

POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)

Consejo de
Reguladores del
MIBEL



FICHA TÉCNICA:

Edición (*online*):

Consejo de Reguladores del MIBEL

Título:

POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAS)



Índice

1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. CONTEXTO NORMATIVO	5
3. CONCEPTUALIZACIÓN DE LOS POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs) .	9
3.1. POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)	9
3.2. TIPOLOGÍA DE CONTRATOS PPA.....	10
3.3. ESTRUCTURAS DE PRECIOS.....	12
3.4. RIESGOS DE LOS PPAs	14
4. MOTIVACIONES PARA EL ESTABLECIMIENTO DE PPAs Y EVOLUCIÓN RECIENTE	16
4.1. EVOLUCIÓN PPAs: VOLÚMENES	17
5. PPAs Y LOS MERCADOS A PLAZO	21
5.1. RELACIÓN CON LOS MERCADOS ORGANIZADOS A PLAZO.....	21
5.2. MONITORIZACIÓN Y SUPERVISIÓN DE MERCADOS	23
5.2.1. IMPLICACIONES RELACIONADAS CON LA MONITORIZACIÓN Y SUPERVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	23
5.2.2. IMPLICACIONES RELACIONADAS CON LA MONITORIZACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LOS MERCADOS FINANCIEROS	24



1. INTRODUCCIÓN

La situación de incremento y de volatilidad sin precedentes del precio de la electricidad, causada, entre otros, por la subida de los precios del gas y la invasión de Ucrania por parte de Rusia, en un contexto de integración masiva de energías renovables y un proceso de descarbonización de la economía, ha reavivado el debate sobre si el actual diseño del mercado eléctrico europeo continúa siendo el más adecuado.

En este sentido, la Comisión Europea (en adelante, CE) encargó a la Agencia Europea para la Cooperación de los Reguladores Energéticos (en adelante, ACER) la elaboración de un informe sobre el diseño del mercado eléctrico, que se publicó en abril de 2022, en el que se recogen una serie de recomendaciones para su mejora. Entre las medidas propuestas, ACER recomienda facilitar la contratación de electricidad a largo plazo, a través de instrumentos como los *Power Purchase Agreements (PPAs)*, dentro de las actuaciones para el fomento de la liquidez de los mercados a plazo y de los instrumentos de cobertura, así como para el impulso de la descarbonización, al tratarse de contratos ligados al desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables.

El 14 de marzo de 2023, tras una consulta pública, la CE publicó una propuesta de reforma del mercado eléctrico europeo¹ para impulsar las energías renovables, proteger mejor a los consumidores y mejorar la competitividad industrial, entre cuyas medidas se recoge incentivar el uso de PPAs como instrumentos de contratación a plazo que permitan mitigar el impacto de los mercados de corto plazo en el precio percibido por los consumidores finales.

En este contexto, el Consejo de Reguladores del MIBEL (CR MIBEL) considera relevante contribuir a la promoción de un mayor conocimiento de esta tipología de contratos a plazo. Por ello, además de una breve referencia al contexto normativo para el impulso de las energías renovables, en este estudio se recogen las principales características y estructuras contractuales bajo las que se puede negociar un PPA, sus ventajas y riesgos, así como el marco regulatorio aplicable para la supervisión de estos contratos de derivados sobre electricidad.

Se espera que esta iniciativa, junto con otras impulsadas por el CR MIBEL relacionadas con la liquidez del mercado a plazo del MIBEL, contribuya a un mayor conocimiento de los instrumentos a plazo de los que disponen los participantes en el mercado para gestionar de manera más eficiente el riesgo del precio de la electricidad en sus actividades y, por tanto, a una mayor participación en los mercados a plazo.

¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_23_1591



2. CONTEXTO NORMATIVO

Acuerdo de París, Directiva renovables y PNIEC nacionales (2016-2020)

Los compromisos sobre cambio climático adquiridos en el Acuerdo de París², adoptado en 2015 en la Conferencia de las Naciones Unidas COP21, han condicionado el desarrollo posterior de la política energética y climática europea, convirtiendo el despliegue de las energías renovables en uno de los ejes principales para la consecución del objetivo último de descarbonización de la economía.

Desde la ratificación de dicho acuerdo por la Unión Europea (en adelante, UE) en 2016, los sucesivos planes estratégicos y los paquetes normativos europeos que los han acompañado (como el Paquete de invierno³ o el paquete del Pacto Verde Europeo⁴) han ido reforzando y aumentando los objetivos climáticos y, con ellos, los de desarrollo renovable.

Así, la Directiva 2018/2001⁵ del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece un objetivo vinculante para el conjunto de la UE de alcanzar una cuota de al menos un 32% de energías renovables hasta 2030, siendo posible revisar este objetivo al alza⁶.

Asimismo, de conformidad con el proceso de gobernanza establecido en el Reglamento 2018/1999⁷ del Parlamento Europeo y del Consejo, los Estados miembros deben contribuir a la consecución de ese objetivo estableciendo sus propios objetivos nacionales y las políticas y medidas correspondientes para alcanzarlos, que serán recogidos en sus planes nacionales integrados de energía y clima.

A tal efecto, España y Portugal remitieron a la Comisión Europea (en adelante, CE) sus respectivos Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC español y PNEC portugués), correspondientes al periodo 2021-2030.

De acuerdo con el escenario objetivo recogido en el PNIEC español⁸, la potencia instalada de fuentes de energía renovable debe haberse aumentado en un 108% en 2030 respecto a 2020. Esto supone haber alcanzado en 2025 una potencia instalada renovable de 82.363 MW (27,6% de la potencia total instalada) y de 112.914 MW en el

² <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/climate-change/paris-agreement/>

³ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

⁴ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>

⁶ El 14 de julio de 2021, la Comisión Europea publicó su propuesta de reforma de la Directiva 2018/2001, recogiendo, entre otras medidas, el aumento del objetivo de generación renovable hasta el 42,5%. Tras ser adoptada por el Consejo, el 9 de octubre de 2023, la nueva [Directiva 2023/2413](#) se publicó en el DOUE el 31 de octubre de 2023, de manera que entrará en vigor el 20 de noviembre de 2023.

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex%3A32018R1999>

⁸ <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/31/pdfs/BOE-A-2021-5106.pdf>



año 2030 (29,8% de la potencia total instalada⁹).

Cuadro 1. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo del PNIEC

POTENCIA RENOVABLE (MW)	Año 2015	Año 2020*	Año 2025*	Año 2030*
Eólica (terrestre y marina)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogas	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Por su parte, de acuerdo con el PNEC¹⁰ portugués en vigor¹¹, la potencia instalada de fuentes de energía renovable aumentará alrededor de un 85% en 2030, con respecto a la potencia instalada de fuentes renovables en 2020. Esto supone haber alcanzado una potencia renovable en torno a 22,2 GW (84% de la potencia total instalada) en 2025 y en torno a 27,4 GW en 2030 (alrededor del 87% de la potencia total instalada).

⁹ No obstante, debe tenerse en cuenta que el Consejo de Ministros del Gobierno de España, a petición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), acordó el 27 de junio de 2023 remitir a la Comisión Europea el [borrador de la primera actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 \(PNIEC\)](#). A la vez, el borrador se somete a [audiencia e información pública](#) hasta el 4 de septiembre. Por ello, los objetivos previstos de instalación de potencia renovable podrían verse alterados.

¹⁰ https://www.dgeg.gov.pt/media/go2fm4fb/pnec-2030-rcm-53_2020.pdf

¹¹ Al igual que en el caso español, debe tenerse en cuenta que la [nueva versión del PNEC portugués](#) fue remitida a la Comisión Europea en junio de 2023 y está pendiente de aprobación, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.



Cuadro 2. Objetivos de potencia instalada de energía eléctrica (MW) del PNEC

POTENCIA RENOVABLE (MW)	Año 2020	Año 2025	Año 2030	Año(2020 vs 2030)
Hidráulica	7.000	8.200	8.200	1.200
De bombeo	2.700	3.600	3.600	900
Eólica	5.430	6.800	9.300	3.900
Terrestre	5.400	6.700	9.000	3.600
Marina	30	100	300	270
Solar fotovoltaica	2.000	6.600	9.000	7.000
Centralizada	1.500	5.800	7.000	5.500
Descentralizada	500	800	2000	1500
Termosolar	0	100	300	300
Biomasa	400	400	500	100
Otras renovables	30	60	100	70
Geotérmica	30	30	60	30
Undimotriz	1	30	70	69
Carbón	1.800	0	0	-1.800
Gas natural	3.800	3.800	3.800	0
Fuel/Gasóleo	400	300	300	-100
Total	20.800	26.300	31.500	10.700

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente y Transición Energética, 2019

Plan REPowerEU e informe de ACER (2021-2022)

El repunte de la economía mundial tras la pandemia del COVID-19 y las reducciones en el suministro de gas ruso provocaron el aumento de los precios de la energía durante 2021. En dicho contexto de precios altos de la energía, la CE publicó, en octubre de 2021, un paquete de medidas para hacer frente a esta situación de altos precios con recomendaciones para los Estados miembros, conocido como “*Toolbox*”¹². En ese documento, la CE afirmaba que el actual diseño del mercado eléctrico europeo no era la causa de los altos precios, que el sistema marginal armonizado garantizaba una asignación eficiente de recursos y que, por tanto, no se consideraba necesario reformarlo. Además, incidió en que no había ningún modelo de mercado alternativo que garantizara una reducción de precios en la coyuntura de aquel momento. En este sentido, la CE encargó a ACER la elaboración de un informe sobre el diseño del mercado eléctrico, que se publicó en abril de 2022.

El inicio de la guerra de Rusia contra Ucrania, el 24 de febrero de 2022, junto con la escasez, en ese momento, de la producción hidráulica y nuclear provocaron una situación de incremento y de volatilidad sin precedentes del precio de la electricidad en Europa, acentuando las preocupaciones en materia de seguridad energética y poniendo de manifiesto la excesiva dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos.

Como respuesta ante esta situación, y al objeto de avanzar con rapidez en el proceso

¹² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_5204



de transición energética, la CE presentó el 18 de mayo de 2022 el plan REPowerEU¹³, que incluía, entre otras, una propuesta para aumentar hasta el 45% el objetivo en materia de energías renovables de la UE para el año 2030.

Asimismo, en paralelo al proceso de aceleración de la transición energética, en el contexto de elevados precios energéticos, se reavivó el debate sobre si el actual diseño del mercado eléctrico europeo seguía siendo el más adecuado. Como se ha mencionado, en abril de 2022, ACER, siguiendo el mandato de la CE, publicó su informe sobre el diseño del mercado eléctrico¹⁴. En dicho informe, si bien la Agencia manifestaba que el diseño actual garantiza un suministro de electricidad eficiente y seguro en condiciones de mercado “normales” y que, por tanto, cabría mantenerlo, también incluía una serie de recomendaciones para preparar el diseño del mercado eléctrico para el futuro, al objeto de lograr los objetivos de descarbonización. A tal efecto, ACER recomendó, entre otras medidas, fomentar la liquidez de los mercados a plazo y los instrumentos de cobertura como medio de impulso a las inversiones previstas dentro del proceso de transición energética, facilitando el acceso de pequeños participantes del mercado a los contratos de compraventa de energía a largo plazo, más conocidos como PPAs.

Proceso de reforma del mercado eléctrico, consulta pública y propuesta normativa de la CE (2023)

A raíz de las recomendaciones reflejadas por ACER en su informe, la CE realizó una consulta pública sobre el diseño del mercado eléctrico, entre el 23 de enero y el 13 de febrero de 2023, con el objetivo de recabar la opinión de los agentes sobre determinados aspectos regulatorios que podrían ayudar a complementar el funcionamiento de los actuales mercados eléctricos de corto plazo. En la consulta, la CE reconoce que, si bien el actual diseño del mercado eléctrico ha permitido el desarrollo de un mercado bien integrado a nivel europeo, que garantiza la seguridad del suministro y fomenta el proceso de descarbonización, este ha demostrado una serie de ineficiencias en el contexto energético actual. Una de las deficiencias observadas ha sido el excesivo enfoque del actual diseño del mercado eléctrico europeo en los mercados de corto plazo, de forma que las fluctuaciones observadas en los precios y el alto nivel de volatilidad se han trasladado directamente a los consumidores finales, quienes a su vez no han visto correctamente reflejado en sus facturas de electricidad el impacto de las energías renovables. Por ello, la CE ve necesario complementar el marco regulatorio de estos mercados de corto plazo con instrumentos y herramientas adicionales que incentiven el uso de contratos a largo plazo, permitiendo que los consumidores finales se beneficien de los menores costes derivados de la generación renovable y se vean menos afectados por las fluctuaciones más propias del corto plazo. En este sentido, en la consulta pública se plantearon preguntas específicas sobre las posibles barreras

¹³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0230>

¹⁴ https://www.acer.europa.eu/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf



actuales para el desarrollo de los contratos PPA y su efecto en los mercados, así como sobre posibles actuaciones que podrían implementarse para fomentar su uso.

Tras la consulta, la CE publicó, el 14 de marzo, una propuesta de reforma del diseño del mercado eléctrico europeo para impulsar las energías renovables, proteger mejor a los consumidores y mejorar la competitividad industrial. La reforma propuesta prevé la revisión de varios actos legislativos de la UE, como el Reglamento (UE) 2019/943 de mercado interior de la electricidad, la Directiva 2018/2001 de fomento del uso de energías renovables, la Directiva 2019/944 sobre normas del mercado interior de la electricidad o el Reglamento (UE) 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

Mediante esta propuesta normativa, la CE pretende optimizar la configuración del mercado de la electricidad complementando los mercados a corto plazo, al otorgar un papel más importante a los instrumentos a más largo plazo, entre ellos los PPAs. Este mayor enfoque en el largo plazo pretende minimizar el impacto de la volatilidad característica de los mercados de corto plazo en el precio percibido por los consumidores finales, más teniendo en cuenta que la mayor integración de renovables se verá reflejada en una reducción del precio del mercado diario, pero también, previsiblemente, en un aumento de la volatilidad de este. Por ello, la CE, en dicha propuesta, insta a los Estados Miembros a fomentar el mercado de los PPAs, eliminando los obstáculos injustificados que dificultan la entrada al mismo.

3. CONCEPTUALIZACIÓN DE LOS POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAS)

3.1. POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)

Los Power Purchase Agreements (PPAs) son contratos bilaterales de largo plazo para la adquisición de energía eléctrica por parte de un comprador a un productor, que cubre parte o el total de la producción de su instalación de generación renovable con estos contratos. En los PPAs, el precio, o fórmula de precio, y el horizonte temporal de entrega de la energía son previamente acordados entre las contrapartes e incluyen la cesión de los certificados verdes o garantías de origen¹⁵ (en adelante, GdOs) de la energía renovable del productor al comprador.

La contraparte compradora puede ser una comercializadora que adquiere la electricidad del productor renovable, al objeto de equilibrar su propia cartera y venderla a sus clientes, o bien puede ser un consumidor final que suscribe el contrato para cubrir la totalidad o parte de sus necesidades de consumo de electricidad. En el último caso, el término utilizado para denominar a dichos contratos es el de PPAs corporativos

¹⁵ Las garantías de origen son certificados que acreditan el volumen de energía generada a partir de fuentes renovables o de cogeneración de alta eficiencia, en un periodo temporal determinado. La regulación del sistema de garantías de origen en España se recoge en la [Circular 1/2018](#) de la CNMC. En el caso portugués, esta se recoge en la [Directiva n.º 17/2023](#), de 31 de agosto, que aprueba el Manual de Procedimientos de la Entidad Emisora de Garantías de Origen previsto en la ley básica del sector eléctrico y del sector del gas.

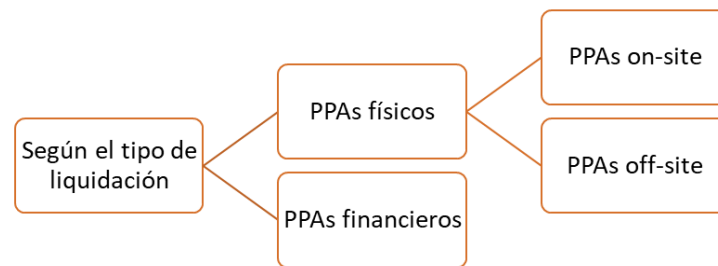


(corporate PPAs).

3.2. TIPOLOGÍA DE CONTRATOS PPA

La clasificación más habitual que suele hacerse de los PPAs es aquella que los distingue en función del tipo de liquidación del contrato, diferenciando entre los PPAs físicos y los financieros (también denominados virtuales o sintéticos).

Gráfico 1. Tipos de PPAs según el tipo de liquidación



Fuente: elaboración propia

Los PPAs físicos son aquellos en los que se realiza una liquidación física del contrato, es decir, se produce un intercambio físico de la electricidad entre generador y consumidor. Sin embargo, en los PPAs financieros no se realiza un intercambio físico de energía, sino de flujos monetarios a través de una liquidación financiera.

PPAs físicos

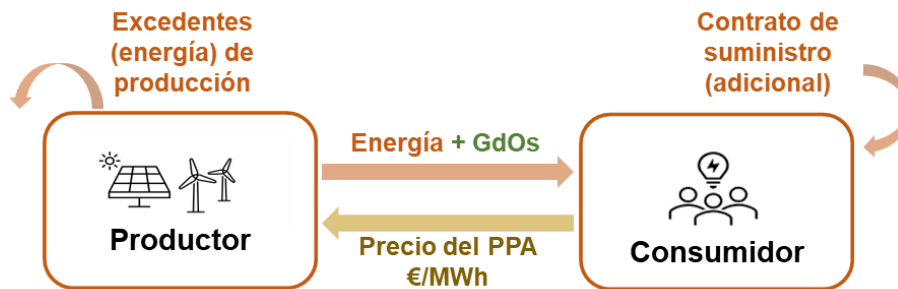
En función de si existe o no una conexión física entre generador y consumidor, los PPAs físicos pueden clasificarse, a su vez, en *PPAs on-site* y *PPAs off-site*.

- PPA físico on-site: se trata de la configuración más sencilla, ya que la proximidad geográfica entre generador y consumidor permite que compartan una conexión física. En este caso, el consumidor suscribe el PPA directamente con el generador para el suministro de energía eléctrica.

Adicionalmente, para garantizarse el suministro de su perfil de demanda que no quede cubierto por el PPA (o para los momentos en los que el generador no esté produciendo), el consumidor podría, en su caso, firmar un contrato con una comercializadora o adquirir la energía en el mercado mayorista (en caso de ser un consumidor directo en mercado). Por su parte, la generación que no esté comprometida en el PPA o que sea excedentaria será vendida por el generador bien al precio del mercado o bien a través de contrato bilateral u otro PPA con una comercializadora.



Gráfico 2. PPA físico on-site

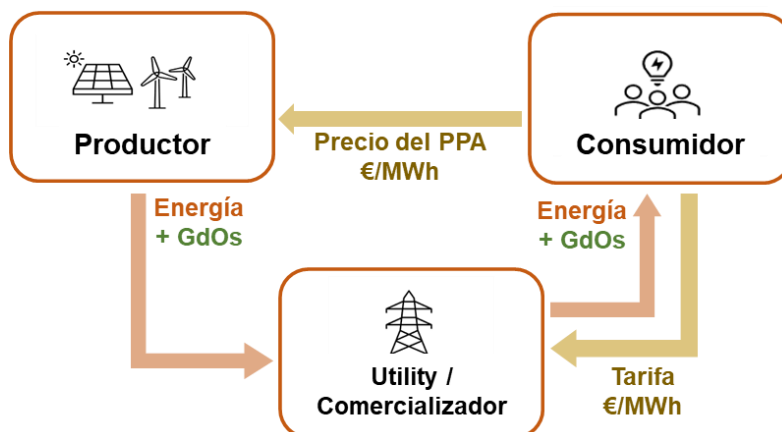


Fuente: elaboración propia

- PPA físico off-site o sleeved: en este caso no existe la posibilidad de establecer una conexión física entre el generador y el consumidor, pero el intercambio físico de energía se posibilita al estar ambos conectados a la misma red. Esta configuración requiere la participación de una comercializadora que actúe como intermediario entre ambas contrapartes del PPA, realizando el suministro físico de energía al comprador, así como la entrega de las GdOs. Dicha acción de intermediación se denomina “sleeving”.

Asimismo, en caso de que la totalidad de la demanda del comprador no pueda cubrirse con la producción de la instalación del generador, la comercializadora le suministrará la energía adicional necesaria al precio fijado en la tarifa que acuerden, o bien el comprador adquirirá directamente la energía necesaria en el mercado mayorista (en caso de que se trate de un consumidor directo en mercado).

Gráfico 3. PPA físico off-site



Fuente: elaboración propia

PPAs financieros

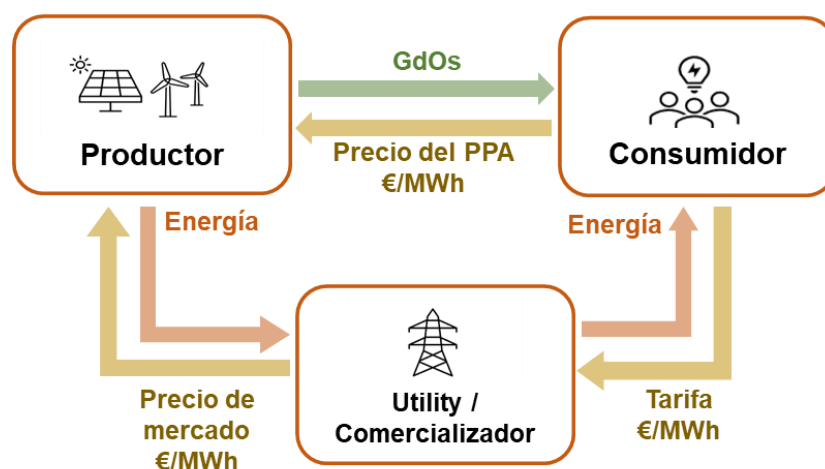
Esta tipología de contrato es un instrumento de cobertura puramente financiero, que no requiere que ambas contrapartes estén conectadas a la misma red, al no realizarse un intercambio físico de energía. No obstante, sí implica la transferencia de GdOs del



vendedor al comprador y la firma, por parte del comprador, de un contrato con una comercializadora para garantizarse el suministro de su demanda de electricidad (o bien adquirirla en el mercado en caso de que se trate de un consumidor directo en el mercado).

Los PPAs financieros o virtuales (VPPAs) se liquidan por diferencias entre el precio fijo acordado por las contrapartes del contrato (*strike price*) y el precio del mercado de contado. En el caso de que el precio de contado fuera inferior al precio del PPA, el comprador deberá compensar al vendedor por el diferencial de precio; por el contrario, cuando el precio de contado supere al precio fijado en el PPA, será el vendedor quien compense al comprador por la diferencia entre ambos precios.

Gráfico 4. PPA financiero



Fuente: elaboración propia

Los PPAs financieros eliminan cualquier tipo de obstáculo o restricción geográfica, permitiendo, incluso, que las contrapartes se encuentren en mercados diferentes sin interconexión física. De esta forma, cuando el suministro de la electricidad suscrita en el PPA se produce en un país distinto al de ubicación de la instalación de generación el contrato recibe la denominación específica de PPA transfronterizo (*cross-border PPA*).

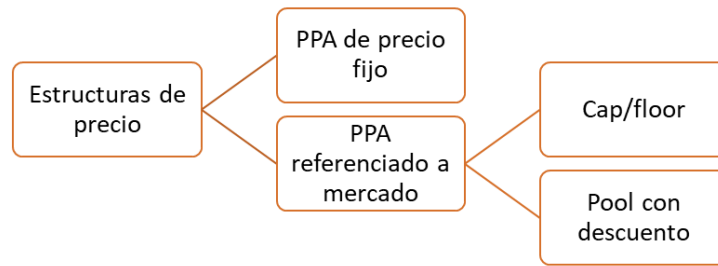
3.3. ESTRUCTURAS DE PRECIOS

La estructura de precios (precio por unidad de energía generada a lo largo de la vida del contrato) es uno de los aspectos de negociación del PPA y se establece tomando en consideración las expectativas de precios futuros de la electricidad, los riesgos a asumir o, en el caso particular del generador, la rentabilidad necesaria para asegurar la bancabilidad o financiación del proyecto.

Las tipologías de estructuras de precios más habituales en los PPAs son las basadas en un precio fijo y las establecidas con una indexación al mercado u otro índice de precio.



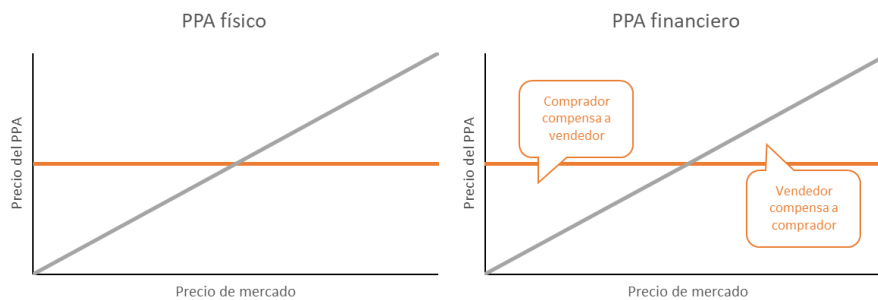
Gráfico 5. Estructuras de precio



Fuente: elaboración propia

En las estructuras basadas en un precio fijo, el precio se mantiene invariable a lo largo de la vida del contrato, pudiendo establecerse cláusulas de corrección basadas en la inflación o en algún tipo de actualización (al alza o a la baja, de magnitud y duración previamente acordadas).

Gráfico 6. PPA de precio fijo



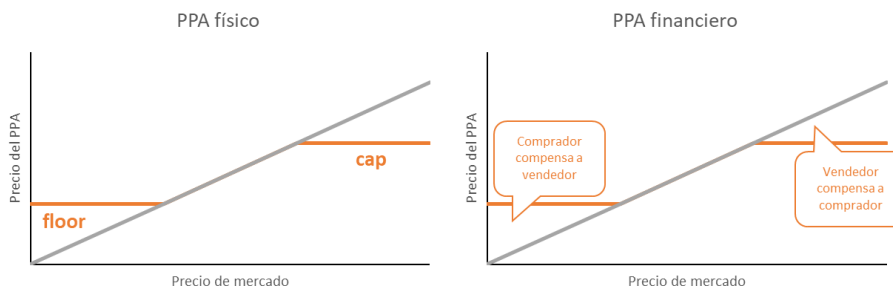
Fuente: elaboración propia

Por su parte, en las estructuras establecidas con indexación al mercado u otro índice de precio pueden:

- Pactarse límites de precios máximos y mínimos (*cap* y *floor*, respectivamente) que sirvan como mecanismos de protección. En este tipo de estructura, el precio del PPA coincidirá con el precio del mercado siempre que este se sitúe entre los límites fijados. Sin embargo, si el precio *spot* se sitúa por debajo del límite de precio inferior (*floor*), el precio del PPA físico será igual a dicho límite inferior. En la misma situación, pero con un PPA financiero, el comprador compensará al vendedor por la diferencia entre el *floor* y el precio del mercado. Por el contrario, si el precio del mercado supera el límite de precio máximo fijado en el contrato (*cap*), el precio del PPA físico coincidirá con dicho límite máximo, mientras que, en el PPA financiero, será el vendedor quien deba compensar al comprador por la diferencia entre el precio del mercado y el *cap*.



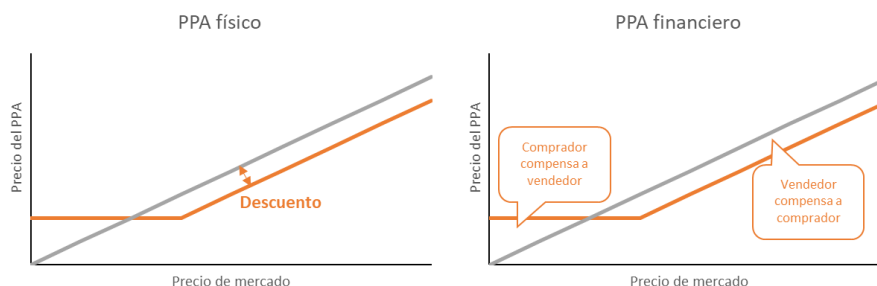
Gráfico 7. PPA referenciado a mercado: cap/floor



Fuente: elaboración propia

- Establecerse una indexación al precio del mercado con descuento: en esta estructura de precios, las contrapartes acuerdan que el precio del contrato será el del mercado de contado menos un determinado porcentaje de descuento. Asimismo, pueden establecerse límites de precio inferiores y/o superiores (*floor* y *cap*, respectivamente), dando lugar a diversas configuraciones: precio *spot* con descuento, precio *spot* con descuento y *floor*, precio *spot* con descuento y *cap*, etc.

Gráfico 8. PPA referenciado a mercado: pool con descuento y floor



Fuente: elaboración propia

3.4. RIESGOS DE LOS PPAS

A pesar de los beneficios que la firma de un PPA tiene para ambas contrapartes, también existen una serie de riesgos que deben ser tenidos en cuenta durante el proceso de negociación del mismo. Estos riesgos deben ser definidos y reflejados en el contrato, junto con las medidas adecuadas, en cada caso, para tratar de mitigarlos y con los criterios de distribución, compartición o transferencia de dichos riesgos, en caso de que finalmente se produzcan.

Se recogen a continuación los principales riesgos que deberán ser tenidos en cuenta en la negociación de los contratos PPA:

Riesgo regulatorio: riesgo que se deriva de cualquier cambio normativo que pueda afectar al PPA a lo largo de la vida del contrato, o incluso durante la fase de construcción de la instalación de generación vinculada al mismo, impactando en los ingresos



esperados del proyecto (cambios en el funcionamiento del mercado eléctrico, en el régimen de licencias de construcción u operación que afecten a la instalación de generación, en el régimen de acceso a las redes de transporte o distribución, o cambios en la fiscalidad). En la medida de lo posible, es necesario anticiparse al potencial impacto de este riesgo regulatorio, definiendo mecanismos que permitan la distribución, compartición o transferencia de este, en caso de que surja. Por ejemplo, podrían establecerse cláusulas que, con carácter excepcional, contemplasen la revisión de las condiciones de la estructura de precios del PPA, en caso de que se materializase dicho riesgo regulatorio.

Riesgo de fuerza mayor: riesgo de que se produzcan situaciones de carácter extremo que escapen del control tanto del vendedor como del comprador (por ejemplo, condiciones climáticas extremas), y que pueden afectar al proceso de construcción de la instalación de generación o a la capacidad de generación de esta, una vez puesta en marcha. Al objeto de evitar o paliar este riesgo, suelen introducirse en el contrato cláusulas de compromiso del generador para minimizar el impacto de este riesgo, así como, incluso, cláusula de rescisión del contrato en caso de que la causa de fuerza mayor se prolongue por un periodo de tiempo considerable.

Riesgo operacional: riesgo de que la instalación de generación no cumpla con el desempeño esperado en términos de nivel de disponibilidad, de coeficiente de rendimiento (en el caso de instalaciones de generación solar fotovoltaica) o de curva de potencia garantizada (para instalaciones de generación eólica). Para mitigar este riesgo, el generador debe llevar a cabo un análisis que le permita estimar la producción de energía del proyecto, teniendo en cuenta la variabilidad climática y los potenciales fallos tecnológicos de la instalación.

Riesgo de desarrollo: riesgo de que el desarrollo de la instalación renovable vinculada al contrato no se produzca en la forma y tiempo inicialmente previstos o, incluso, que no llegue a producirse.

Riesgo de crédito o riesgo de contraparte: riesgo de impago por parte de alguna de las contrapartes. Teniendo en cuenta la vinculación de los ingresos generados a través del PPA con el acceso a la financiación del proyecto de generación, el riesgo de crédito puede tener mayor impacto en la contraparte vendedora. Sin embargo, no es un riesgo estático, sino que va disminuyendo a lo largo de la vida del contrato, situándose en su valor más alto al comienzo de este, pues puede llegar a provocar que no se finalice la construcción del proyecto de generación. Por tanto, es básico realizar una evaluación de la solidez financiera de la contraparte, previa a la firma del contrato, pues será exigida por la entidad financiera al negociar la financiación del proyecto de generación. Asimismo, el vendedor debe evaluar los volúmenes máximos que pueden asociarse a una contraparte concreta. En este sentido, una alternativa para repartir el riesgo de impago del comprador es optar por estructuras de múltiples compradores, en las que la contraparte compradora representa la demanda agregada de varios compradores, conocidas como consorcio o “club”. A su vez, este tipo de compra agregada permite el acceso a PPAs por parte de empresas con un menor consumo de energía, pero que



quieran beneficiarse de las ventajas asociadas a este tipo de contratos.

Riesgo de precio o de mercado: riesgo derivado de la evolución del precio del mercado en contraposición al precio fijado en el contrato. Pueden definirse estructuras de precio, como se ha mencionado anteriormente, que garanticen un reparto de este riesgo entre ambas contrapartes.

Riesgo de desvíos: probabilidad de que la producción real de la instalación de generación difiera de la producción estimada, generando costes de desvíos por el desbalance de la instalación. Este riesgo puede quedar mitigado con la contratación de un tercero que garantice el suministro al comprador por la diferencia entre la generación prevista y la real.

Riesgo de volumen y de perfil: probabilidad de que, debido a la variabilidad de la producción de la instalación de generación, esta no se adapte al perfil horario de demanda del consumidor (riesgo de perfil) o a su consumo en un periodo temporal más largo, como un trimestre o un año entero (riesgo de volumen). Para intentar mitigar ambos riesgos es necesario que las contrapartes definan el volumen y perfil de entrega de la energía que mejor se ajuste a las necesidades de suministro del consumidor y/o, adicionalmente que ambas contrapartes suscriban contratos con terceros (productor y comercializadora). Se distinguen dos tipos de PPAs en función del perfil y del volumen de energía a entregar:

- PPAs de volumen fijo *baseload*: adecuados para aquellas contrapartes compradoras que vayan a tener un consumo estable de energía durante toda la vida del contrato (por ejemplo, para determinados consumidores industriales cuya producción sea constante independientemente de la hora del día o la estación del año).
- PPAs de volumen variable: recomendables para compradores con un perfil de demanda variable en función de la estacionalidad o del horario laboral. Dentro de esta tipología de contratos cabe diferenciar entre PPAs *as generated*, en los que el volumen de energía a suministrar al comprador depende de la producción de la instalación de generación, y PPAs *as produced*, en los que el volumen a suministrar se ajusta al perfil de consumo del comprador.

4. MOTIVACIONES PARA EL ESTABLECIMIENTO DE PPAS Y EVOLUCIÓN RECIENTE

El impulso, desde la política comunitaria de la UE, de la descarbonización de la economía mediante la integración de mayor potencia de generación de fuentes de energía renovable, supone la penetración en el mercado de tecnologías de costes inferiores a las basadas en combustibles fósiles, pero también la evolución hacia un mercado de contado de precios más volátiles debido al carácter intermitente de dichas tecnologías.

En este contexto, el desarrollo de contratos tipo PPA adquiere relevancia, al tratarse de



contratos de largo plazo que permiten la cobertura sobre el riesgo de precio de mercado para ambas contrapartes (con horizonte de precio estable y predecible en el medio y largo plazo), y facilitan la “bancabilidad” o financiación de los proyectos de desarrollo de parques de generación renovable, al permitir asegurar una estabilidad en los flujos de caja de estos y, por tanto, una rentabilidad objetivo.

Por otro lado, en el marco de descarbonización de la economía, cada vez es mayor el compromiso de los diferentes sectores productivos con la sostenibilidad medioambiental, fijándose objetivos como la cobertura de parte o de la totalidad de su consumo de electricidad a través de fuentes de energía renovable. En este sentido, la firma de contratos PPA, además de asegurar un precio estable y predecible a futuro, se está articulando como una vía para alcanzar los compromisos adquiridos por las compañías en sus planes de sostenibilidad, toda vez que son instrumentos que favorecen el desarrollo de dichas energías renovables.

A modo de resumen, se recogen en el Cuadro 3 las principales motivaciones de los generadores (vendedores) y de los consumidores (compradores) para cerrar contratos PPAs.

Cuadro 3. Motivaciones para la firma de contratos PPA

Motivaciones del Productor		Motivaciones del Comprador	
Mitigación del riesgo de precio	Horizonte de precio estable y predecible en el medio y largo plazo	Mitigación del riesgo de volumen y precio	Estabilización de la entrega de energía a un precio y horizonte de tiempo determinados
Bancabilidad del proyecto	Flujo de ingresos estable y a largo plazo, facilita el apalancamiento financiero con instituciones bancarias (convierte su activo en bancable)		Cobertura frente a la volatilidad de los precios de los combustibles y de la electricidad
Desarrollo de negocios	Aumenta la variedad de potenciales compradores	Sostenibilidad	Reducción del riesgo de variaciones en el precio de los derechos de emisión de CO ₂
	Puede facilitar la expansión geográfica a nuevos mercados		Facilita el cumplimiento de los compromisos de sostenibilidad ambiental fijados por la empresa
	Reduce el coste de desarrollo al permitir la estandarización de términos y condiciones	Mejora de la posición competitiva	Reduce la huella de carbono
			Mejora de la imagen corporativa por el uso de electricidad procedente de fuentes renovables
			En comparación con la adquisición de activos de generación, la firma de PPAs evita tener que desarrollar actividades ajenas a la principal de la empresa (core business)

Fuente: elaboración propia

4.1. EVOLUCIÓN PPAs: VOLÚMENES

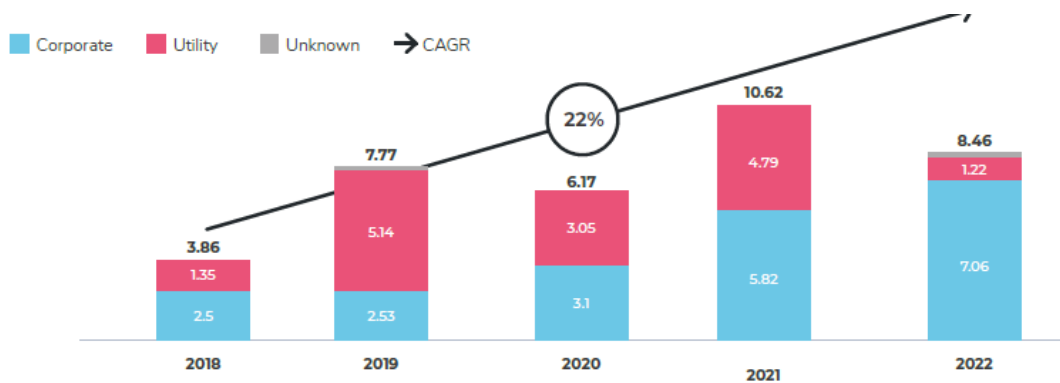
En los últimos años ha ido aumentando, de forma progresiva, la negociación de contratos bilaterales de largo plazo del tipo PPAs. Así, de acuerdo con el estudio del mercado europeo realizado por PEXAPARK¹⁶, la negociación de contratos PPA habría experimentado un incremento del 22% entre los años 2018 y 2022. En ese último año, se habrían firmado contratos PPA por un volumen total comprometido de alrededor de

¹⁶ “European PPA Market Outlook 2023”



8,5 GW¹⁷, correspondientes a 161 contratos. No obstante, esta cifra supone una reducción del 21,4% respecto al volumen comprometido en este tipo de contratos en el año 2021 (10,7 GWh), aunque con un incremento del 4,5% en el número de contratos cerrados respecto al año anterior (154 contratos). Por perfil de agentes, los consumidores finales han ido incrementando su porcentaje de participación en la negociación y firma de este tipo de contratos a largo plazo (en detrimento de las compañías energéticas), llegando a representar los denominados “PPAs corporativos” el 82% de la potencia total comprometida en 2022 en este tipo de contratos (80% de todos los contratos).

Gráfico 9. Evolución de la potencia comprometida a través de contratos PPAs en el mercado europeo (MW)



Fuente: Informe PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2023”

¹⁷ Dicha cifra se corresponde a la suma del volumen comprometido en 161 contratos y no incorpora los datos correspondientes a 65 contratos más en los que no se especifica el volumen, por lo que la potencia total comprometida en contratos PPA en el mercado europeo podría situarse entre 9 GW y 9,5 GW.



Gráfico 10. Potencia comprometida a través de contratos PPAs por países (MW)



Fuente: Informe PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2023”

Las compañías tecnológicas (Microsoft, Amazon, Google y Meta) siguieron destacando en 2022 como contrapartes de los contratos PPAs, con el 22,4% de la potencia total comprometida. No obstante, en dicho año la corporación Alcoa fue el mayor comprador de PPAs del mercado europeo, con el 21,5% de la potencia total comprometida a través de esta tipología de contratos a largo plazo.

Por países, el mercado español fue el más activo en la negociación de contratos PPAs con un total de 3.717 MW, seguido de Irlanda con 907 MW.



Cuadro 4. Ejemplos de contratos PPAs firmados en España y Portugal. Periodo 2020-2022

AÑO	PAÍS	MODALIDAD	CONTRAPARTES	SUMINISTRO	DURACIÓN
2020	España	Generador-cliente corporativo VPPA	Baywa r.e.-AB InBev	250 GWh/año	10 años
		Generador-comercializadora	Fortia-Engie	400 GWh/año	11 años
		Generador-cliente corporativo Físico Off-site	Iberdrola-Orange	200 GWh/año	12 años
		Generador-cliente corporativo Físico Off-site	Acciona-Telefónica	100 GWh/año	10 años
		Generador-cliente corporativo	Sonnedix-Statkraft	100 GWh/año	10 años
		Generador-cliente corporativo Físico On-site	Iberdrola-Makro	6 MW	15 años
		Generador-cliente corporativo VPPA	EDP Renovables-Novartis	63 MW	15 años
		Generador-cliente corporativo VPPA	Acciona-Novartis	135 MW	10 años
		Generador-cliente corporativo VPPA	Enel Green-Novartis	78 MW	10 años
		Generador-cliente corporativo	Endesa-Cellnex	300 GWh/año	10 años
		Generador-cliente corporativo VPPA	EDP Renovables-Royal DSM	59 MW	no disponible
2021	España	Generador-cliente corporativo Físico Off-site	Iberdrola-Danone	73 GWh/año	10 años
		Generador-cliente corporativo VPPA	Solaria-Shell	300 MW	10 años
	Portugal	Generador-cliente corporativo Físico Off-site	EDP Renovables-NOS	62 GWh/año	10 años
2022	España	Generador-cliente corporativo Físico	ALCOA-Greenalia	183 MW	10 años
		Generador-cliente corporativo Físico	ALCOA-Endesa	1.151 GWh/año	10 años

Fuente: Elaboración propia a partir de información de las empresas y del Informe “Bird & Bird & Corporate PPAs. An International Perspective. 2020/2021 Edition”.



5. PPAS Y LOS MERCADOS A PLAZO

5.1. RELACIÓN CON LOS MERCADOS ORGANIZADOS A PLAZO

Como se ha mencionado anteriormente, entre las medidas propuestas por la CE para la reforma del mercado eléctrico europeo está la de incentivar el uso de PPAs como instrumentos de contratación a plazo que permitan mitigar el impacto de los mercados de corto plazo en el precio percibido por los consumidores finales.

En este contexto, cabe realizar un análisis sobre la relación entre este tipo de contratos a plazo y los negociados a través de los mercados organizados de futuros, con el fin de identificar situaciones de potencial complementariedad o sustituibilidad.

En primer lugar, cabe señalar que los PPAs y los instrumentos de cobertura negociados en los mercados organizados a plazo tienen características diferentes, lo que dificulta percibirlos como perfectamente sustituibles. En concreto, los PPAs son en su mayoría estructuras contractuales complejas que se negocian bilateralmente entre los agentes, incorporando cláusulas y características específicas que los dotan de mayor flexibilidad y adaptación a las necesidades concretas de los agentes. Esto contrasta con los instrumentos negociados en los mercados organizados a plazo o de futuros, cuyas características están estandarizadas.

Naturalmente, esas características específicas de cada una de las dos tipologías de contratos, esto es, estandarización en el caso los contratos a plazo negociados en los mercados organizados y cláusulas personalizadas¹⁸ en el caso de los PPAs, tienen sus ventajas e inconvenientes. Por ejemplo, como se ha mencionado, la negociación bilateral de los contratos PPAs permite una mejor adaptación a las necesidades específicas de ambas contrapartes provocando, al mismo tiempo, que su negociación sea mucho más compleja y que requiera de un periodo de tiempo prolongado y, por tanto, que esté expuesta a potenciales cambios de mercado que puedan producirse durante su periodo de negociación. Esto contrasta con la ejecución inmediata de los contratos estandarizados negociados en los mercados organizados a plazo.

Asimismo, como aspecto diferencial entre ambas tipologías de contratos cabría destacar la gestión del riesgo de contraparte. Así, mientras que en los contratos PPAs el riesgo de contraparte requiere de una gestión bilateral específica, en los contratos a plazo negociados en un mercado organizado dicho riesgo de contraparte se elimina con la novación de los contratos en la cámara de contrapartida central (en adelante, CCP) de dicho mercado. Por ello, que las CCPs admitan a compensación los contratos PPAs, al objeto de mitigar el riesgo de contraparte de dichos contratos, tiene un impacto positivo sobre la financiación de estos.

Adicionalmente a las diferencias mencionadas en sus características estructurales, existen otros factores que diferencian de manera significativa ambas tipologías de contratos:

¹⁸ Por ejemplo, que el comprador obtenga la energía de un activo específico, como ocurre en el caso de los PPAs on-site.



- Los PPAs son un instrumento de cobertura del riesgo de precio de la electricidad a muy largo plazo (con impacto en la financiación del proyecto de generación), frente a los contratos negociados en los mercados organizados, cuya liquidez se concentra principalmente en las coberturas a corto y medio plazo, dado que los mercados de futuros muchas veces no ofrecen productos con vencimientos tan a largo plazo, o bien no hay liquidez en la negociación de estos.
- Las motivaciones de las empresas para firmar PPAs o negociar en los mercados organizados a plazo pueden ser diferentes. Así, mientras que la negociación en los mercados a plazo se basa principalmente en posiciones de cobertura o especulativas, independientemente de la fuente de producción, muchos contratos PPAs están asociados al cumplimiento de los compromisos de las compañías con la sostenibilidad medioambiental y la vinculación de estos a su imagen de marca (adicionalmente a la cobertura de riesgo de precio que, asimismo, permiten estos contratos).
- En los PPAs suele exigirse al comprador de energía un nivel de calificación crediticia muy alto, lo que restringe el acceso a dichos contratos y resalta la importancia de los mercados a plazo como alternativa para aquellos agentes que no disponen de dicha calificación, que no estén interesados o no puedan cerrar compromisos de cobertura tan a largo plazo.

A pesar de las diferentes características y motivaciones de contratación entre los contratos negociados en los mercados a plazo y los PPAs, es importante resaltar que, sin embargo, existen externalidades (*spillover effects*) entre ambas tipologías de contratos. A modo de ejemplo, el precio de la energía pactado en los PPAs, que es uno de los aspectos fundamentales en la negociación de dichos contratos, puede ser determinante a la hora de elegir entre cerrar un PPA o negociar en los mercados a plazo. Asimismo, al ser los PPAs contratos de largo plazo, en la negociación de estos es relevante la expectativa de precios de las contrapartes para el periodo temporal del contrato, siendo la evolución de los precios en los mercados a plazo uno de los posibles inputs en la formación de dicha expectativa.

Por último, cabe señalar que, si bien ambas tipologías de contratos no son perfectamente sustituibles, cuando una entidad negocia un PPA, reduce potencialmente su necesidad de tomar posiciones en los mercados a plazo, impactando así en la liquidez de dichos mercados. No obstante, podrían darse situaciones en las que un comprador de energía desee tener cierta exposición al precio del mercado, al objeto de beneficiarse de los momentos en que los precios son más bajos que el del contrato PPA. Adicionalmente, y dependiendo de las propias características del PPA, el mercado de futuros podría servir como cobertura frente a eventuales riesgos asociados al contrato (entre otros, volumen/perfil, desviaciones, posibles retrasos), así como de cobertura frente a algunos riesgos de precio asociados a los PPAs financieros.



5.2. MONITORIZACIÓN Y SUPERVISIÓN DE MERCADOS

En el contexto de monitorización y supervisión de mercados, en los siguientes apartados se reflejan, de manera general, las obligaciones normativas relacionadas con los contratos PPAs en el ámbito de aplicación de:

- El Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía ([REMIT](#)),
- La Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2002/92/CE y la Directiva 2011/61/UE ([MIFID II](#)), y
- El Reglamento (UE) N° 648/2012 sobre derivados extrabursátiles, entidades de contrapartida central y registros de operaciones ([EMIR](#)).

5.2.1. IMPLICACIONES RELACIONADAS CON LA MONITORIZACIÓN Y SUPERVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

A efectos de supervisión, REMIT tiene una visión integrada de los mercados mayoristas de energía europeos, entendidos estos como el conjunto de mercados de contado y a plazo, con liquidación física o financiera, de electricidad y gas natural, en cada uno de los Estados miembros; incluyendo, entre otros, los mercados regulados, las plataformas multilaterales de negociación, las operaciones en mercados no organizados (OTC) y los contratos bilaterales, directos o a través de intermediarios.

Los contratos PPAs, como contratos bilaterales a largo plazo de electricidad (contratos derivados sobre electricidad), con independencia del tipo de liquidación, tienen la consideración de productos energéticos al por mayor, de acuerdo con el artículo 2.4 de REMIT, por lo que les es de aplicación lo dispuesto en dicho Reglamento y normativa de desarrollo. En particular, los contratos PPA están sujetos a la obligación de comunicación de datos a ACER, según lo establecido en el artículo 8.1 de REMIT, así como en el artículo 3.1 del Reglamento de Ejecución 1348/2014¹⁹.

Adicionalmente, en el caso de contratos con liquidación financiera deberá considerarse lo establecido en el artículo 6.5 del Reglamento de Ejecución 1348/2014. De esta forma, cuando ya se hayan comunicado los datos de las transacciones de conformidad con la normativa financiera, se considerarán cumplidas las obligaciones respecto a la comunicación de dichos datos, de acuerdo con lo establecido en el artículo 8, apartado 1, de REMIT.

Sin embargo, cabe destacar que en el artículo 6.6 se añade que “De acuerdo con lo

¹⁹ [Reglamento de Ejecución \(UE\) N° 1348/2014 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2014, relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, del Reglamento \(UE\) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.](#)



establecido en el segundo párrafo del artículo 8, apartado 3, del Reglamento (UE) no 1227/2011, y sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 5 del presente artículo, los mercados organizados y los sistemas de casación o de comunicación de operaciones deberán ser capaces de facilitar directamente a la Agencia la información a la que se hace referencia en el apartado 1 del presente artículo”.

Por otro lado, a efectos de comunicación de los contratos PPA con liquidación física, deberá considerarse, asimismo, el artículo 4.1 del Reglamento de Ejecución 1348/2014, conforme al cual, “A menos que se celebren en mercados organizados, los siguientes contratos, y los datos de las transacciones relativas a los mismos, deberán comunicarse únicamente por solicitud motivada de la Agencia para casos específicos: [...] b) contratos para la entrega física de electricidad generada por una sola unidad de producción con una potencia igual o inferior a 10 MW o por unidades de producción con una potencia combinada igual o inferior a 10 MW;”.

5.2.2. IMPLICACIONES RELACIONADAS CON LA MONITORIZACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LOS MERCADOS FINANCIEROS

Con relación a la normativa financiera, si un contrato PPA se corresponde con alguno de los instrumentos financieros derivados enumerados en los puntos 4 a 10 de la Sección C del Anexo I de MiFID II y los definidos en el artículo 4(1)(44)(c) de dicha Directiva, le serán de aplicación los requisitos establecidos en ella y en la normativa de desarrollo. Asimismo, cabe señalar que, al estar incluido en los puntos identificados anteriormente del ámbito de aplicación de MiFID II, el PPA tendrá la consideración de contrato derivado en los términos del apartado 5 del artículo 2 de EMIR, aplicándose también los requisitos previstos en el citado Reglamento y normas de desarrollo.

En cuanto a MiFID II, dicha directiva aplica a las entidades que prestan regularmente servicios de inversión y/o llevan a cabo regularmente actividades de inversión a título profesional en relación con instrumentos financieros. Por lo tanto, su alcance no debe incluir a las personas que desarrollan una actividad profesional distinta a la mencionada anteriormente. A tal efecto, MiFID II prevé un conjunto de exenciones que deben ser tenidas en cuenta por las entidades que negocian PPA²⁰.

En cuanto a los requisitos establecidos en EMIR, son, en términos generales, los siguientes:

- Obligación de comunicar la información relacionada con instrumentos derivados a un registro de operaciones (Trade Repository).
- Obligación de compensación a través de una cámara de contrapartida central (CCP, según sus siglas en inglés), aplicable a transacciones OTC sobre los distintos derivados definidos por ESMA.
- Obligación de implementar técnicas de mitigación de riesgos para derivados

²⁰ Consúltense a este respecto el documento [“Regulación financiera y contratos de derivados en el MIBEL”](#) del CR MIBEL, de julio de 2022.



OTC no compensados a través de una CCP.

Cabe señalar que a través de EMIR REFIT²¹, que entró en vigor el 17 de junio de 2019, se introdujeron cambios en EMIR al objeto de simplificar y dar un enfoque más proporcional a ciertos requisitos establecidos en dicha normativa²².

²¹ [Reglamento \(UE\) 2019/834 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de mayo de 2019](#), que modifica EMIR en lo que respecta a la obligación de compensación, la suspensión de la obligación de compensación, los requisitos de información, las técnicas de reducción del riesgo para los contratos de derivados extrabursátiles no compensados a través de una cámara de contrapartida central, el registro y la supervisión de los registros de operaciones y los requisitos aplicables a los registros de operaciones.

²² También pueden consultarse el documento "[Regulación financiera y contratos de derivados en el MIBEL](#)" del CR MIBEL, de julio de 2022.

