto de fuerza mayor y, en general, de cualquier cambio que afecte al retorno económico esperado bajo el contrato.

Tras haber estudiado las principales características de un PPA, a continuación, vamos a analizar cómo se lleva a cabo la adquisición de un proyecto y la posterior suscripción de un PPA.

III. Estructura de adquisición y correlación con el PPA

1. Estructura de adquisición

Es frecuente que la adquisición de los proyectos renovables se lleve a cabo mediante la adquisición por parte del inversor de las acciones/participaciones representativas del capital social de la SPV titular de los derechos de desarrollo y/o explotación del proyecto subyacente.

1.1. *Due diligence*

En toda adquisición de acciones/participaciones es fundamental llevar a cabo un exhaustivo proceso de *due diligence*, incluyendo la revisión legal de la sociedad target y del propio proyecto, a los efectos de identificar las posibles contingencias que puedan poner en riesgo la viabilidad de la adquisición.

14 RAMOS VILLAR, I., op. cit.

Como en cualquier operación de M&A, la correcta identificación de las potenciales contingencias será fundamental, y las mismas deberán ser correctamente mitigadas en el contrato de compraventa. No obstante, en los supuestos en los que la adquisición lleve aparejada la suscripción de un PPA para la venta de la energía producida por el proyecto, las contingencias detectadas también serán relevantes para la correcta negociación del PPA.

1.2. Negociación y suscripción del SPA

Una vez finalizado el proceso de *due diligence*, y siempre y cuando no se haya detectado ninguna contingencia que ponga en riesgo la operación, las partes negociarán y, en su caso, suscribirán el SPA de la SPV titular de los derechos de desarrollo y/o explotación de la planta renovable.

Al igual que sucede en los procesos de adquisición en otros sectores, será especialmente relevante la negociación del régimen de responsabilidad, la adecuada protección del comprador frente a las potenciales contingencias identificadas y, en caso de ser necesario, la inclusión de condiciones cuyo cumplimiento sea necesario para la consumación de la adquisición.

2. Correlación con el PPA

Lógicamente, siempre que se opte por la venta de la energía generada por el proyecto objeto de la operación de adquisición por medio de un PPA, la negociación del mismo será un elemento fundamental en el conjunto de la transacción. En este tipo de operaciones, convendrá negociar el PPA antes de que la instalación entre en funcionamiento y empiece a vender la energía producida. Al igual que sucede en la negociación del SPA, podremos diferir los efectos del PPA con motivo de determinadas condiciones que deban cumplirse con anterioridad a la compraventa de los volúmenes de energía pactados.

Las condiciones suspensivas que se incluyan en el PPA pueden ser de diversa índole, y variarán en función del grado de desarrollo del proyecto. En todo caso, en aquellas operaciones en las que la transmisión se consume en el momento en el que el proyecto alcance COD, será preciso vincular la efectividad del PPA a la consumación de la adquisición puesto que, de lo contrario, el PPA iniciaría sus efectos antes de que el nuevo titular de la sociedad titular del proyecto ostente la propiedad de dicha sociedad y, de manera indirecta, del proyecto.

Así, en la práctica, vemos la conveniencia de hacer coincidir la fecha de cierre del SPA y la fecha de inicio del PPA por medio de las condiciones suspensivas que se introduzcan en ambos contratos y, por ello y de forma indirecta, COD del proyecto con la fecha de inicio del PPA, esto es, con la fecha en la que el vendedor empieza a suministrar energía al comprador y el PPA empieza a desplegar todos sus

efectos. De esta manera, será importante vincular el cumplimiento de las condiciones suspensivas y la consumación de la adquisición de la sociedad *target* y del proyecto con la fecha de inicio del PPA en la que el comprador de la energía producida adquiera los volúmenes de energía contratados en virtud del PPA.

IV. Particularidades en el clausulado del PPA

Si bien ya hemos comentado de forma resumida algunas de las cláusulas típicas de los PPAs, a continuación, vamos a centrarnos en aquellas cláusulas básicas que, en general, generan un mayor interés en operaciones de adquisición de proyectos en los que debemos negociar también el PPA.

1. El precio

Las características de los mecanismos más habituales son las siguientes¹⁵:

1.1. Precio fijo

Esta estructura implica un acuerdo inicial sobre cómo el precio variará (o no) durante la vida del PPA. Puede ser: (i) un precio fijo por MWh; (ii) un precio por MWh con incrementos ligados a la inflación (o al mercado eléctrico); o (iii) un precio por MWh con cualesquiera variables que puedan ser acordadas entre las partes. Tal importe fijo vendrá determinado por varios parámetros, entre los que se incluyen los costes de operación de la instalación, el nivel de retorno de la inversión y, en los casos de PPAs vinculados, el repago de la deuda.

Por su parte, la estructura del precio podrá ser: (i) "*frontloaded*", en cuyo caso el productor tiene una retribución mayor durante el primer tramo del PPA, lo que le facilitará una rápida amortización de su deuda financiera y podrá ofrecer un precio más competitivo durante el resto de vida del PPA; o (ii) "*backloaded*", típico en el caso de productores con una capacidad financiera sólida, que pueden ofrecer unos precios más competitivos que el mercado mayorista, y apostar por una subida de precios del mismo a largo plazo.

1.2. Precio variable

Esta estructura se vincula a los mercados con un precio de mercado fluctuante. Con carácter general, esta estructura presenta las siguientes características: (i) las partes acuerdan un descuento porcentual fijo al precio del MWh del mercado por adelantado y el precio de la energía se conviene conforme a un índice de mercado acordado entre las partes; (ii) se establece un *floor* por MWh, de forma que el vendedor se encontrará protegido por el comprador frente a un eventual

15 Unión Española Fotovoltaica (UNEF), op. cit.

descenso que pueda producirse en el precio de mercado por debajo del precio al que se fije el *floor*, y (iii) se establece un *cap* por MWh, de forma que el comprador se encontrará protegido por el vendedor frente a una hipotética subida que pueda producirse en el precio de mercado por encima del precio al que se fije el *cap*.

2. El régimen de daños

Como hemos mencionado anteriormente, en muchas ocasiones los PPAs se negocian y suscriben antes de COD, es decir, cuando la instalación todavía no está vertiendo energía a la red. ¿Qué sucede, entonces, si llegada la fecha pactada de inicio del suministro por parte del comprador al vendedor, por cualquier motivo ajeno al comprador (entre los que sin duda se encuentra el que la planta no haya alcanzado COD), el vendedor no puede entregar al comprador los volúmenes de energía pactados? La consecuencia directa es que el comprador sufrirá un perjuicio y exigirá una compensación por ello.

Estos daños que pueda sufrir el comprador se denominan "*Liquidated Damages for Delayed Start Date*" y deberán estar correctamente previstos en el PPA, de tal manera que el vendedor compense al comprador por ellos.

En cuanto al cálculo de dichos daños, habrá que tener en cuenta: (i) el precio del PPA; (ii) el precio OMIE; (iii) el perfil del PPA; y (iv) el periodo de no entrega del volumen de energía pactado. Por lo tanto, la cláusula que prevea el régimen de daños deberá ser enormemente precisa.

2.1. Transferencia del riesgo

Como norma general, en los PPAs físicos, la entrega de la energía comprada la lleva a cabo el vendedor a favor del comprador en un punto de suministro determinado acordado en el PPA. Al existir una entrega física, el riesgo asociado al volumen será por cuenta del vendedor o del comprador, en función de dónde se localice la energía en cada momento.

Por lo tanto, resulta fundamental regular en el PPA el momento en el que dicho riesgo se transfiere de una parte a la otra. Lo habitual es que el vendedor asumirá todos los riesgos derivados de la programación, transmisión y entrega de la energía hasta el punto de suministro, mientras que el comprador asumirá los riesgos desde el punto de suministro.

3. Garantías

En este tipo de contratos resulta fundamental tener en cuenta la solidez crediticia de las partes para, en su caso, proceder a regular en el mismo la constitución de garantías que cubran las obligaciones de pago de las mismas. Sin duda, el riesgo crediticio es uno de los más relevantes a tener en cuenta (destacando el riesgo por impago y el riesgo por incumplimiento) y tiene que quedar correctamente mitigado en el PPA.

3.1. Riesgo por impago

El riesgo por impago en un PPA lo asume, en líneas generales: (i) el vendedor, durante toda la vida del contrato, en relación con la obligación de pago del precio por el comprador; y (ii) ambas partes, en relación con la compensación en caso de resolución del contrato, ya que resulta fundamental en este tipo de contratos regular la compensación que, en su caso, deberá abonar la parte incumplidora a la parte cumplidora en caso de resolución del contrato por causas imputables a la primera.

3.2. Riesgo por incumplimiento

Por otro lado, el riesgo por incumplimiento también debe de tenerse en cuenta: (i) para el comprador, hasta COD, dicho riesgo estará ligado a que el proyecto alcance dicha fecha, y desde COD, el riesgo estará vinculado a que el vendedor pueda cumplir con los volúmenes de entrega pactados; y (ii) para el vendedor, hasta COD, el riesgo estará ligado a que se produzca un cese de actividad, y desde COD, el riesgo asumido es que el comprador cumpla con sus obligaciones de aceptación y pago.

En este sentido, ambas partes deben cubrir sus riesgos en caso de incumplimiento de la otra parte, para lo que se suele regular un sistema de emisión, entrega y renovación de garantías, siendo lo más habitual la emisión de garantías bancarias (avales a primer requerimiento) y/o garantías corporativas (*parent company guarantees*). A tal efecto, las partes deberán llevar a cabo un análisis de crédito y solvencia de la otra parte para determinar qué tipo de garantía será adecuada y tener en cuenta criterios de "bancabilidad" a la hora de redactar el PPA.

4. Cláusula de "Cambio de Ley"

Esta cláusula adquiere una especial relevancia en los PPAs. En este sentido, el creciente desarrollo de las energías renovables en España ha producido numerosos cambios legislativos, y la previsión a futuro es que se sigan produciendo

cambios. Por lo tanto, es fundamental incluir en el contrato mecanismos que mitiguen los posibles cambios adversos que se produzcan como consecuencia de cambios en la normativa aplicable.

5. Las GdO

Como hemos señalado anteriormente, las GdO son los certificados expedidos por la CNMC que acreditan que una determinada cantidad de energía, medida en MWh, se ha obtenido a partir de fuentes renovables y cogeneración de alta eficiencia, en un periodo determinado¹⁶.

Pues bien, los PPAs suelen incluir la transmisión de las GdO. En el caso de los PPAs físicos, éstos permiten la transmisión directa de las GdO al comprador, sea comercializador o consumidor final. Por el contrario, en los PPAs financieros, el consumidor no puede recibir directamente las GdO, por lo que será preciso articular mecanismos de intermediación para permitir que el consumidor pueda disfrutar de los mecanismos que le garantizan oficialmente el consumo de energía renovable.

6. Evento de fuerza mayor

Teniendo en cuenta las características del objeto de los PPAs, suele ser habitual que en este tipo de contratos se regule muy detalladamente el impacto que tendría el acaecimiento de un supuesto de fuerza mayor, tratando de acotar muy claramente qué eventos se considerarían como de fuerza mayor y cuáles no.

Entre otros, los PPAs suelen especificar que los siguientes eventos no se considerarán como de fuerza mayor: (i) *spot prices* desfavorables para cualquiera de las partes; (ii) cualquier evento consecuencia de instrucciones expresamente recibidas por parte de REE; (iii) cualquier evento de fuerza mayor que no sean catástrofes naturales, incendios o terremotos que afecten directamente a la planta de generación y/o a su producción de energía; (iv) la reducción total o parcial de la producción de la planta por cualquier otro motivo; (v) avería, total o parcial, de la planta de generación; o (vi) cualquier defecto o fallo en las instalaciones que componen la planta de generación.

Además, hay que tener en cuenta que el mero acaecimiento de un supuesto de fuerza mayor no faculta a las partes a resolver el contrato, sino que será necesario que dicho supuesto persista durante un periodo de tiempo determinado. En este sentido, y sin perjuicio de que el estándar de mercado sea establecer un periodo de entre 3 y 6 meses, habrá que estar a cada caso en concreto. Habitualmente, en operaciones en las que el comprador es un comercializador (que compra para vender), será el vendedor el que esté interesado en establecer un periodo de tiempo superior, para asegurar su suministro al comprador, sin que

¹⁶ La regulación de las GdO se encuentra en la Circular 1/2018, de 18 de abril, de la CNMC.

este último pueda resolver anticipadamente el PPA alegando que su comprador le ha resuelto su contrato por un evento de fuerza mayor, y así evitar una potencial fuerza mayor en cascada.

7. PPA's vinculados

Las anteriores cláusulas habrán de complementarse, en los supuestos de PPA's vinculados (que, recordemos, son aquellos que incluyen, adicionalmente a los contratos propios de la estructura física o sintética, los contratos propios de la financiación), con estipulaciones propias de la financiación, entre las que se incluyen el establecimiento de condiciones suspensivas a la efectividad del contrato de compraventa de energía, la regulación de las consecuencias del posible retraso en COD (incluyendo el abono de las correspondientes indemnizaciones en caso de retraso en la misma y la inclusión de causas de vencimiento ligadas al hecho de que la misma no tenga lugar antes de una determinada fecha), la inclusión de causas de vencimiento ligadas a la falta de consecución de un rendimiento mínimo, y la terminación durante la fase de construcción y durante la fase de operación comercial¹⁷.

V. Conclusiones

Como hemos comentado, las tecnologías renovables registraron en el año 2021 la mayor participación en el mix de generación desde que existen registros con un 46,7% de toda la electricidad generada en España. El creciente interés por implementar proyectos de energía renovable, la voluntad por parte de los inversores de maximizar la rentabilidad de sus proyectos, la complejidad del sistema eléctrico y la dificultad por parte de los grandes consumidores para poder anticipar el gasto derivado de su consumo eléctrico y de los generadores para predecir el precio de venta de la energía producida y la rentabilidad esperada del proyecto hacen que cada vez sean más habituales los PPA's.

Por ello, cada vez es más frecuente ver en las operaciones de M&A en el sector renovable que el proyecto subyacente esté vinculado a un PPA, por lo que el inversor en la operación de M&A deberá tener en cuenta la negociación del PPA y acompañar la consumación de la adquisición de la sociedad target titular del proyecto, la entrada en operación del proyecto y el momento en el que la venta de energía pactada en el PPA sea efectiva. De esta manera, la negociación del PPA será un elemento fundamental que deberá tenerse en cuenta en las operaciones de M&A del sector energético, operaciones que ya de por sí presentan una complejidad significativa.

17 RAMOS VILLAR, I., op. cit.