



GREENERGY RENOVABLES, S.A.

(constituida e incorporada en España de acuerdo con la Ley de Sociedades de Capital)

Programa de Pagarés Verdes GREENERGY RENOVABLES 2021

Saldo vivo máximo 100.000.000 EUROS

DOCUMENTO BASE INFORMATIVO DE INCORPORACIÓN DE PAGARÉS AL MERCADO ALTERNATIVO DE RENTA FIJA (“MARF”)

GREENERGY RENOVABLES, S.A. sociedad anónima debidamente constituida bajo la legislación española, con domicilio social en calle Rafael Botí, número 26, 28023 Madrid (España), figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, al tomo 24.430, folio 112, sección 8ª, hoja M-439.423, inscripción 1ª, provista de número de identificación fiscal A-85130821 y con Identificador de Entidad Jurídica (LEI) número 959800M1FVPL5BMW3R13 (“GREENERGY”, el “Emisor” o la “Sociedad”), solicitará la incorporación de los pagarés (los “Pagarés” o los “Valores”) que se emitan de acuerdo con lo previsto en este documento base informativo de incorporación (el “Documento Base Informativo” o “DBI”) al Mercado Alternativo de Renta Fija (“MARF”).

Los Pagarés que se emitan al amparo de este programa tendrán la consideración de pagarés verdes al emitirse de conformidad con el “Greenergy Green Finance Framework” elaborado por GREENERGY en agosto de 2021 (el “Marco de Greenergy para Financiación Verde”) bajo el cual el Emisor emita bonos y pagarés de conformidad con los *Green Bond Principles* (GBP).

Excepto cuando el contexto exija o indique lo contrario, todas las referencias que se realizan en este DBI a “Grupo GREENERGY”, al “Grupo”, “nosotros” o expresiones similares en primera persona del plural se referirán conjuntamente a GREENERGY y a las sociedades de su grupo consolidado.

MARF es un Sistema Multilateral de Negociación (“SMN”) y no un mercado regulado, de conformidad con el Real Decreto-ley 21/2017 de 29 de diciembre de medidas urgentes para la adaptación del derecho español a la normativa de la Unión Europea en materia del mercado de valores. Este Documento Base Informativo es el requerido por la Circular 2/2018, de 4 de diciembre, sobre incorporación y exclusión de valores en el MARF (la “Circular 2/2018”).

Los Pagarés estarán representados mediante anotaciones en cuenta correspondiendo la llevanza de su registro contable a la Sociedad de Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (“IBERCLEAR”) que, junto con sus entidades participantes, será la encargada de su registro contable.

Invertir en los Pagarés conlleva ciertos riesgos.

Lea la sección 1 de factores de riesgo de este Documento Base Informativo.

MARF no ha efectuado ningún tipo de verificación o comprobación en relación con este Documento Base Informativo de incorporación de pagarés, ni sobre el contenido de la documentación e información aportada por el Emisor en cumplimiento de la Circular 2/2018.

Los Pagarés que se emitan bajo el programa se dirigen exclusivamente a inversores cualificados y clientes profesionales de acuerdo con lo previsto en el artículo 205.1 del Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores (la “Ley del Mercado de Valores”) y el artículo 39 del Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos.

No se ha llevado a cabo ninguna acción en ninguna jurisdicción a fin de permitir una oferta pública de los Pagarés o de permitir la posesión o distribución del Documento Base Informativo o de cualquier otro material de oferta donde sea requerida actuación para tal propósito. Este Documento Base Informativo no ha de ser distribuido, directa o indirectamente, en ninguna jurisdicción en la que tal distribución suponga una oferta pública de valores. Este Documento Base Informativo no es una oferta pública de venta de valores ni la solicitud de una oferta pública de compra de valores, ni se va a realizar ninguna oferta de valores en ninguna jurisdicción en la que dicha oferta o venta sea considerada contraria a la legislación aplicable. En particular, este Documento Base Informativo no constituye un folleto informativo aprobado y registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la “CNMV”) y la emisión de los Pagarés que se emitan bajo el programa no constituye una oferta pública de conformidad con lo previsto en el artículo 34 de la Ley del Mercado de Valores, lo que exige de la obligación de aprobar, registrar y publicar un folleto informativo en la CNMV.

LEAD ARRANGER
BANKINTER, S.A.

ENTIDADES COLABORADORAS
BANKINTER, S.A.
BESTINVER SOCIEDAD DE VALORES, S.A.
BANCO DE SABADELL, S.A.

AGENTE DE PAGOS
BANKINTER, S.A.

ASESOR REGISTRADO
NORGESTION, S.A.

INFORMACIÓN IMPORTANTE

Un potencial inversor no debería basar su decisión de inversión en información distinta a la que se contiene en este Documento Base Informativo. Ninguna de las Entidades Colaboradoras, ni el Agente de Pagos, el Asesor Registrado o el Asesor Legal, asumen responsabilidad alguna por el contenido de este Documento Base Informativo. Las Entidades Colaboradoras han suscrito con el Emisor los respectivos contratos de colaboración para la colocación de los Pagarés, pero ninguna de las Entidades Colaboradoras ni ninguna otra entidad han asumido ningún compromiso de aseguramiento de los Pagarés, sin perjuicio de que cualquiera de las Entidades Colaboradoras podrá adquirir, en nombre propio, una parte de los Pagarés.

NO SE HA LLEVADO A CABO NINGUNA ACCIÓN EN NINGUNA JURISDICCIÓN A FIN DE PERMITIR UNA OFERTA PÚBLICA DE LOS PAGARÉS O LA POSESIÓN O DISTRIBUCIÓN DEL DOCUMENTO BASE INFORMATIVO O DE CUALQUIER OTRO MATERIAL DE OFERTA EN NINGÚN PAÍS O JURISDICCIÓN DONDE SEA REQUERIDA ACTUACIÓN PARA TAL PROPÓSITO. ESTE DOCUMENTO NO HA DE SER DISTRIBUIDO, DIRECTA O INDIRECTAMENTE, EN NINGUNA JURISDICCIÓN EN LA QUE TAL DISTRIBUCIÓN SUPONGA UNA OFERTA. ESTE DOCUMENTO NO ES UNA OFERTA DE VENTA DE VALORES NI LA SOLICITUD DE UNA OFERTA DE COMPRA DE VALORES, NI EXISTIRÁ NINGUNA OFERTA DE VALORES EN CUALQUIER JURISDICCIÓN EN LA QUE DICHA OFERTA O VENTA SEA CONSIDERADA CONTRARIA A LA LEGISLACIÓN APLICABLE.

NORMAS EN MATERIA DE GOBERNANZA DE PRODUCTO (*PRODUCT GOVERNANCE*) CONFORME A MiFID II. EL MERCADO DESTINATARIO SERÁ ÚNICAMENTE CONTRAPARTES ELEGIBLES Y CLIENTES PROFESIONALES.

Exclusivamente a los efectos del proceso de aprobación de los Pagarés como instrumentos financieros o “producto” (en el sentido que a este término se da en MiFID II) que ha de llevar a cabo el Emisor en su condición de “productor”, tras la evaluación del mercado destinatario de los Pagarés se ha llegado a la conclusión de que: (i) el mercado destinatario de los Pagarés está constituido únicamente por “**contrapartes elegibles**” y “**clientes profesionales**”, según la definición atribuida a cada una de dichas expresiones en 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**”), en vigor desde el 3 de enero de 2018, y en su normativa de desarrollo, en particular la Directiva Delegada (UE) 2017/593 de la Comisión de 7 de abril de 2016; y (ii) todos los canales de distribución de los Pagarés a contrapartes elegibles y clientes profesionales son adecuados.

Toda persona que tras la colocación inicial de los Pagarés ofrezca, venda, ponga a disposición de cualquier otra forma o recomiende los Pagarés (a estos efectos, el “**Distribuidor**”), deberá tener en cuenta la evaluación del mercado destinatario definido para este producto. No obstante, todo Distribuidor sujeto a MiFID II será responsable de llevar a cabo su propia evaluación del mercado destinatario con respecto a los Pagarés (ya sea aplicando la evaluación del mercado destinatario del Emisor o perfeccionándola) y de determinar los canales de distribución

adecuados.

PROHIBICIÓN DE VENTA A INVERSORES MINORISTAS DEL ESPACIO ECONÓMICO EUROPEO

Los Pagares no están destinados a su oferta, venta o cualquier otra forma de puesta a disposición, ni deben ser ofrecidos, vendidos a o puestos a disposición de inversores minoristas en el Espacio Económico Europeo (el “EEE”).

A estos efectos, por “**inversor minorista**” se entiende una persona que se ajuste a cualquiera de las siguientes definiciones o a ambas:

- (i) “**cliente minorista**” en el sentido previsto en el apartado (11) del artículo 4 (1) de MiFID II; o
- (ii) “**cliente**” en el sentido previsto en la Directiva 2002/92/CE, siempre que no pueda ser calificado como cliente profesional conforme a la definición incluida en el apartado (10) del artículo 4(1) de MiFID II.

En consecuencia, no se ha preparado ninguno de los documentos de datos fundamentales exigidos por el Reglamento (UE) n° 1286/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de noviembre de 2014, sobre los documentos de datos fundamentales relativos a los productos de inversión minorista empaquetados y los productos de inversión basados en seguros (el “**Reglamento 1286/2014**” o el “**Reglamento de PRIIPs**”) a los efectos de la oferta, venta o puesta a disposición de los Pagares a inversores minoristas en el EEE y, por tanto, cualquiera de dichas actividades podría ser ilegal en virtud de lo dispuesto en el Reglamento de PRIIPs.

EMISIÓN DE PAGARÉS VERDES BAJO EL *GREENERGY GREEN FINANCE FRAMEWORK*

El Emisor ha estructurado los Pagares que se emitan al amparo del Programa para que puedan tener la consideración de “*instrumento verde*” de conformidad con el “*Greenergy Green Finance Framework*” elaborado por la Sociedad en agosto de 2021 (tal y como sea modificado o suplementado en cada momento, el “**Marco de Greenergy para Financiación Verde**”) bajo el cual el Emisor emita bonos y pagarés de conformidad con los *Green Bond Principles* (GBP) y suscriba contratos de financiación de conformidad con los *Green Loan Principles* (GLP) cuyos fondos se destinen a financiar o refinanciar, total o parcialmente, proyectos existentes o futuros con los que se espere incrementar la cuota de energías renovables dentro del *pool* eléctrico, para lo cual el Emisor ha obtenido con fecha 26 de agosto de 2021 una opinión de experto (*second party opinion*) de Sustainalytics, una firma profesional perteneciente al grupo Morningstar y una de las empresas líderes a nivel mundial en proporcionar servicios ASG (ambiental, social y gobierno corporativo) (“**Sustainalytics**”) confirmando que el Marco de Greenergy para Financiación Verde es creíble y generador de un impacto positivo, y alineado con los cuatro principios fundamentales que componen los GBP y los GLP: uso de fondos (*use of proceeds*), proceso de evaluación y selección de proyectos (*project evaluation/selection*), gestión de los fondos (*management of proceeds*) y emisión de informes (*reporting*).

ÍNDICE

1.	FACTORES DE RIESGO.....	7
1.1.	Información fundamental sobre los principales riesgos específicos del Emisor y del Grupo y de sus sectores de actividad y negocio.....	8
1.1.1.	Riesgos del sector de actividad y del negocio del Emisor.....	8
1.1.2.	Riesgos específicos del Emisor.....	28
1.1.3.	Riesgos Financieros.....	36
1.2.	Factores de riesgo específicos de los Valores.....	43
2.	INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR.....	47
3.	DENOMINACIÓN COMPLETA DE LA EMISIÓN DE VALORES.....	68
4.	PERSONAS RESPONSABLES.....	68
5.	FUNCIONES DEL ASESOR REGISTRADO DEL MARF.....	68
6.	SALDO VIVO MÁXIMO.....	71
7.	DESCRIPCIÓN DEL TIPO Y LA CLASE DE LOS VALORES. NOMINAL UNITARIO.....	71
8.	LEGISLACIÓN APLICABLE Y JURISDICCIÓN DE LOS VALORES.....	71
9.	REPRESENTACIÓN MEDIANTE ANOTACIONES EN CUENTA.....	71
10.	DIVISA DE LAS EMISIONES.....	72
11.	CLASIFICACIÓN DE LOS PAGARÉS. ORDEN DE PRELACIÓN.....	72
12.	ESTRUCTURACIÓN DE LOS PAGARÉS QUE SE EMITAN AL AMPARO DEL PROGRAMA COMO “PAGARÉS VERDES”.....	72
13.	DESCRIPCIÓN DE LOS DERECHOS VINCULADOS A LOS VALORES Y PROCEDIMIENTO PARA EL EJERCICIO DE LOS MISMOS. MÉTODO Y PLAZOS PARA EL PAGO DE LOS VALORES Y PARA LA ENTREGA DE LOS MISMOS.....	74
14.	FECHA DE EMISIÓN. PLAZO DE VIGENCIA DEL PROGRAMA.....	75
15.	TIPO DE INTERÉS NOMINAL. INDICACIÓN DEL RENDIMIENTO Y MÉTODO DE CÁLCULO.....	75
16.	ENTIDADES COLABORADORAS, AGENTE DE PAGOS Y ENTIDAD DEPOSITARIA.....	79
17.	PRECIO DE AMORTIZACIÓN Y DISPOSICIONES RELATIVAS AL VENCIMIENTO DE LOS VALORES. FECHA Y MODALIDADES DE AMORTIZACIÓN.....	80

18. PLAZO VÁLIDO EN EL QUE SE PUEDE RECLAMAR EL REEMBOLSO DEL PRINCIP	
19. PLAZO MÍNIMO Y MÁXIMO DE EMISIÓN	80
20. AMORTIZACIÓN ANTICIPADA	81
21. RESTRICCIONES A LA LIBRE TRANSMISIBILIDAD DE LOS VALORES	81
22. FISCALIDAD DE LOS VALORES	81
22.1. Inversores personas físicas con residencia fiscal en España.....	83
22.1.2. Impuesto sobre el Patrimonio	84
22.1.3. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones.....	85
22.2. Inversores personas jurídicas con residencia fiscal en España	85
22.2.1. Impuesto sobre Sociedades.....	85
22.2.2. Impuesto sobre el Patrimonio	86
22.2.3. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones.....	86
22.3. Inversores no residentes en territorio español	86
22.3.2. Impuesto sobre la Renta de no residentes: Inversores no residentes en España sin establecimiento permanente.....	86
22.3.3. Impuesto sobre el Patrimonio	87
22.3.4. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones.....	88
22.4. Obligaciones de información.....	89
22.5. Imposición indirecta en la adquisición y transmisión de los Pagarés.....	90
23. PUBLICACIÓN DEL DOCUMENTO BASE INFORMATIVO	90
24. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COLOCACIÓN Y, EN SU CASO, SUSCRIPCIÓN DE LA EMISIÓN	90
23.1. Colocación por las Entidades Colaboradoras.....	90
23.2. Emisión y suscripción de los Pagarés directamente por inversores finales.....	91
25. COSTES DE TODOS LOS SERVICIOS DE ASESORAMIENTO LEGAL, FINANCIERO, AUDITORIA Y OTROS SERVICIOS AL EMISOR CON OCASIÓN DE LA EMISIÓN/INCORPORACIÓN, ASÍ COMO LOS COSTES DE COLOCACIÓN Y, EN SU CASO ASEGURAMIENTO, ORIGINADOS POR LA EMISIÓN Y COLOCACIÓN E INCORPORACIÓN	91
26. SOLICITUD DE INCORPORACIÓN DE LOS PAGARÉS AL MARF	91
25.1. Plazo de incorporación	91

25.2. Publicación de la incorporación de las emisiones de los Pagarés.....	92
27. CONTRATO DE LIQUIDEZ.....	92
ANEXOS	
<u>ANEXO 1: CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO CERRADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2020</u>	95
<u>ANEXO 2: CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO CERRADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2019</u>	96

DOCUMENTO BASE INFORMATIVO DE INCORPORACIÓN DE PAGARÉS

1. FACTORES DE RIESGO

Las actividades, los resultados y la situación financiera del Emisor y de las sociedades que componen el Grupo GREENERGY están sujetos, principalmente, a riesgos relacionados con el sector de actividad en el que opera, así como a riesgos específicos del Emisor y del Grupo GREENERGY en sus distintas líneas de negocio o actividad. Estos riesgos podrían materializarse o agravarse como consecuencia de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, de negocios y financieras, y, por tanto, cualquier inversor debe tenerlos en cuenta. Adicionalmente, antes de tomar la decisión de suscribir los Pagarés, deben valorarse detenidamente los factores de riesgo relativos a los Pagarés.

Los potenciales inversores deben analizar atentamente los riesgos descritos más adelante, junto con el resto de la información contenida en este Documento Base Informativo y la información pública disponible antes de invertir en los Pagarés:

<http://greenergy.eu/es/inversores/>

<https://www.cnmv.es/portal/Consultas/DatosEntidad.aspx?nif=A85130821>

En el caso de que cualquiera de estos riesgos se materializara, las actividades, los resultados o la situación financiera del Emisor y/o de las sociedades que componen nuestro Grupo, y/o la capacidad del Emisor para reembolsar los Pagarés a vencimiento podrían verse afectados de forma adversa y, como consecuencia de ello, el precio de mercado de los Pagarés podría disminuir y ello causar una pérdida de la totalidad o parte de cualquier inversión en los Pagarés.

El Emisor considera que los factores descritos a continuación representan los riesgos principales o materiales inherentes a la inversión en los Pagarés específicos del Emisor o de sus sectores de actividad, pero el impago de los Pagarés en el momento del reembolso puede producirse por otros motivos no previstos o no conocidos. La mayoría de estos factores son contingencias que, por su naturaleza, pueden producirse o no, y el Emisor no puede manifestar una opinión sobre la probabilidad de que se produzca cualquiera de dichas contingencias.

El Emisor no manifiesta que los factores descritos a continuación sean exhaustivos y es posible que los riesgos e incertidumbres descritos no sean los únicos a los que se enfrente el Emisor y nuestro Grupo. Es posible que riesgos e incertidumbres adicionales actualmente desconocidos o que en estos momentos no se consideren significativos por sí solos o junto con otros (identificados en este Documento Base Informativo o no) puedan tener un efecto material adverso en la actividad, la situación financiera y el resultado de explotación del Emisor y/o de las sociedades que componen nuestro Grupo y, en consecuencia, la capacidad del Emisor para reembolsar los Pagarés a vencimiento, y que ello pudiera resultar en una disminución del precio de mercado de los Pagarés, causando en su caso una pérdida de la totalidad o parte de cualquier inversión en los Pagarés.

El orden en el que se presentan los factores de riesgo expuestos a continuación no es

necesariamente una indicación de la probabilidad de que dichos riesgos se materialicen, de la potencial importancia de los mismos, ni del alcance de los posibles perjuicios para las actividades, los resultados o la situación financiera de nuestro Grupo y/o para los Pagarés.

1.1. INFORMACIÓN FUNDAMENTAL SOBRE LOS PRINCIPALES RIESGOS ESPECÍFICOS DEL EMISOR Y DEL GRUPO Y DE SUS SECTORES DE ACTIVIDAD Y NEGOCIO

Los principales riesgos específicos del Emisor y de la actividad del Emisor y de las sociedades dependientes del Emisor que forman parte de nuestro Grupo son los siguientes:

1.1.1. RIESGOS DEL SECTOR DE ACTIVIDAD Y DEL NEGOCIO DEL EMISOR

1.1.1.1. Riesgos derivados de la incertidumbre y limitaciones a actividades empresariales originada por la crisis que resulta del COVID-19

Como consecuencia de la rápida propagación del COVID-19 fuera de China y, especialmente en Europa, el pasado 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud elevó la situación de emergencia de salud pública ocasionada por el virus a pandemia internacional.

En este sentido, el ejercicio 2020 se ha visto afectado por la expansión del COVID-19, que ha planteado importantes desafíos a las actividades comerciales e introducido un alto grado de incertidumbre sobre la actividad económica y la demanda de energía a escala mundial. El confinamiento de gran parte de la población mundial ha conllevado una disminución de la actividad económica que ha provocado caídas generalizadas en los índices macroeconómicos, de la demanda energética y de los precios de las principales variables energéticas. En concreto, España fue el país de la Unión Europea que más vio caer su PIB en el cuarto trimestre de 2020. Tanto la media de la Unión Europea (-4,8%) como de la Eurozona (-5%) registraron alrededor de la mitad de la caída que España en el cuarto trimestre de 2020 respecto al mismo periodo del 2019. Todos los países se anotaron descensos. Sin embargo, en la comparativa intertrimestral entre el cuarto trimestre de 2020 y el cuarto trimestre de 2019, España se situaba entre los que lograron un avance del PIB, del 0,4%, que contrasta con la caída en la Eurozona (-0,6%) y en el conjunto de los 27 de la Unión Europea (-0,4%).

Asimismo, los efectos de la pandemia del COVID-19 aumentan la incertidumbre sobre la visión futura de las compañías y de la economía en general. Por lo general, y en el caso concreto del Emisor, el Covid-19 no ha tenido impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas. No obstante, determinadas medidas que han ido adoptando los diferentes países, como restricciones al libre movimiento de personas, con obligaciones de cuarentena, aislamiento o confinamiento, cierre de fronteras y cierre de locales públicos y privados (salvo los de primera necesidad y sanitarios) han ocasionado una reducción de la actividad del Grupo, principalmente en Argentina y Perú, lo que ha supuesto retrasos en la construcción de los proyectos de Kosten, Duna y Huambos, originando retrasos en la obtención de ingresos por venta de energía.

Sin perjuicio de lo anterior, la Cuenta de Resultados consolidada del ejercicio 2020 presenta

unas cifras de ingresos que suponen los mejores resultados logrados por GREENERGY hasta el momento. Un EBITDA de 23,7 millones de euros y un Resultado Neto de 15,1 millones de euros evidencian el esfuerzo realizado durante los últimos años en el proceso de desarrollo y ejecución de los proyectos en cartera en Latinoamérica, especialmente en Chile, esfuerzo que se traduce en importantes resultados positivos para el Grupo y que sienta las bases para continuar con el *pipeline* en LATAM y España como estaba previsto. Los Ingresos totales y el EBITDA ascienden a 113,4 millones de euros y 23,7 millones de euros, respectivamente.

Por lo que se refiere a este ejercicio de 2021, resulta extremadamente complicado predecir el impacto de la pandemia tanto a nivel nacional como a nivel regional (Europa o LATAM), ya que dependerá en gran medida del éxito de las distintas campañas de vacunación que ya se están implementando y de la rapidez con que se consiga vacunar a un porcentaje elevado de la población, y de si estas vacunas proporcionan inmunidad frente a las distintas cepas del Covid-19, tanto las ya conocidas como otras pendientes de surgir en su caso. Pero es importante advertir que las previsiones de Eurostat para España en este ejercicio de 2021 ya apuntan a un potencial crecimiento del PIB en 6,2% y del 6,3% para 2022 (fuente: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-performance-country/spain/economic-forecast-spain_en). Respecto a América Latina, las estimaciones del Fondo Monetario Internacional prevén el crecimiento del PIB en esta región en un 4,6% (fuente: <https://www.imf.org/es/Publications/REO/WH/Issues/2021/04/14/Regional-Economic-Outlook-April-2021-Western-Hemisphere>)

Por lo que se refiere a la organización de nuestros recursos humanos, tal y como aparece en la presentación de resultados del primer trimestre del año 2020, GREENERGY no sólo ha tenido que adaptar su negocio y sus expectativas económicas a las circunstancias derivadas del COVID-19, sino que también ha adaptado la organización de sus recursos humanos a la situación actual. En este sentido, GREENERGY ha priorizado la seguridad de sus trabajadores, implementando el teletrabajo de tal manera que puedan seguir trabajando con la máxima seguridad posible. No obstante, la estrategia por la digitalización y la flexibilidad laboral llevada a cabo por GREENERGY en los últimos años, ha permitido implantar el teletrabajo con gran éxito en todas las oficinas. (fuente: <https://greenergy.eu/wp-content/uploads/2020/05/greenergy-earning-results-1Q20-esp.pdf>)

1.1.1.2. Riesgos regulatorios

Las actividades del Grupo están sujetas al cumplimiento de la normativa tanto específica como sectorial como de carácter general de las distintas jurisdicciones en las que está presente (normativa contable, medioambiental, laboral, protección de datos o fiscal, entre otras). Asimismo, aunque muchos proyectos ya son rentables sin necesidad de subsidios públicos ni tarifas reguladas, el desarrollo de las fuentes de energía renovable en ciertos países y regiones sigue dependiendo de las políticas nacionales e internacionales de apoyo a esta industria.

Como en todos los sectores regulados, los cambios normativos podrían tener un impacto

sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

El Emisor no puede garantizar que no vayan a producirse modificaciones en la actual regulación en cada uno de estos países y/o mercados, tanto en lo que respecta a los ingresos como a los costes que, en caso de ser relevantes, podrían tener un efecto adverso significativo sobre el Grupo.

Asimismo, el Emisor no puede garantizar que no se puedan producir cambios en la normativa fiscal aplicable en cada uno de los países donde el Grupo GREENERGY opera y que puedan implicar una subida en los tipos impositivos de los distintos tributos aplicables a los resultados de las Filiales y al reparto de dividendos al Emisor como sociedad matriz, así como en las tasas impositivas que se puedan aplicar sobre la producción y venta de energía.

Cambios en la regulación del sector eléctrico y, en particular, la del sector de las energías renovables, y en la normativa fiscal de los países en los que el Grupo opera podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

A) España

En el caso particular de los Proyectos que actualmente está desarrollando el Grupo GREENERGY en España, el riesgo de un cambio del marco regulatorio es limitado en la medida en la que los ingresos de las instalaciones de producción de estos Proyectos no estarán sujetos al régimen del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (el “**Real Decreto 413/2014**”), en virtud del cual se aprobaron ciertos parámetros retributivos para instalaciones tipo que ya estuvieran en operación a la fecha de entrada en vigor de dicho Real Decreto y que prevén la revisión de dichos parámetros retributivos en períodos regulatorios de 6 años sobre la base de la rentabilidad razonable de las instalaciones, calculada dicha rentabilidad como el rendimiento del Bono español a 10 años más 300 puntos básicos.

No obstante, si la revisión de dichos parámetros retributivos del Real Decreto 413/2014 para el período regulatorio 2020-2025 fuera superior a la prevista o esperada por el mercado, o el precio del bono español a 10 años experimentase una fuerte subida de tipo, ello podría hacer más atractiva la inversión en proyectos “*brownfield*” que se beneficien de dichos parámetros retributivos (en particular, la Retribución a la Inversión y la Retribución a la Operación), por contraposición a la inversión en proyectos “*greenfield*”, y por tanto, perjudicar los márgenes de negocio obtenidos por el Emisor en la venta de Proyectos a terceros inversores.

Asimismo, la actividad de generación de energía del Grupo en España como IPP (*Independent Power Producer*) está sometida además a diversos costes externos definidos por la regulación, como son el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica introducido por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, y cuya base imponible, tipo de gravamen (actualmente del 7%) o devengo (actualmente suspendido) podría cambiar en el futuro.

El 23 de noviembre de 2019 se publicó el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre de 2019, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación. Los principales aspectos recogidos en el Real Decreto-ley son:

- Establece la rentabilidad razonable para renovables, cogeneración y residuos y la tasa de retribución financiera para la producción en los territorios no peninsulares para el periodo 2020-2025. Se actualiza el valor al 7,09% vs el 7,398% o el 7,503% según el tipo de instalaciones.
- Establece que el Gobierno aprobará antes del 29 de febrero de 2020 el resto de los parámetros retributivos que serán de aplicación entre 2020 y 2025, que requerían previamente de la definición de la rentabilidad razonable que se lleva a cabo en la norma.
- Incorpora un mecanismo al que se podrán acoger las instalaciones que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013: da la opción a sus titulares de mantener una rentabilidad razonable por sus instalaciones del 7,398% hasta 2031. Esta medida no será de aplicación cuando exista el derecho a percibir una indemnización como consecuencia de una sentencia firme o un laudo arbitral definitivo, o se mantengan abiertos los procesos arbitrales o judiciales en curso, salvo que se acredite renuncia fehaciente a la percepción de dicha compensación, continuación o reinicio de dichos procesos. Además, las instalaciones que así lo deseen podrán renunciar al marco retributivo que regula este Real Decreto-ley, y acogerse al ordinario, sujeto a revisión cada seis años.

El 21 de enero de 2020 el Consejo de Ministros aprobó el acuerdo de Declaración ante la Emergencia Climática y Ambiental en España en la que el Ejecutivo se compromete en los primeros 100 días a:

- Llevar a las Cortes un proyecto de ley que garantice alcanzar las emisiones netas cero no más tarde de 2050, impulsado para ello un sistema eléctrico 100% renovable, un parque de turismos y de vehículos comerciales con emisiones de 0 gramos de CO₂ por kilómetro, un sistema agrario neutro en emisiones de CO₂ equivalente, y un sistema fiscal, presupuestario y financiero compatibles con la necesaria descarbonización de la economía y de la sociedad.
- Definir la senda de descarbonización a largo plazo de nuestro país, que asegure el objetivo de neutralidad climática a más tardar en el año 2050.
- Presentar el segundo Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático.
- Impulsar la transformación de nuestro modelo industrial y del sector servicios a través de Convenios de Transición Justa y de medidas de acompañamiento.

El 28 de febrero de 2020 se publicó la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero de 2020, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables,

cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero del 2020 y el 31 de diciembre de 2025.

El 6 de marzo de 2020 se publicaron las Resoluciones de 26 de febrero de 2020, de la CNMC, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras y transportadoras de energía eléctrica para el ejercicio 2020. Estaba prevista la aprobación de una resolución retributiva para el ejercicio 2020 no obstante, en tanto dicha resolución retributiva no sea aprobada y surta efectos, se deberá seguir aplicando en las primeras liquidaciones del ejercicio 2020 la retribución aprobada en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, para las distribuidoras y la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, para las transportistas, por la que se establece la retribución para el año 2016, última retribución que se encuentra aprobada y que se ha venido aplicando los últimos ejercicios.

El 26 de marzo de 2020 se publicó la Orden TED/287/2020, de 23 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2020.

En el marco de la “Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050”, en virtud de la Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, se publicó el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adoptó la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, remitido a la Comisión Europea.

El 19 de mayo de 2020, el Consejo de Ministros remitió a las Cortes el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (PLCCTE). Con ello, se inicia la tramitación parlamentaria de un texto que constituirá el marco normativo e institucional para facilitar la progresiva adecuación de la realidad nacional a las exigencias que regulan la acción climática y que facilitará y orientará la descarbonización de la economía española a 2050, una descarbonización que tiene que ser socialmente justa.

El 24 de junio de 2020 se publicó el Real Decreto-ley 23/2020 por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. Contiene una batería de medidas para impulsar, de forma ordenada y rápida, la transición energética hacia un sistema eléctrico 100% renovable y favorecer la reactivación económica en línea con el Pacto Verde Europeo. La norma entre otras cosas, elimina barreras para el despliegue masivo de fuentes renovables, define nuevos modelos de negocio y fomenta la eficiencia energética, establece hitos y plazos temporales para evitar movimientos especulativos en la utilización de los permisos de acceso a la red, crea un nuevo sistema de subastas que ofrece estabilidad al inversor y permite que el conjunto de los consumidores se beneficie de los ahorros asociados a la integración de renovables en el sistema y habilita la posibilidad de inyectar el superávit de ejercicios anteriores con el objeto de asegurar la liquidez del sistema y mitigar los desajustes que ha provocado la crisis del COVID-19.

El 22 de septiembre de 2020 el Gobierno aprobó el Plan Nacional de Adaptación al Cambio

Climático.

El 3 de noviembre de 2020 se publicó el Real Decreto 960/2020, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. Se ha aprobado en aplicación del RDL 23/2020 como marco retributivo alternativo al régimen retributivo específico. Establece el ámbito de aplicación de subastas para instalaciones de generación renovables, el régimen retributivo a percibir, así como los requisitos y garantías exigibles.

Derivado de este Real Decreto se ha aprobado la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025. La convocatoria de la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en esta Orden, con los detalles específicos de la misma, se recoge en la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía. Esta primera subasta se celebró el 26 de enero de 2021 para un cupo de 3.000 MW renovables, con dos reservas mínimas de al menos 1.000 MW eólicos y 1.000 MW solar fotovoltaica. El 28 de enero de 2021 se publicó en el BOE la Resolución de 26 de enero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la primera subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

Por último, el 30 de diciembre de 2020 se publicó el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este real decreto tiene por objeto establecer los principios y criterios en relación con la solicitud, tramitación y otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplicarán a productores, consumidores, titulares de instalaciones de almacenamiento y titulares y gestores de las redes de transporte y distribución. En febrero de 2021, se ha aprobado la Estrategia de Almacenamiento Energético con la meta de alcanzar los 20 GW en 2030 y los 30 GW en el horizonte de 2050, permitiendo así respaldar el despliegue de energías renovables para que sean claves en garantizar la seguridad de suministro y en facilitar unos precios más bajos de la energía.

B) Italia

Italia representa uno de los mercados renovables más maduro en el mundo.

No obstante, el país está todavía lejos de los objetivos europeos en términos de energía y sostenibilidad y, como ha indicado también en el PNIEC (plano nacional de Energía y Ambiente publicado por parte Ministerio del Desarrollo Económico), Italia necesita agregar en su “fuel mix” alrededor de 30 GW de fotovoltaico, que suman a los actuales 20 GW ya presentes en el país (alrededor el 9% en la composición por fuente).

La venta de energía se realiza por medio del mercado SPOT o por medio de acuerdo PPAs.

El desarrollo en Italia considera una normativa eléctrica bastante clara y transparente, que

permite un desarrollo claro contra la especulación existente en el pasado.

La regulación aplicable es el documento llamado TICA (*Testo integrato delle connessioni attive*), según la “deliberazione ARG/elt 99/08” (y todas las modificaciones e integraciones).

La necesidad de pagar un anticipo por la conexión y de empezar el trámite de autorización en un tiempo máximo, permite asegurar al mercado la existencia de proyectos claros y viables.

Desde el punto de vista ambiental, la regulación es bastante articulada, en consideración que, siendo Italia un territorio bastante diversificado, cada una de las 20 regiones tiene la facultad de aplicar su propia normativa regional, a tutela del propio paisaje y ambiente, aplicando restricciones diferentes por regiones.

De todas formas, los procesos a seguir son estándares y básicamente, se refieren al art. 27bis del DLgs 152/2006 que norma la PAUR (*Provvedimento autorizzatorio unico regionale*), que incluye en un único proceso el proceso de VIA (*Valutazione Impatto Ambientale*) más la “Autorizzazione Única”- según el art. 12 del DLgs 387/2003.

C) Reino Unido

El marco regulatorio del mercado eléctrico en el Reino Unido ha evolucionado a lo largo del tiempo con el objetivo de satisfacer las necesidades de los consumidores y, más recientemente, han centrado su atención en la descarbonización. En los inicios del mercado de las energías renovables, se disponía de subvenciones para la generación, pero a medida que el mercado ha ido desarrollándose, dicho apoyo a las subvenciones ha ido reduciéndose progresivamente.

Autoridades reguladoras

Las principales autoridades reguladoras en el sector eléctrico en el Reino Unido son las siguientes:

- El Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (*Department for Business, Energy and Industrial Strategy*) (“**BEIS**”), que es responsable de la legislación, la política y la regulación en materia de negocios, estrategia industrial, ciencia, innovación, energía y cambio climático, y busca desarrollar la industria de la energía y proporcionar precios justos para los consumidores;
- La Autoridad de los Mercados del Gas y la Electricidad (*Gas and Electricity Markets Authority*) (“**GEMA**”), que es el órgano rector de la OFGEM (tal y como se define más adelante) y se encarga de proteger a los consumidores potenciando la competencia, la innovación, emisiones más ecológicas y precios más bajos para los consumidores;
- La Oficina de los Mercados del Gas y la Electricidad (*Office of Gas and Electricity Markets*) (“**OFGEM**”), la cual es un departamento gubernamental no ministerial, el principal órgano rector del mercado energético en el Reino Unido y tiene la responsabilidad de conceder y hacer cumplir las licencias (véase más abajo).

Visión general de los permisos, licencias y autorizaciones

- **Licencias de generación, transmisión, distribución y suministro**: estas licencias son necesarias para las actividades particulares (sujetas a exenciones) en virtud del artículo 6 de la Ley de Electricidad de 1989, incluidas las actividades de generación. Normalmente, un proyecto fotovoltaico (siempre que tenga una capacidad neta declarada inferior a 100MW), está exento de la obligación de obtener una licencia de generación.
- **Permiso de planificación u orden de consentimiento de desarrollo**: La construcción de una planta fotovoltaica y cualquier infraestructura asociada a la misma requerirá un permiso de planificación o una orden de consentimiento de desarrollo (para proyectos más grandes) en Inglaterra y Gales. Los regímenes de autorización para obtener un permiso de planificación o una orden de autorización de desarrollo variarán en función de dónde esté situado el proyecto (es decir, en Inglaterra o Gales) y de la capacidad de generación instalada. Para obtener el permiso de urbanismo, es posible que haya que realizar una evaluación de impacto ambiental (*Environmental Impact Assessment*) (“EIA”) en función de la capacidad de los proyectos de tener un efecto significativo sobre el medio ambiente.

Mercado de la electricidad y fuentes de ingresos

- **Acuerdo de compra de energía (PPA)**: la energía de un proyecto fotovoltaico suele venderse a través de un PPA con un proveedor autorizado. Algunos proyectos no exportan a la red británica, sino que venden la energía a un anfitrión o vecino a través de un cable privado. Los PPA tienden a ser a largo plazo para permitir la financiación del proyecto, pero a medida que el mercado se ha desarrollado, más proyectos están optando por PPA a corto plazo.
- **Garantía de Exportación Inteligente (Smart Export Guarantee)**: Los nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica pueden beneficiarse de la Garantía de Exportación Inteligente (“SEG”). El régimen SEG tiene por objeto apoyar la generación de pequeñas cantidades (hasta 5 MW) de bajas emisiones de carbono a través de los pagos SEG de los proveedores autorizados (acordados con el proveedor correspondiente). Hay que tener en cuenta que las tarifas de alimentación (*Feed-in Tariffs*) (“FIT”) y los Certificados de Obligación de Renovables (*Renewables Obligation Certificates*) (“ROC”) ya no están disponibles para nuevos proyectos solares.
- **Contrato por diferencia (Contract for Difference) (“CfD”)**: El apoyo a los precios de la energía solar puede adoptar la forma de un CfD concedido por el gobierno entre un generador y la Compañía de Contratos de Baja Emisión de Carbono (*Low Carbon Contracts Company*) (una sociedad anónima privada que es propiedad del Secretario de Estado del BEIS y que es la contraparte del CfD). Los activos solares fotovoltaicos de un tamaño superior a 5MW compiten con otras tecnologías establecidas en una subasta y los generadores ganadores reciben CfDs. Un generador vende su electricidad en el mercado, pero recibe un complemento (por encima del precio de mercado de la electricidad) a un "precio de ejercicio" previamente acordado en el marco del CfD para la electricidad

producida durante un período de 15 años (o, si el precio de mercado de la electricidad es superior al precio de ejercicio, el generador pagará la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio de mercado a la Compañía de Contratos de Baja Emisión de Carbono). La próxima (cuarta) subasta de CfD está prevista para otoño de 2021.

- Garantía de Origen de Energía Renovable (*Renewable Energy Guarantee of Origin*) ("REGOs"): Los REGOs son certificados que demuestran que la electricidad ha sido producida a partir de fuentes renovables. El sistema REGO está diseñado para ofrecer a los consumidores transparencia a la hora de saber qué parte de su electricidad procede de fuentes renovables. La OFGEM expide un certificado REGO por cada megavatio hora de producción renovable a los generadores de electricidad renovable. Los REGO suelen venderse al proveedor de energía que toma la energía del proyecto con un valor mínimo atribuido a ellos, pero hay un mercado en desarrollo para estos certificados.

D) Chile

Hasta la fecha el Grupo ha operado en Chile a través de instalaciones fotovoltaicas adheridas al régimen de los pequeños medios de generación distribuida (PMGD), así como lo son los pequeños medios de generación (PMG) conectados directamente a subestaciones eléctricas. Los PMGD's y PMG's (PMG/D) son todos aquellos medios de generación con excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW, conectados en redes de media tensión en los sistemas de distribución, siendo este tipo de proyectos los que conforman la cartera de proyectos de GREENERGY a corto plazo en Chile.

La principal diferencia en la comercialización de energía entre un PMG/D y los demás generadores consiste en la venta a través de un precio estabilizado. El mecanismo de estabilización de precios se determina mediante modificación a Ley de servicios eléctricos el 2007 y este lo liquida el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) mensualmente, como diferencia entre el precio marginal y el precio nudo a corto plazo (PNCP). A su vez, este precio PNCP viene fijado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada 6 meses. Lo fija en base a la proyección que realizan de los costos marginales (Cmg) para los próximos 48 meses, proyecciones de deshielo y precios de contratos licitatorios vigentes en cada nudo. La estimación de Cmg, al ser una media de la evolución de los costos marginales en los próximos cuatro años y en las 24 horas del día, además de ser el que mayor peso relativo lleva en el PNCP, el precio no presenta grandes variaciones, manteniéndose estable en comparación con el precio del mercado spot (el precio Cmg horario instantáneo). Desde la aplicación del nuevo régimen de estabilización de precios dictado en el Decreto Supremo 88 (DS88), la misma CNE definirá anualmente en enero y agosto un nuevo cálculo de precio estabilizado, siendo el mismo mecanismo de liquidación de las diferencias por el CEN (esto a partir de plantas declaradas en construcción posterior al 8 de abril de 2022)

Además, todas las empresas generadoras pueden firmar contratos con los clientes a precios libremente pactados (clientes no regulados) o a precio estabilizado determinado por la CNE como se explicó anteriormente, que se compensa desde los generadores que cuentan con

contratos de suministro regulado y en sentido contrato si el precio de Cmg es mayor al precio estabilizado o PNCP. Otra forma de comercialización de la energía generada es mediante un proceso regulado de licitaciones de suministro para empresas distribuidoras. A su vez, las empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados finales, o bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con empresas de generación.

Los generadores deben comunicar al CDEC respectivo, con una antelación de 6 meses, la opción de venta de energía a la cual se van a acoger (precio de nudo o precio estabilizado). Para cambiar de régimen se debe avisar con 12 meses de anticipación y el periodo mínimo de permanencia para cada régimen es de 4 años.

La modificación aprobada por el Ministerio de Energía en octubre de 2020 (DS88), que pasó a llamarse Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, establece un régimen transitorio para los proyectos que ya están bajo el esquema retributivo actual y para aquellos que están en desarrollo avanzado. En este sentido, los proyectos que ya están en operación podrán seguir recibiendo el precio estabilizado actual por un plazo de hasta 14 años a contar desde la entrada en vigor del nuevo reglamento, y los que estén en desarrollo avanzado, por un plazo de 14 años desde la conexión. Para ello, estos proyectos deben obtener el permiso de conexión o presentar el trámite ambiental en un plazo de 7 meses y, además, haber obtenido la declaración en construcción antes de los 18 meses de la entrada en vigor del nuevo reglamento. En caso de no cumplir con las condiciones anteriores, los nuevos proyectos seguirán teniendo un precio estabilizado, pero la fórmula de cálculo será diferente e irá ligada a las bandas horarias en la que cada proyecto venda su energía.

Por otro lado, el 29 de mayo de 2020 la CNE determinó el alcance del giro exclusivo establecido en la Ley Corta de Distribución (Ley N° 21.194) que comprenderá las actividades de transporte de energía eléctrica por redes de distribución, compra y venta de energía y potencia para usuarios finales regulados, uso de instalaciones de la red de distribución que permita la inyección, retiro o la gestión de energía eléctrica, la prestación de servicios tarifados y los servicios que se provean utilizando infraestructura o recursos esencialmente necesarios para la prestación de los servicios anteriores, cuya utilización compartida con otros servicios sea imprescindible o eficiente.

No obstante, se está llevando un intento de promover un cambio regulatorio en el segmento de los PMG/Ds que afectaría al esquema retributivo (precio estabilizado) de los proyectos, así como al procedimiento de tramitación. El trasfondo del cambio es que algunos actores entienden este precio estabilizado como un subsidio cruzado que ya no es necesario para el fomento de la instalación de nueva capacidad renovable. De las últimas noticias al respecto la Fiscalía Nacional Económica (FNE), Ministerio de Energía, los gremios como ACERA y ACESOL y algunos actores entre ellos Grenergy, han aportado todos los antecedentes que refutarían estas conclusiones de los demandantes para realizar estos cambios. Además que el nuevo reglamento (DS88) en vigencia desde octubre 2020 se tramitó con la participación de todos los actores de la industria.

E) Perú

En Perú el sector de energía eléctrica se rige por la Ley de Concesiones Eléctricas, de conformidad con el Decreto Ley No.25844, Decreto Supremo No.009-93-EM y sus modificaciones y extensiones. De acuerdo con esta ley, el sector de energía eléctrica en Perú está dividido en tres segmentos principales: generación, transmisión y distribución. A partir de octubre de 2000, el sistema eléctrico peruano comprende el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, además de otros sistemas conexos. El Grupo suministra energía eléctrica renovable en el segmento perteneciente al SEIN el 2006, la Ley No.28832, que asegura el desarrollo eficiente de la generación de energía eléctrica, introdujo cambios importantes en la regulación del sector.

De conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas, la operación de las plantas de generación de energía y los sistemas de transmisión está sujeta al reglamento de Comité de Operación Económica Nacional - COES-SEIN, de manera que coordinen sus operaciones a un costo mínimo, asegurando el suministro seguro de electricidad, así como el mejor uso de los recursos de energía.

El COES-SEIN regula los precios de la energía eléctrica y de transmisión entre generadores de energía y la compensación para los titulares de los sistemas de transmisión.

Para fomentar la instalación de tecnologías renovables, el Estado peruano ha recurrido en varias ocasiones a la convocatoria de subastas en las que se ofrecían contratos a largo plazo (20 años) con un precio fijo por la energía entregada.

En agosto de 2019, una nueva normativa publicada por el gobierno peruano reconoce la potencia firme, es decir, la potencia máxima que podría generar una unidad de generación con un alto nivel de seguridad, a los proyectos de tecnología eólica. Es un paso importante considerando que los proyectos de generación deben entregar potencia firme en el momento de firmar un contrato de suministro energético. El gobierno peruano está trabajando para publicar una normativa que también permita reconocer potencia firme a la tecnología solar.

F) Colombia

Colombia liberalizó su sector eléctrico en 1995, a través de la Ley de Servicios Públicos y la Ley de Electricidad (ambas de 1994). La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Para este propósito, la citada comisión promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir de julio de 1995. El sector divide sus actividades en generación, transmisión, distribución y comercialización.

Las transacciones de compraventa de energía entre generadores y comercializadores se realizan en el mercado de energía mayorista, el cual se define en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 en los siguientes términos: “es el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el sistema interconectado nacional”.

Dada la gran proporción de la generación hidráulica en el sistema y la incidencia de distintos fenómenos climáticos en el país, que afectan seriamente a la disponibilidad de recurso hidráulico, existe un mecanismo llamado “cargo por confiabilidad” a través del cual las plantas reciben un ingreso adicional por su energía firme, es decir, la energía que con mucha probabilidad podrían entregar en un año de sequía, y el sistema se asegura que hay capacidad instalada para cubrir la demanda del país en esos momentos. Las plantas renovables pueden optar por recibir este ingreso adicional, o por una parte de su energía anual.

Para fomentar la presencia de energías renovables en el país, el gobierno colombiano ha convocado subastas de energía renovable. En estas subastas, se ofrecen contratos de largo plazo con un precio fijo (indexado al índice de precios) que se firman con las comercializadoras. Para fomentar la participación de las comercializadoras, el gobierno ha aprobado la obligación de que al menos el 10% de la energía suministrada a usuarios regulados provenga de fuentes de energía renovable no convencional.

El 10 de junio de 2020 mediante el Decreto 289 de 2020 se reglamentaron los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, se modificó y adicionó el Decreto número 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria y se derogan algunos artículos del Decreto número 1073, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, estableciendo los incentivos a la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales (FNCE), asignando la competencia a la UPME para expedir las certificaciones de beneficios tributarios y definió los pasos a seguir para la deducción del impuesto de renta, depreciación acelerada de activos y exención arancelaria de los proyectos FNCER.

El 23 de octubre de 2020 mediante la Resolución No. 40311 de 2020 el Ministerio de Minas y Energía estableció los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el Sistema Interconectado Nacional, para la pérdida del acceso y regulo algunos aspectos adicionales como las garantías que deben ponerse para las conexiones, reglas de comportamiento y un régimen de transición.

G) Argentina

El sector energético argentino ha pasado por tres fases diferenciadas que han marcado su funcionamiento actual. Hasta 1992, era un mercado centralizado con un gran control estatal. En 1992, a través de la Ley 24.065, se establecieron las bases para la creación del ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) y otras autoridades del sector, la administración del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), la fijación de precios en el mercado spot mayorista, determinación de tarifas en negocios regulados y la evaluación de activos a ser privatizados.

En 2002, tras la crisis financiera del país, se aprobó la Ley de Emergencia que, entre otras medidas, congelaba las tarifas. Esto llevó a una situación en la que la inversión fue fuertemente desincentivada y casi todas las nuevas obras de generación y transporte las asumió el Estado. Sin embargo, la actividad de generación sigue dominada por actores privados y sigue estando liberalizada.

En un contexto de necesidades energéticas por la baja inversión privada, unidas a la voluntad

de aprovechar los recursos naturales del país y reducir la dependencia energética del exterior, se promueve una regulación que declara de interés nacional la producción eléctrica desde fuentes de energía renovables. En concreto, en la Ley 27.191 aprobada en 2015 se les impone a los grandes usuarios que consuman un 8% de su energía proveniente de estas fuentes en 2017, y hasta un 20% en 2025. Además, en el marco de esta regulación (cuya ley más representativa es la Ley 27.191) se promueve la convocatoria de subastas para energías renovables bajo el plan conocido como RenovAr.

Bajo estas subastas, los proyectos obtienen un PPA de venta de energía por 20 años, con precio en dólares americanos. La contraparte es CAMMESA, que es la entidad sin ánimo de lucro que gestiona el mercado argentino, aunque los contratos están garantizados por un fondo específico creado por el Ministerio de Energía y Minería y, en último término, cabe el reclamo ante el Banco Mundial. Además del contrato garantizado por el Estado, el plan RenovAr ofrece beneficios fiscales para atraer la inversión privada.

H) México

El 4 de marzo del 2020 la CRE publicó el “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite el criterio para calcular el número total de Certificados de Energías Limpias disponibles para cubrir el monto total de las Obligaciones de Energías Limpias para cada uno de los dos primeros años de vigencia de dichas Obligaciones y expide la Metodología de Cálculo del Precio Implícito de los Certificados de Energías Limpias a que hace referencia el Transitorio Vigésimo Segundo de la Ley de Transición Energética”.

El 1 de mayo del 2020 el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) publicó el “Acuerdo para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, con motivo del reconocimiento de la epidemia de enfermedad por el virus SARS – CoV2 (COVID–19)”.

El 15 de mayo del 2020 la Secretaría de Energía (SENER) publicó el “Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional”.

1.1.1.3. Riesgo de competencia de mercado

El mercado de las energías renovables en los países en los que opera GREENERGY está compuesto por múltiples actores o *players* de diferentes tamaños, capacidades y nacionalidades.

Los grandes *players* internacionales pueden contar con mayor capacidad técnica y financiera para poder optar a captar los distintos proyectos energéticos de cada país en sus distintas fases. Por otra parte, posibles descensos en los futuros de los precios de otras fuentes de energía (e.g. carbón, petróleo, gas incluyendo GNL) podría hacer, en términos relativos, menos competitiva la energía renovable respecto a dichas otras fuentes. En consecuencia, la competencia de costes entre la electricidad procedente de fuentes de energía renovable y otras fuentes de energía podría afectar negativamente al Grupo GREENERGY.

Por otro lado, los mercados en los que el Grupo opera cambian rápidamente debido a las

innovaciones tecnológicas, los cambios en los precios, los estándares del sector, etc. La adopción de una tecnología más avanzada que aquella con la que cuenta GREENERGY podría reducir los costes de producción de energía de sus competidores y afectar negativamente a su capacidad para operar. Los competidores de GREENERGY también podrían estar dispuestos a aceptar menores márgenes o en condiciones de presentar una oferta tecnológicamente mejor al mismo precio, o una oferta similar a un precio más bajo que el de GREENERGY.

Asimismo, puede existir un riesgo de sobredemanda de paneles solares y otros componentes de una PV en un momento determinado en el que el Grupo GREENERGY tenga la intención de realizar un pedido relevante para la adquisición de dichos componentes que haga subir el precio de los mismos y, en consecuencia, reducir las rentabilidades del Proyecto o Proyectos en cuestión.

Adicionalmente, el Grupo está expuesto a un riesgo de bajada de los precios de retribución de la energía solar debido a la entrada masiva de grandes plantas solares a los sistemas eléctricos de los países donde está presente el Grupo (a la fecha del presente Documento Base Informativo, y de una manera aproximada, GREENERGY cuenta con una cartera de Proyectos de 6.078 MW, de los cuales 5.548 MW corresponden a Proyectos de energía solar). En este sentido, algunos estudios consideran que el precio *spot* en las horas solares podría descender considerablemente, pudiendo producir un efecto de “canibalización” que afecte a las plantas operativas o que dificulte la firma de nuevos contratos PPA. Este efecto se produce cuando el mercado alcanza un punto en el que cada nueva planta fotovoltaica podría causar un impacto negativo en el rendimiento financiero de las plantas solares que ya se han puesto en marcha.

(fuente: <https://greenergy.eu/wp-content/uploads/2021/05/Greenergy-1Q21-Informe-de-resultados-1.pdf>)

Además, la progresiva reducción de los costes de las energías renovables y la intensa competencia han contribuido en los últimos años a una reducción de los precios de la electricidad pagados por los intermediarios. A la vista de estas condiciones de mercado, es posible que GREENERGY no pueda reemplazar o renovar sus PPAs a medida que éstos vayan expirando, o que no pueda hacerlo en condiciones y términos similares a los de los PPAs que expiren.

Todo ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.4. Los proyectos del Grupo GREENERGY podrían retrasarse o superar el presupuesto inicialmente previsto, lo cual podría afectarle negativamente.

Los Proyectos conllevan ciertos riesgos, como interrupciones, retrasos, escasez de recursos o incrementos en los costes de los materiales, la maquinaria o la mano de obra. Dichos riesgos podrían conllevar retrasos en los plazos previstos de entrega de los Proyectos que podrían suponer un retraso en los ingresos recurrentes del Grupo. Adicionalmente, en determinados supuestos, dichos retrasos podrían implicar penalidades relevantes para el Grupo, tales como la pérdida de los derechos asignados a un determinado contrato a largo plazo de compraventa de

energía (*Power Purchase Agreement*, abreviadamente “PPA”) adquiridos en los procesos de licitación, la pérdida de las garantías otorgadas o penalizaciones económicas. Asimismo, la falta de cumplimiento de los presupuestos y plazos previstos de entrega de los Proyectos por parte del Grupo o de sus contratistas o subcontratistas, podría conllevar un incremento en los costes y el pago de indemnizaciones a terceros.

Con carácter general, los contratos que el Grupo suscribe con sus contratistas suelen incluir cláusulas de responsabilidad por parte de éstos o de los subcontratistas en caso de incumplimiento de los presupuestos o retrasos en los plazos acordados de entrega del Proyecto. No obstante, dichas cláusulas podrían no cubrir todas las pérdidas o indemnizaciones a terceros en las que el Grupo pudiera incurrir.

Por tanto, cualquier incumplimiento de los presupuestos acordados o de los plazos de entrega de los Proyectos podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados o la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.5. Riesgo de crédito del cliente por servicios de O&M y Asset Management

En relación con aquellos Proyectos en los que el Grupo GREENERGY realiza servicios de O&M y *Asset Management*, el riesgo de crédito es el derivado de incumplimiento de las obligaciones de pago recurrentes de los clientes de dichos contratos, y ello a pesar de que estos contratos prevean generalmente pagos de comisiones por trimestres vencidos y a 30 días desde la emisión de cada factura.

En cualquier caso, en los ejercicios 2020 y 2019, el porcentaje de dotación a insolvencias ha sido nulo.

Igualmente, los Contratos de O&M y/o los contratos de *Asset Management* que el Grupo mantiene con terceros, si bien son a largo plazo, podrían ser negociados a la baja o rescindidos por los clientes, aunque dando derecho a las indemnizaciones que correspondan bajo cada uno de estos contratos. Ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.6. El Grupo GREENERGY depende de un número limitado de proveedores externos y subcontratistas

Como es práctica habitual en la industria, una gran parte de los trabajos de transporte de componentes, instalación, construcción, operación y gestión de los activos puede ser objeto de subcontratación u “outsourcing” por parte del Grupo GREENERGY con distintos proveedores especializados en cada uno de estos trabajos y servicios, y con los medios necesarios en cada uno de los países donde el Grupo GREENERGY opera.

El Grupo GREENERGY cuenta con una relación a largo plazo con proveedores y subcontratistas, que en el pasado han demostrado solvencia técnica y financiera. No obstante, la subcontratación implica riesgos operativos y de crédito de cada uno de estos proveedores y subcontratistas, ya que cualquier situación que genere el incumplimiento de los contratos de servicios por parte de estos proveedores, así como la sustitución de contrapartidas existentes si esto fuera necesario y

la dificultad o imposibilidad por parte del Emisor de encontrar una contrapartida para los mismos que cumpla con las condiciones exigidas para un determinado momento del desarrollo de un Proyecto, podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera de GREENERGY.

1.1.1.7. La falta de capacidad de transmisión de energía eléctrica y otras restricciones del sistema podrían afectar significativamente a la capacidad del Grupo para vender energía eléctrica.

Los Proyectos del Grupo dependen de las instalaciones de distribución y transmisión de la energía eléctrica, que son propiedad de y están operadas por terceros, para entregar la energía generada. Por tanto, un fallo o retraso en la operación o en el desarrollo de estas instalaciones de interconexión o de transmisión podría resultar en la pérdida de ingresos para el Grupo. Si la infraestructura de transmisión eléctrica de una región es inadecuada, la recuperación de costes y obtención de beneficios puede ser limitada e incluso generar pérdidas. Además, la generación de electricidad podría reducirse sin compensación alguna debido a limitaciones de transmisión o limitaciones de la capacidad de la red eléctrica para dar cabida a las fuentes intermitentes de generación de electricidad, reduciendo los ingresos y la capacidad de aprovechamiento del potencial de generación de electricidad de un parque o una planta en particular.

El Emisor tiene intención de basar una parte de su negocio en el diseño, construcción y operación de sus propios proyectos, con el objetivo de generar y obtener ingresos recurrentes por la venta de la energía generada por dichos proyectos. En particular, el objetivo del Emisor para el año 2022 es operar 1.323 MW de potencia instalada agregada. Por tanto, las fluctuaciones en el precio de la energía eléctrica podrían afectar negativamente a GREENERGY. Por tanto, estas reducciones podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados o la situación financiera del Grupo.

1.1.1.8. Incremento de costes de la materia prima

Cualquier incremento en los precios de los materiales de construcción e instalación de una planta de energía renovable (PV o PE) podría dificultar alcanzar las rentabilidades esperadas o generar pérdidas en su posterior rotación por venta a terceros inversores o, en su caso, generación de ingresos por venta de energía como IPP. Ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.9. Riesgo meteorológico, de desastres naturales y de actos vandálicos o terroristas: el Grupo podría verse afectado negativamente por averías, catástrofes, desastres naturales, por el cambio climático o por imprevistos geológicos en los proyectos, o por actos vandálicos o terroristas sobre las instalaciones

Durante la fase de desarrollo de los proyectos de energía renovable, solar o eólica, el Grupo GREENERGY lleva a cabo Evaluaciones de Impacto Ambiental de forma sistemática. En estas evaluaciones se describen todas las acciones del proyecto susceptibles de producir impacto durante la vida del proyecto, desde la obra civil hasta el desmantelamiento, y se realiza un

estudio completo de alternativas de la planta y sus líneas de evacuación. Incluye la realización de un inventario ambiental que recoge las características del aire, el suelo, la hidrología, la vegetación, la fauna, las figuras de protección, el paisaje, el patrimonio y el medio socioeconómico. El principal objetivo es identificar, cuantificar y valorar todos los impactos posibles sobre el medio natural y el medio socioeconómico y las acciones causantes del impacto durante toda la vida del proyecto, así como definir las medidas preventivas, correctoras y compensatorias para dichos impactos.

Una vez obtenidos los permisos medioambientales por parte de la autoridad competente en forma de Declaración de Impacto Ambiental e iniciada la fase de construcción de los proyectos, se ponen en marcha los Programas de Vigilancia Ambiental que se extienden hasta la fase de desmantelamiento de los proyectos. Estos programas son el sistema que garantiza el cumplimiento de las medidas protectoras definidas y de aquellas incidencias que pudieran surgir, permitiendo detectar desviaciones de los impactos previstos, así como nuevos impactos no previstos y redimensionar las medidas propuestas o adoptar otras nuevas. A su vez, el Programa permite a la Administración realizar un seguimiento eficaz y sistemático del cumplimiento de la Declaración de Impacto Ambiental y otras alteraciones de difícil previsión que pudieran aparecer en el transcurso de las obras y del funcionamiento del proyecto.

El Grupo contrata para cada proyecto servicios profesionales especializados para realizar las Evaluaciones de Impacto Ambiental y la ejecución y reporte periódico asociado a los Programas de Vigilancia Ambiental, añadiendo transparencia y rigurosidad al proceso. Asimismo, se establecen planes de gestión ambiental que recogen todos los posibles planes específicos que se hayan desarrollado de manera complementaria, como es el caso de los planes de restauración e integración paisajística o planes de seguimiento específicos de fauna.

Los proyectos que realiza el Grupo suelen verse afectados, principalmente, por el impacto medioambiental provocado por la ocupación del territorio. En este sentido, la fase de selección de terrenos juega un papel fundamental, se buscan y localizan terrenos mediante un sistema de análisis de valores ambientales presentes, con el objetivo de minimizar los impactos medioambientales. Las condiciones meteorológicas adversas, así como los desastres naturales, accidentes u otros imprevistos medioambientales, y actos criminales de vandalismo o terrorismo sobre las instalaciones de los proyectos o de las infraestructuras comunes, pueden producir retrasos en las reparaciones o actuaciones de mantenimiento correctivo en las instalaciones de generación de energía de los distintos proyectos, afectando de manera relevante al funcionamiento de los mismos y, en su caso, a la fijación de precios en procesos de venta de proyectos, por lo que cualquiera de estas circunstancias adversas pueden llegar a tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.10. Riesgos derivados de la volatilidad de los recursos solar y eólico por las condiciones meteorológicas durante determinados períodos

La producción de energía de los Proyectos está directamente ligada al recurso solar o, en su

caso, eólico disponible. A mayor recurso, mayor es la producción de energía eléctrica y mayor es el ingreso variable por venta a mercado (*merchant*), o las estimaciones de ingresos utilizadas para la fijación de precios en procesos de venta de Proyectos.

Los Proyectos que el Grupo GREENERGY ha desarrollado hasta la fecha se han ubicado en emplazamientos con series históricas que han demostrado una elevada disponibilidad de recurso solar o, en su caso eólico, pero no se puede descartar que posibles variaciones en el recurso disponible de un año a otro pueda afectar negativamente a los ingresos por venta de energía de cada Proyecto y, por lo tanto, podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.11. Riesgo tecnológico, de explotación y/o desmantelamiento o re-maquinación de proyectos renovables

La explotación de los PVs y de los PEs puede ser un proceso de moderada complejidad técnica y administrativa que requiere una cierta atención, recursos y conocimiento.

A pesar de una buena operación, mantenimiento y gestión de cada Proyecto, se pueden producir averías o problemas con las instalaciones técnicas de difícil solución que dejen los equipos fuera de operación de forma total o parcial de manera temporal o incluso definitiva, teniendo por tanto tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

Asimismo, una vez finalizada la vida útil de cada Proyecto, se pueden producir elevados costes de desmantelamiento de los Proyectos, en particular, de los parques eólicos, aunque no está previsto que se produzca ningún desmantelamiento durante la vida de los Pagarés que se emitan al amparo del Programa; si pudiera tener lugar un desmantelamiento anticipado o una necesidad de sustituir los principales componentes (*e.g.* placas, aerogeneradores) por finalización de su vida útil, ello podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.12. Las reparaciones requeridas en los componentes de los Proyectos y una eventual insuficiencia de las coberturas de seguro contratadas podrían afectar negativamente al Grupo GREENERGY

Los componentes de las plantas solares o de los parques eólicos, según sea el caso, están expuestos a daños procedentes de posibles terremotos, incendios, inundaciones, accidentes u otros desastres naturales.

Si bien el Grupo GREENERGY tiene contratados seguros con las coberturas habituales en el sector de “*developers*” de proyectos de energías renovables, si alguno de estos daños no estuviese asegurado o supusiese un importe mayor a la cobertura contratada, hubiese un retraso en la reparación o sustitución de los activos dañados, o hubiere un riesgo de crédito en la compañía aseguradora correspondiente, la Filial del Grupo de que se trate y, en última instancia, el Emisor como accionista o sponsor, tendría que hacer frente a los mismos además de a la pérdida relacionada con la inversión realizada y los ingresos previstos. Ello podría tener un

impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.13. Falta de obtención o pérdidas de permisos, licencias y autorizaciones (PLAs)

Para la construcción de una planta solar fotovoltaica o de un parque eólico, así como para su posterior operación, mantenimiento y venta de energía, incluyendo los permisos de acceso y conexión a red, cada Proyecto está sujeto a la obtención de un conjunto de licencias, permisos y autorizaciones (*PLAs*) que están sujetos a una profusa normativa, esencialmente local y/o regional, que puede ser distinta en cada una de las regiones donde el Grupo opera, y que asimismo están sujetos a diferentes plazos de obtención y posibles condicionantes determinados por las autoridades correspondientes tanto para su obtención como para su posterior mantenimiento.

Este riesgo afecta a los Proyectos que se encuentran en fase de desarrollo inicial o avanzado. La falta de obtención de cualquiera de los *PLAs* o una demora significativa en su obtención podría tener un impacto sustancial negativo sobre las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.14. Riesgo vinculado a la obtención y mantenimiento de derechos de uso sobre terrenos y servidumbres

Para la instalación de una planta solar o de un parque eólico en un determinado emplazamiento, el Grupo requiere la obtención y mantenimiento de derechos de propiedad o, en la mayor parte de los casos, derechos de uso o utilización de terrenos propiedad de terceros (*e.g.* contratos de arrendamiento, derechos de superficie o cualquier otro que resulte de aplicación bajo la legislación aplicable en cada país), incluyendo asimismo servidumbres de acceso, paso y conducciones que sean necesarios para permitir el acceso al emplazamiento y el vertido de la energía producida por cada Proyecto al correspondiente punto de conexión a subestaciones y otros elementos de la correspondiente infraestructura eléctrica. Asimismo, puede ser necesario alcanzar acuerdos con terceros productores para la constitución de Agrupaciones Temporales de Empresas, comunidades de bienes o figuras análogas que sean necesarias o convenientes para la construcción y mantenimiento de subestaciones de transformación y otras infraestructuras comunes a varios proyectos. En este sentido, los riesgos asociados a la realización de inversiones conjuntas del Grupo con otros terceros en determinados Proyectos, en particular para la realización de ciertas infraestructuras comunes para la transformación y vertido a red de la energía producida de conformidad con unos cronogramas y presupuestos, podrían afectar negativamente al Grupo.

Este riesgo afecta fundamentalmente a los Proyectos que se encuentran en fase de desarrollo inicial o avanzado, ya que con carácter general aquellos Proyectos clasificados como “*Backlog*” ya tienen el terreno y los accesos a la red eléctrica, y aunque en algunos casos la falta de acuerdo con terceros propietarios de terrenos puede solventarse acudiendo a expedientes expropiatorios, declaraciones de utilidad pública o instrumentos jurídicos equivalentes en cada jurisdicción, la falta de acuerdo con dichos terceros propietarios o con otros promotores para la construcción de

infraestructuras comunes puede implicar retrasos o sobrecostes en la construcción de estos Proyectos que puedan implicar su descarte en la cartera final de Proyectos en desarrollo y construcción.

Todo ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.1.15. Riesgo vinculado al impacto medioambiental de los Proyectos

Este riesgo hace referencia al potencial impacto negativo en la imagen y el valor de la Sociedad, así como en su capacidad de crecimiento y de desarrollo de futuros proyectos, a causa del impacto medioambiental producido por los Proyectos. Los impactos varían según las características de cada emplazamiento pero, en general, abarcan a la atmósfera (polvo, emisiones), el suelo (contaminación por derrames, movimiento de tierras), agua subterránea y superficial (vertidos, alteraciones de cauce o caudal), la vegetación (daños planificados o accidentales a la vegetación presente), la fauna (nidificación, accidentes de tráfico, alteración del hábitat), el paisaje (impacto visual) así como el Patrimonio (elementos arqueológicos). Si bien GREENERGY gestiona este riesgo con una elección adecuada de terrenos desde la perspectiva de la sensibilidad ambiental y mediante la elaboración de evaluaciones de impacto ambiental que identifican las posibles afecciones sobre el medioambiente así como las medidas de protección y mitigación necesarias, imprevistos que ocasionaran la ocurrencia de este tipo de impacto podrían tener un impacto negativo en el Grupo.

En febrero de 2021 GREENERGY ha obtenido su primer rating ESG (*Environmental, Social and Governance*), emitido por Sustainalytics, proveedor global e independiente de ratings ESG y *research* de gobierno corporativo a los inversores, concluyendo en su estudio que GREENERGY tiene una exposición baja a los riesgos ESG (obtuvo una puntuación de 13,6). El Emisor se ha propuesto, por ejemplo, reducir un 55% sus emisiones de CO₂/GWh antes de 2030 y alcanzar emisiones netas cero antes de 2050 (alcance 1 y 2) y ha invertido 614.124 € en políticas medioambientales durante el último ejercicio social cerrado de 2020. Todo ello según lo establecido en su Memoria de Sostenibilidad 2020. (fuente: <https://www.cnmv.es/portal/verDoc.axd?t={fcb2ec2f-d711-4170-ae44-9f997f6604e0}>).

1.1.1.16. Riesgo de cambio climático

Los efectos del cambio climático pueden dañar las instalaciones del Grupo, causar un impacto negativo en la producción de electricidad y, en consecuencia, en las ventas de energía por el aumento de las temperaturas y episodios climatológicos extremos. Las condiciones meteorológicas adversas, pueden producir retrasos en las reparaciones o actuaciones de mantenimiento correctivo en las instalaciones de generación de energía de los distintos Proyectos, afectando de manera relevante al funcionamiento de los mismos y, en su caso, a la fijación de precios en procesos de venta de Proyectos. Si bien GREENERGY contrata seguros de protección frente a fenómenos meteorológicos extremos, evalúa el riesgo de inundación de las plantas diseñando sistemas de drenaje para proteger los equipos en caso de ser necesario y utiliza inversores especialmente adaptados a temperaturas extremas, el cambio climático y sus

efectos podría causar un impacto negativo en el Grupo.

1.1.1.17. Impacto en la biodiversidad

Se observa un aumento en la desconfianza de la sociedad frente al impacto medioambiental de las renovables, los artículos en prensa sobre los impactos en la biodiversidad son frecuentes.. Este potencial impacto negativo en el valor GREENERGY incluye ambas tecnologías, solar y eólica, y el riesgo vinculado a cambios en la opinión pública no se limita solo a grupos ecologistas , también a la sociedad en general y a los inversores. Si bien GREENERGY sigue una política de comunicación, puesta en valor y transparencia en relación con la gestión medioambiental de los Proyectos y a las iniciativas de protección de la biodiversidad, en el caso de materializarse este riesgo reputacional, sus efectos podrían ser relevantes para el Grupo.

1.1.2. RIESGOS ESPECÍFICOS DEL EMISOR

1.1.2.1. Cumplimiento y desarrollo del Plan de Negocio

A pesar de que el negocio de GREENERGY está evolucionando hacia un modelo de negocio Build to Own propio de un Independent Power Producer (IPP) en el que los ingresos recurrentes por venta de energía y por prestación de servicios de operación y mantenimiento de plantas fotovoltaicas cada vez van teniendo un mayor peso, hasta la fecha de este Documento Base Informativo la actividad principal de GREENERGY ha consistido en el desarrollo, construcción y posterior venta de plantas fotovoltaicas (modelo de negocio Build to Sell).

La actividad de desarrollo, construcción y venta de Proyectos ha tenido hasta el último ejercicio social cerrado a 31 de diciembre de 2020 un fuerte peso en la generación de ingresos de la Sociedad y un componente volátil e incierto por la no recurrencia de dichos ingresos.

En el caso de desarrollo y construcción, la Sociedad reconoce ingresos en la cuenta de explotación en concepto de “Trabajos Realizados por la Empresa para su Activo” a medida que va incurriendo en los gastos de desarrollo de dichos Proyectos, de tal manera que el efecto en el resultado del ejercicio es cero y dichos gastos son llevados al activo del Balance. Por lo que se refiere a los ingresos por la venta de Proyectos, estos ingresos surgen en el momento de venta de las plantas a un tercero, una vez que la respectiva planta fotovoltaica o eólica alcance la fase *ready to build*.

Asimismo, existe el riesgo de que GREENERGY no sea capaz de identificar nuevas oportunidades de negocio, de desarrollo de nuevos proyectos o de realizar adquisiciones de Proyectos en el futuro en condiciones ventajosas, y ello tener un impacto sustancial negativo en la rotación de Proyectos y en la generación de ingresos como IPP.

En el caso de que GREENERGY no sea capaz de materializar transacciones de venta en dichos Proyectos, de poner en operación los Proyectos en los que tiene la intención de mantener su titularidad como IPP dentro de los plazos máximos previstos, o de identificar o realizar adquisiciones futuras de nuevos Proyectos en condiciones favorables, podría producirse un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados Y la situación financiera del

Grupo GREENERGY.

1.1.2.2. Un porcentaje elevado de los Proyectos de GREENERGY se encuentran en fase de desarrollo inicial (*early stage*) o desarrollo avanzado (*advanced development*)

Según se detalla en los resultados del primer trimestre del ejercicio 2021, aproximadamente el 69% de los Proyectos, con una capacidad total agregada de 5.213 MW, se encuentran en fase de desarrollo inicial (*early stage*), cuya probabilidad de ejecución es inferior al 50%, o fase de desarrollo avanzado (*advanced development*), cuya probabilidad de ejecución es, todavía, de entre un 50% y un 80%. Concretamente, en la fase de desarrollo inicial (*early stage*) se encuentran Proyectos con una capacidad total aproximada de 2.344 MW, y en fase de desarrollo avanzado se encuentran Proyectos con una capacidad total aproximada de 2.869 MW. Tanto la clasificación de los Proyectos en distintas fases en función de la probabilidad de su ejecución, como el estado de avance de los Proyectos, se determina en base a la experiencia previa de la Sociedad en Proyectos realizados y utilizando sus propios criterios y procedimientos internos, sin que esta clasificación sea revisada o verificada mediante procedimientos externos de *due diligence*. (fuente: <https://greenergy.eu/wp-content/uploads/2021/05/Greenergy-1Q21-Informe-de-resultados-1.pdf>)

Esto se traduce en que los Proyectos que se encuentran en la fase de desarrollo inicial (*early stage*): (i) es posible que el suelo no esté asegurado; (ii) es posible que no se hayan solicitado las autorizaciones para el acceso a la red eléctrica, si bien dicho acceso se considera viable operativamente; y (iii) no se ha solicitado el permiso medioambiental. Por su parte, en los Proyectos que se encuentran en fase de desarrollo avanzado (*advanced development*): (i) tenemos una probabilidad superior al 50% de asegurar el suelo; (ii) se han obtenido o tenemos una probabilidad superior al 90% de obtener las autorizaciones pertinentes para acceder a la red eléctrica, si bien las mismas han sido solicitadas; (iii) no se tiene el permiso medioambiental, si bien el mismo está en estudio o tramitación. Por tanto, dado que los ingresos y resultados del Grupo dependen actualmente en gran medida de la capacidad del Emisor para desarrollar adecuadamente sus Proyectos con el objeto de que los mismos lleguen a la fase *ready to build* o COD. Si GREENERGY no fuese capaz de desarrollarlos hasta alcanzar dicha fase, los ingresos y resultados del Grupo se verían afectados negativamente. Todo ello produciría un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.2.3. El Emisor podría verse afectado por entornos políticos y macroeconómicos volátiles en los países en los que opera

La actividad principal del Grupo GREENERGY es el diseño, desarrollo, construcción y operación y mantenimiento de plantas fotovoltaicas y parques eólicos (conjuntamente, los “Proyectos” e, individualmente, un “Proyecto”) para su posterior operación o venta a terceros inversores. El Grupo desarrolla su actividad en España, Italia, Reino Unido, Chile, México, Perú, Colombia y Argentina, por lo que el Emisor está expuesto a la situación política y económica en dichos países.

A fecha de este Documento Base Informativo, el *pipeline* por MW en cada una de las localizaciones geográficas en las que opera GREENERGY es el siguiente:

FOTOVOLTAICA						
	En Operación	Pipeline				
(MW)		En Construcción	En Cartera de Pedidos	Desarrollo Avanzado	Desarrollo inicial	Total Pipeline
Probabilidad de ejecución		100%	80%	>50%	<50%	
Chile	103	145	236	1.184	760	2.325
España		200	200	1.047		1.447
Colombia		72	12	178	636	898
México	35					
Perú				230		230
Italia					260	260
Uk					388	388
Total	138	417	448	2.639	2.044	5.548
Número de proyectos	2	21	16	30	48	115

EÓLICA						
	En Operación	Pipeline				
(MW)		En Construcción	En Cartera de Pedidos	Desarrollo Avanzado	Desarrollo inicial	Total Pipeline
Probabilidad de ejecución		100%	80%	>50%	<50%	
Argentina	24					
Perú	36			112		112
Chile				118	300	418
Total	60			230	300	530
Número de proyectos	3		0	5	2	7

TOTAL						
	En Operación	Pipeline				
(MW)		En Construcción	En Cartera de Pedidos	Desarrollo Avanzado	Desarrollo inicial	Total Pipeline
Total	198	417	448	2.869	2.344	6.078

(fuente: <https://greenergy.eu/wp-content/uploads/2021/05/Greenergy-1Q21-Informe-de-resultados-1.pdf>)

Por tanto, los ingresos del Grupo podrían verse afectados en caso de que se produjera alguno de los siguientes factores en dichos países: (i) situaciones de inestabilidad política o de disturbios públicos; (ii) cambios regulatorios o de políticas administrativas, incluyendo la posible modificación de las condiciones de obtención y renovación de licencias y concesiones; (iii) expropiaciones o nacionalizaciones públicas de activos, o un incremento de la participación de los gobiernos; (iv) movimientos cambiarios abruptos; (v) tasas de inflación elevadas; y (vi) limitaciones al porcentaje máximo de ganancia o a los precios de bienes y servicios.

En particular, la situación en los países de LATAM, especialmente en Chile, Argentina, Perú y Colombia, ha estado marcada en los últimos tiempos por una elevada incertidumbre como consecuencia de recientes acontecimientos políticos y sociales, que se ha trasladado a la

situación económica de dichos países (i.e., las protestas sociales acontecidas en Colombia o Chile, que derivaron en este país en un acuerdo para la modificación de su constitución). Adicionalmente, en España existe incertidumbre derivada de la poca estabilidad del Gobierno y de las previsiones económicas para los próximos años.

Por tanto, en caso de que la situación política o económica de los países en los que opera el Grupo (LATAM o España) se deteriorase, o incluso en caso de se mantuviese la situación actual durante un periodo prolongado de tiempo, podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.2.4. Desarrollo de Proyectos; dificultad de anticipar el momento exacto para monetizar cada Proyecto

El modelo de negocio de GREENERGY se basa en su capacidad para desarrollar Proyectos de energía renovable desde cero (esto es, “greenfield” como contraposición a “brownfield”).

El desarrollo de un Proyecto hasta el momento en que pueda ser monetizado, en cualquiera de sus fases, supone un proceso complejo que, en diversas ocasiones, no llega a buen fin. Igualmente, el desarrollo de estos Proyectos implica el consumo de recursos, principalmente, de personal, que son recurrentes y fijos, independientemente de que los Proyectos lleguen finalmente a buen fin. Los ingresos y resultados del Grupo tienen, por tanto, una gran dependencia de la capacidad de GREENERGY de desarrollar y monetizar con éxito sus Proyectos en cartera. Si GREENERGY no fuese capaz de monetizar sus Proyectos con las rentabilidades esperadas o los mismos generasen pérdidas podría producirse un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY y, en última instancia, del Emisor.

1.1.2.5. Riesgos de incumplimiento de obligaciones de pago y ejecución de garantías otorgadas bajo esquemas de Project Finance; en particular, riesgo de ejecución de garantías y de pérdida del contrato de Suministro RER en los proyectos de Duna y Huambos

Como es práctica habitual en financiaciones estructuradas bajo esquemas de Project Finance, las entidades financiadoras de dichos esquemas cuentan con garantías reales (e.g. prendas) sobre las acciones de las Filiales constituidas como SPVs y/o sobre los principales activos de cada Proyecto, así como ciertas obligaciones de la Sociedad de aportaciones de fondos adicionales contingentes como “sponsor” de los Proyectos hasta el cumplimiento de ciertos hitos, principalmente el COD (Fecha de Puesta en Marcha) de cada Proyecto.

Sin perjuicio de la posibilidad que tiene cada SPV y, en última instancia, la Sociedad como sponsor mediante aportaciones de capital (*equity cure*) de subsanar incumplimientos de obligaciones de pago (por vencimiento ordinario de cuotas de principal e intereses, o por amortización anticipada por incumplimiento de otras obligaciones financieras, de hacer o no hacer), la ejecución de garantías personales o reales por parte de las entidades financiadoras sobre las acciones de la SPV en cuestión y/o activos relevantes de cada Proyecto podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación

financiera del Grupo GREENERGY.

En particular, riesgo de ejecución de garantías y de pérdida del contrato de Suministro RER en los proyectos de Duna y Huambos

En el año 2016 las filiales de nuestro Grupo GR Paino y GR Taruca suscribieron con el Estado peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas, abreviadamente “**MINEM**”) ciertos contratos de suministro bajo la normativa de Recursos Energéticos Renovables (“**RER**”) (los “**Contratos de Suministro RER**”) para inyectar una cantidad anual de energía en el sistema eléctrico con sus centrales eólicas Huambos y Duna en proyecto, de 18 MW y 7 aerogeneradores cada una, a ser pagadas a la tarifa de adjudicación (costos marginal o precio spot más prima) por la demanda, a partir de la puesta en operación comercial de estas centrales; comprometiéndose tales empresas a construir y poner en operación comercial las referidas centrales, en cumplimiento de los respectivos cronogramas que forman parte de los Contratos de Suministro RER, y cuyo último hito era la correspondiente puesta en operación comercial. Con dicha suscripción contractual, GR Paino y GR Taruca entregaron garantías al MINEM por 10,8 millones de euros para respaldar el cumplimiento de los referidos cronogramas (a los efectos de este apartado, las “**Garantías**”).

En los Contratos de Suministro RER las partes pactaron lo siguiente: (i) desde el momento en que el organismo supervisor peruano denominado Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (abreviadamente, OSINERGMIN) verificase el cumplimiento del 75% del importe de inversión, el MINEM debía devolver a las empresas el 50% de las Garantías; (ii) verificada la Puesta en Operación Comercial (como se define más abajo), se entienden por cumplidos los cronogramas respectivos, y el MINEM debe devolver las Garantías; (iii) si no se verificaba la Puesta en Operación Comercial al 31 de diciembre de 2020, por cualquier motivo, los Contratos de Suministro quedan resueltos de pleno derecho y el MINEM tiene derecho a ejecutar las Garantías, a menos que se hubiesen iniciado procesos arbitrales en cuyo caso está prohibido ejecutar las Garantías; y (iv) se definió como “**Puesta en Operación Comercial**” como aquella fecha en la que el COES emite las denominadas “Certificaciones de Operación Comercial”.

El 30 de diciembre de 2020, la dirección ejecutiva del operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) peruano (el “**COES**”), como primera instancia de dicha entidad, emitió las Certificaciones de Operación Comercial de las centrales eólicas Huambos y Duna, con efectividad a partir del 31 de diciembre de 2020.

Ello, de un lado, de acuerdo los procedimientos que rigen el accionar del COES (PR-20) y que señalan que a las centrales eólicas se otorga la puesta en operación comercial en tanto prueben inyecciones de las mismas, es decir, con prescindencia de los aerogeneradores de los que provengan tales inyecciones.

El 21 de enero de 2021, la Dirección Ejecutiva del COES, ante una carta del OSINERGMIN en la que preguntó al COES cuál era la razón por la cual había emitido las Certificaciones de Operación Comercial de las centrales eólicas Duna y Huambos a pesar que las empresas sólo

tenían instalados y funcionando 5 aerogeneradores (y no 7), decidió, suspender temporalmente las Certificaciones de Operación de las referidas centrales, hasta que las empresas cumplieren con presentar documentación complementaria: inyecciones de los 2 aerogeneradores restantes.

Es decir, la Dirección Ejecutiva del COES no anuló ni revocó las Certificaciones de Operación Comercial (con lo cual se habría invalidado y desaparecido de la existencia jurídica dichas certificaciones), sino solo las suspendió temporalmente, hasta que las empresas cumplieren con el requerimiento de presentar inyecciones de 2 aerogeneradores más.

En diciembre de 2020, GR Paino y GR Taruca solicitaron al OSINERGMIN verificar su inversión hecha para que se redujesen las Garantías en un 50% por haber invertido más del 75% de la inversión comprometida a dicha fecha.

El 24 de febrero de 2021, MINEM, dando respuesta a estos requerimientos, los negó, sobre la base de argumentar que el 1 de enero de 2021 los Contratos de Suministro RER habían quedado resueltos de pleno derecho.

Ante esta situación, Grenergy inició el 1 de marzo de 2021 los correspondientes procedimientos arbitrales contra el MINEM en la Cámara de Comercio de Lima para solucionar esta situación legal y evitar la ejecución incorrecta e ilegal de las Garantías, planteando como pretensiones que el Tribunal Arbitral declare la plena vigencia del Contrato de Suministro RER y ordene la devolución de las cartas de fianza otorgadas en favor del MINEM como garantías de fiel cumplimiento. El 4 de marzo de 2021, el banco local peruano recibió comunicación del desistimiento de la ejecución de las Garantías por parte del MINEM.

A la fecha de emisión de este DBI, se encuentra pendiente la constitución del Tribunal Arbitral.

En lo relativo a la ejecución de las Garantías así como a la pérdida del contrato de Suministro RER, sobre la base de las conclusiones determinadas por los asesores legales externos peruanos e internos de Grenergy, estos asesores consideran con una probabilidad remota la ejecución de dichas Garantías, así como la pérdida del contrato de suministro RER. En base a los precios actuales de mercado y a las estimaciones de precios futuras realizadas por expertos independientes, la pérdida del Contrato de Suministro RER supondría una disminución de los ingresos de 1 millón de euros para el primer año. Esta disminución se iría reduciendo paulatinamente hasta 2026, donde a partir de este año los ingresos (a condiciones contractuales y de precios de mercado) serían superiores a los obtenidos con el contrato de Suministro RER.

Sobre la base de la evaluación del riesgo realizada por los abogados externos peruanos e internos del Grupo, la Dirección de Grenergy ha decidido no registrar ningún tipo de provisión ya que la calificación de los riesgos asociados no es probable ni existiría ningún impacto en los estados financieros consolidados tras el análisis de los flujos futuros en el test de deterioro de los activos asociados a dichos parques eólicos. No obstante lo anterior, cualquier resultado desfavorable, total o parcialmente, de los referidos procedimientos arbitrales, podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.2.6. Dependencia del equipo directivo y personal clave

GREENERGY dispone de personal directivo que acumula experiencia, conocimiento y talento adquirido a lo largo de los años en la propia GREENERGY y en otras empresas del sector.

Estas personas resultan claves para el presente y, sobre todo, para el futuro de GREENERGY y la implementación con éxito del Plan de Negocio descrito en páginas anteriores. Cualquier salida no deseada de alguna de estas personas podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.2.7. Daruan controla GREENERGY, en la que tiene una influencia muy significativa y determinante

A la fecha del presente Documento Base Informativo, D. David Ruiz de Andrés, a través de Daruan Group Holding, S.L. (“**Daruan**”), controla la Sociedad. Como consecuencia de que Daruan es titular del 59,83% del capital de GREENERGY, D. David Ruiz de Andrés tiene una influencia muy significativa y determinante tanto en la gestión diaria de la Sociedad como en cualquier asunto que haya de ser aprobado por la Junta General de Accionistas, incluyendo, entre otros, el reparto de dividendos, la aprobación de modificaciones estatutarias, la elección o el cese de Consejeros y la aprobación de fusiones, así como de otras operaciones societarias de relevancia para GREENERGY. D. David Ruiz de Andrés, a través de Daruan, podría llevar a cabo determinadas actuaciones en la Sociedad para proteger sus intereses económicos o, simplemente, sus intereses podrían diferir de los intereses de los tenedores de los Pagarés.

1.1.2.8. Riesgo de exposición al mercado latinoamericano y europeo

La actividad del Grupo GREENERGY se ha centrado en LATAM, principalmente en Chile.

A 31 de diciembre de 2020, el 99,03% de los ingresos del Grupo GREENERGY correspondían a Proyectos en Chile. Además, GREENERGY prevé un importante crecimiento de desarrollos de Proyectos como IPP en Europa. Por tanto, cualquier cambio adverso que afecte en un futuro a la economía de LATAM (Chile principalmente) o de Europa podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.2.9. Riesgos de litigios y reclamaciones

El Emisor y las sociedades de su Grupo pueden verse incurso en litigios y reclamaciones como consecuencia del desarrollo de sus actividades, cuyo resultado puede ser incierto.

Aunque la litigiosidad no es, ni históricamente ha sido, relevante para el Grupo, y a la fecha de este Documento Base Informativo no existe ningún procedimiento administrativo o judicial frente a cualquiera de las sociedades del Grupo que pueda ser considerado material, si los hubiera en el futuro, el resultado desfavorable de tales eventuales procedimientos administrativos o judiciales futuros podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.2.10. Riesgo al respecto de las relaciones de trabajo con sus empleados

Sin perjuicio de la subcontratación y externalización de trabajos y servicios, especialmente en la fase de construcción de los Proyectos, las operaciones del Grupo dependen de la disponibilidad, la retención y los costes de sus empleados y de mantener relaciones satisfactorias con los trabajadores y los sindicatos, en función de la normativa laboral y convenios colectivos existentes en cada momento en cada uno de los países donde el Grupo opere, y ello podría afectarle negativamente.

En particular, si el Grupo es incapaz de mantener relaciones satisfactorias con sus empleados o con los sindicatos, las sociedades del Grupo podrían verse expuestas a sufrir huelgas, paros u otras disputas laborales.

Asimismo, la negociación de acuerdos de negociación colectiva también podría resultar en mayores costes de mano de obra permanente, tanto de personal en plantilla del Grupo, como de personal de cada subcontratista, y con ello incrementarse los precios de contratos de subcontratación futuros.

Igualmente, en las instalaciones de los Proyectos existen grandes piezas de maquinaria, vehículos en movimiento y en ocasiones, como ocurre en los parques eólicos, los empleados trabajan a muchos metros de altura. Por ello, GREENERGY debe implementar las prácticas de seguridad y procedimientos de seguridad necesarios, que también son aplicables a los subcontratistas. Si GREENERGY no es capaz de diseñar y llevar a cabo este tipo de prácticas y procedimientos o si las prácticas y procedimientos que aplica son ineficaces, o si sus proveedores de servicios no las cumplen, sus empleados y otros podrían llegar a resultar heridos o incluso fallecer y podrían también derivarse daños materiales. Por otro lado, en los lugares de trabajo sujetos a inseguridad suele aumentar la rotación de personal y, por tanto, los gastos de explotación de una instalación también se incrementan.

Por tanto, si el Grupo GREENERGY no es capaz de mantener un entorno de trabajo seguro en las instalaciones de los Proyectos, podría estar expuesta a importantes pérdidas, así como a responsabilidades de carácter civil y/o penal. Las reclamaciones podrían dirigirse contra cualquier sociedad del Grupo por accidentes ocurridos o errores cometidos durante la ejecución de obras de construcción o durante la prestación de servicios. Tales reclamaciones podrían estar relacionadas con la lesión o la muerte de personas, daños a las instalaciones o daños ambientales que podrían estar originadas por actos u omisiones de sus empleados o contratistas del Grupo.

Si bien el Grupo contrata pólizas de seguro de responsabilidad civil independientes para cada Proyecto que dan cobertura a los daños que puedan sufrir trabajadores del Grupo GREENERGY y/o a terceros en el proceso de construcción y de operación y mantenimiento, así como pólizas de seguro de construcción para dar cobertura a los posibles daños materiales que se produzcan durante el proceso de construcción como consecuencia de la manipulación de materiales y las actuaciones relacionadas con la construcción del Proyecto, dichos seguros podrían resultar insuficientes.

Todo ello podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de

explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.2.11. Incumplimiento contractual por parte de proveedores

Riesgo de incumplimiento contractual por parte de los proveedores provocados por, cambios en los precios, retrasos, calidad de los materiales servidos, etc.

1.1.2.12. Corrupción

Riesgo de que por acción u omisión los empleados de GREENERGY puedan desviar la gestión de lo público hacia un beneficio privado, así como que puedan incurrir en malversación de fondos, tanto con entidades públicas como privadas.

A pesar de que el Emisor considera que sus actuales políticas y procedimientos son suficientes para cumplir con la regulación aplicable y que hasta la fecha no se ha producido ningún caso de fraude, soborno o corrupción, no puede garantizar que sus políticas y procedimientos contra el blanqueo de capitales, la financiación de terrorismo y soborno no vayan a ser eludidas o sean suficientes para prevenir completamente el blanqueo de capitales, la financiación del terrorismo o el soborno.

1.1.2.13. Relación con la comunidad local

La construcción de las plantas genera impactos negativos en el entorno (ruido, tráfico, impacto visual) así como expectativas de empleo en la zona de ubicación de los proyectos. Existe un riesgo derivado de la gestión de la comunicación con la comunidad (quejas, información de progreso del proyecto, etc.) así como de cumplimiento de expectativas de generación de empleo local. Si bien GREENERGY elabora planes de gestión social que incluyen planes de relación con la comunidad y mecanismos de gestión de consultas y quejas, y pone en marcha iniciativas de impacto local, el impacto causado por este tipo de riesgo podría afectar a la reputación de GREENERGY y afectar al negocio.

1.1.2.14. Riesgos fiscales

GREENERGY está sujeta al cumplimiento de obligaciones fiscales en cada uno de los países donde opera, así como al pago de diferentes impuestos, tributos, tasas, etc. en cada uno de estos países. El incumplimiento de estas obligaciones fiscales, así como la mala interpretación de la normativa fiscal en cada uno de los países supone un riesgo para GREENERGY en el caso de sufrir inspecciones fiscales con resultados desfavorables.

1.1.3. RIESGOS FINANCIEROS

1.1.3.1. Riesgo de tipo de cambio

GREENERGY desarrolla gran parte de su actividad económica en el extranjero y fuera del mercado europeo, en particular en Chile, Perú, Argentina, México y Colombia. A 31 de diciembre de 2020, prácticamente la totalidad de los ingresos del Grupo GREENERGY estaban denominados en moneda distinta al euro, concretamente en dólares americanos. De la misma forma, una gran parte de los gastos e inversiones, fundamentalmente los gastos en aprovisionamientos necesarios para la actividad de construcción y las inversiones en desarrollo

de proyectos, también se obtienen en dólares americanos. Por tanto, la moneda utilizada en el curso normal de la actividad empresarial en LATAM es la moneda local o el dólar americano.

El COVID-19 ha provocado una fuerte inestabilidad en los mercados de divisa, más acusada en los mercados emergentes. En concreto, en referencia a los mercados emergentes en los que el Grupo opera, la depreciación de las divisas (peso chileno, sol peruano, peso mexicano y peso argentino) ha sido muy acusada.

A pesar de este escenario, el efecto de esta depreciación en el resultado del Grupo GREENERGY ha estado controlado en todo momento, manteniéndose por debajo de los límites de riesgo establecidos, permitiendo mitigar el impacto de forma significativa.

Asimismo, la diversificación del Grupo en las diferentes geografías y el elevado peso del negocio en divisas fuertes como el euro y el dólar estadounidense es un mitigante relevante para la estabilidad de los resultados del Grupo.

Si a 31 de diciembre de 2020 el euro se hubiera devaluado/revaluado un 10% respecto a todas las monedas funcionales distintas del euro manteniéndose el resto de las variables constantes, el patrimonio neto hubiera sido superior/inferior en 9.577 / (8.705) miles de euros (superior/inferior en 5.883 / (5.348) miles de euros a 31 de diciembre de 2019) por el efecto de los patrimonios aportados por las sociedades dependientes que actúan con otra moneda funcional distinta a euros. El detalle por moneda es el siguiente:

	Euros			
	31.12.2020		31.12.2019	
	10%	-10%	10%	-10%
Dólar americano (USD)	(4.618.704)	5.080.574	(3.181.140)	3.499.254
Peso Chileno (CLP)	(2.600.693)	2.862.257	(1.145.800)	1.260.452
Otros	(1.485.788)	1.634.198	(1.020.963)	1.123.059
Total	(8.705.185)	9.577.029	(5.347.903)	5.882.765

Si el tipo de cambio medio del euro durante el ejercicio 2020 se hubiera devaluado/revaluado un 10% respecto a todas las monedas funcionales distintas del euro manteniéndose el resto de las variables constantes, el resultado antes de impuestos del periodo hubiera sido inferior/superior en (469) / 453 miles de euros (inferior/superior en (562) / 580 miles de euros a 31 de diciembre de 2019) principalmente por el resultado de la conversión a euros de la cuenta de resultados. El detalle por moneda es el siguiente:

	Euros			
	31.12.2020		31.12.2019	
	10%	-10%	10%	-10%
Dólar americano (USD)	(329.165)	299.241	(200.336)	182.123
Peso Chileno (CLP)	(153.715)	169.087	(284.138)	312.552
Otros	13.726	(15.099)	(77.361)	85.097
Total	(469.154)	453.229	(561.835)	579.772

1.1.3.2. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito consiste en que la contrapartida de un contrato incumpla sus obligaciones contractuales, ocasionando una pérdida para el Emisor.

En relación con este riesgo, el Emisor, directa o indirectamente a través de su participación en las Filiales, mantiene un riesgo de crédito con la totalidad de sus contrapartes contractuales, ya sea con sus proveedores externos, ya sea con sus clientes, pudiendo distinguirse los siguientes supuestos principales:

(a) Riesgo de crédito frente a proveedores externos de materiales y componentes de PVs y PEs: Los principales proveedores de equipos y componentes de PV para el Grupo GREENERGY son empresas multinacionales dedicadas al diseño y fabricación de componentes necesarios para la instalación y desarrollo de una PV o de un PE:

- **Paneles**: TRINA, JINKO Solar, Canadian Solar, Longi, JA Solar y Risen;
- **Inversores**: INGETEAM, AROS- RIELLO y Power Electronics;
- **Estructuras**: PVH, Soltec, TRINA Tracker; y
- **Turbinas para los parques eólicos**: Gamesa y Senvion.

Como regla general, el Grupo GREENERGY únicamente realiza los pagos por los suministros de estos componentes a su recepción efectiva, por lo que el riesgo de crédito es reducido y se circunscribe a los trabajos y servicios *post-venta* acordados con cada uno de estos proveedores, así como a la suficiencia de las garantías técnicas proporcionadas para cada uno de estos componentes, que el Emisor considera que son las habituales de mercado para este tipo de productos y servicios, sin perjuicio de lo cual no se puede asegurar que cubran la totalidad de los riesgos operativos por daños sufridos en estos componentes así como el potencial lucro cesante.

Eventuales incumplimientos por parte de los proveedores del Grupo podrían provocar un impacto sustancial negativo en sus actividades, sus resultados o su situación financiera.

(b) Riesgo de crédito frente a inversores adquirentes de Proyectos: Por lo que se refiere al proceso de rotación de Proyectos que se desarrollan para su venta o traspaso a terceros inversores, el riesgo de crédito trae causa de las probabilidades de impago de riesgo de los precios de venta acordados bajo los correspondientes contratos de compraventa de *SPVs* (“*share purchase agreements*” o “*SPAs*”) para Proyectos individuales, o en los acuerdos marco de construcción y venta de PVs, como es el caso de los suscritos con Daelim, Sonnedix y CarbonFree Technology para varios Proyectos en Chile (los “*Framework Agreements de Venta de PVs*”).

Este riesgo de crédito se limita o mitiga en la medida en la que el pago de los precios de compraventa de Proyectos individuales es siempre al contado, sin pagos aplazados, y por lo que se refiere a los *Framework Agreements* de Venta de PVs, mediante pagos por adelantado y avales u otras garantías requeridas a las correspondientes contrapartes, aunque el retraso en la ejecución de dichos avales o garantías así como potenciales situaciones de insolvencia de los avalistas o garantes podría provocar un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

(c) Riesgo de crédito frente a clientes por servicios de O&M y AM: En relación con aquellos Proyectos en los que el Grupo GREENERGY realiza servicios de O&M y AM, el riesgo de crédito es el derivado de incumplimiento de las obligaciones de pago recurrentes de los clientes de dichos contratos, y ello a pesar de que estos contratos prevean generalmente pagos de comisiones por trimestres vencidos y a 30 días desde la emisión de cada factura. Cualquier cambio en las condiciones de pago de estas comisiones y, en su caso, la insolvencia de clientes significativos podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

(d) Riesgo de crédito frente a *off-takers* bajo PPAs: La estrategia de GREENERGY se dirige al desarrollo de nuevos Proyectos apoyados en contratos a largo plazo de venta de energía (PPAs). Aunque esta estrategia reduce la exposición al precio de mercado de la energía, implica unos nuevos riesgos. Estos riesgos son, principalmente, el riesgo de impago y el riesgo de terminación anticipada de contrato. Los riesgos subyacentes a éstos en un PPA son: (i) de contraparte (porque le pueda faltar liquidez durante el periodo de contrato o incluso que entre en situación concursal o procedimiento análogo de insolvencia, con la terminación anticipada del contrato), y (ii) de mercado (esto es, porque el precio de mercado de la energía se reduzca tanto como para incentivar a la contraparte a instar una terminación anticipada, incluso aunque deba pagar penalizaciones o pagos íntegros hasta una determinada fecha – “*make-whole amounts*”).

Aunque la Sociedad está siendo muy selectiva con las contrapartes con las que negocia PPAs, priorizando a las que son consideradas “*Investment Grade*” por su calidad crediticia y estableciendo una estructura de garantías e indemnizaciones con el objetivo de evitar impagos o resoluciones anticipadas de los contratos e incluye en las negociaciones de estos contratos a las entidades que financian los Proyectos que validan los PPAs, los impagos podrían producirse.

Todo ello podría tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

(e) Riesgo de crédito bajo el esquema de PMGD en Chile: en los Proyectos que se pongan en operación en Chile bajo el esquema de PMGD, la energía producida se vende en el Sistema

Eléctrico Nacional (SEN), formando parte del balance de energía y potencia que publica mensualmente el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Los Proyectos PMGD venden habitualmente la energía a precio de mercado y, si fuera necesario, se le asigna un complemento para garantizarles que se alcance el Precio Estabilizado acordado. Cada productor (cada PMGD) emite múltiples facturas mensualmente en concepto de venta de energía y potencia, según un cuadro de pagos publicado por CEN, a otras empresas del sistema eléctrico, y la obligación de pago corresponde a cada una de dichas empresas.

Por lo general, el pago de los clientes se produce en plazo máximo de 7 días desde la emisión de la factura, y en caso de retrasos o impago, se reporta a CEN y a la Superintendencia de Energía y Combustibles (SEC), los cuales cuentan con las herramientas para forzar el pago o excluir a la empresa en impago del balance de energía de manera inmediata, y así evitar futuros impagos. De este modo, se reduce en gran medida el riesgo de sufrir impagos y que estos alcancen montos relevantes.

En los ejercicios 2019 y 2020, el porcentaje de dotación a insolvencias ha sido nulo. No obstante, las posibles insolvencias y situaciones concursales de las contrapartes bajo cada uno de los supuestos anteriores en el futuro podrían tener un impacto sustancial negativo en las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo GREENERGY.

1.1.3.3. Riesgo de mercado

El mercado en el que el Grupo opera es el relacionado con el sector de la producción y comercialización de energías renovables. Por ello, los factores que intervienen positiva y negativamente en dicho mercado pueden afectar a la marcha del Grupo.

El riesgo de mercado que presenta el sector eléctrico se fundamenta en el complejo proceso de formación de los precios en cada uno de los países o mercados en los que el Grupo desarrolla su negocio.

En general, el precio de los productos que ofrece el sector de las energías renovables contiene un componente regulado y un componente de mercado. El primero está en manos de las autoridades competentes en cada país o mercado, por lo que puede variar en cualquier momento que dichas autoridades lo consideren oportuno y necesario, ocasionando una obligación de adaptación a todos los agentes del mercado, incluyendo a las sociedades del Grupo que actúen en dicho país. Esto afectaría al coste de producción de energía y su vertido a red y, por lo tanto, afectaría al precio pagado por los clientes del Grupo, bien en la negociación de precios de compraventa de Proyectos, bien en la formación de precios de venta en el mercado *wholesale* (“*merchant*”) así como bajo los PPAs.

En cuanto al componente de mercado, existe el riesgo de que los competidores del Grupo, tanto de energías renovables como de fuentes de energía convencionales sean capaces de ofrecer precios menores, generando una competencia en el mercado que, vía precio, pueda poner en

peligro la estabilidad de la cartera de clientes del Grupo y, por lo tanto, podría provocar un impacto sustancial negativo en sus actividades, sus resultados y su situación financiera.

De cualquier modo, la evolución de dicho sector difiere en gran medida de unos países a otros y de unos continentes a otros, razón por la cual el Grupo inició hace tres años un proceso de diversificación geográfica introduciéndose en mercados externos a España (actualmente el Grupo está presente en España, Reino Unido, Chile, México, Colombia, Argentina, Perú e Italia), de modo que se ha conseguido una reducción adicional de este tipo de riesgo. Actualmente, todos los esfuerzos de GREENERGY están puestos en sacar adelante la cartera de proyectos que la sociedad posee en estos países.

1.1.3.4. Riesgo de liquidez

Se denomina riesgo de liquidez a la probabilidad de que el Grupo no sea capaz de atender sus compromisos financieros en el corto plazo. Al ser un negocio intensivo en capital y con deuda a largo plazo, es importante que el Grupo analice los flujos de caja generados por el negocio para que puedan responder al pago de la deuda, tanto financiera como comercial.

El riesgo de liquidez deriva de las necesidades de financiación de la actividad del Grupo GREENERGY por los desfases temporales entre necesidades y generación de fondos. La gestión de este riesgo por el Grupo se ha basado en la rápida rotación de proyectos que ha permitido al Grupo obtener significativos flujos de caja que se han reinvertido en nuevos proyectos, y en la disponibilidad de varias líneas de circulante y de financiación de crédito a operaciones en el extranjero con distintas entidades financieras.

El Grupo no tiene compromisos financieros significativos en el corto plazo y, por tanto, a la fecha de formulación de las cuentas anuales consolidadas de 2020, los flujos de caja generados a corto plazo por el Grupo son suficientes para atender a los vencimientos de la deuda financiera y comercial a corto plazo. Se denomina riesgo de liquidez a la probabilidad de que el Grupo no sea capaz de atender sus compromisos financieros en el corto plazo.

Durante el inicio de los efectos de la COVID-19 y hasta que los bancos centrales comenzaron a implementar medidas de inyección de liquidez con objeto de estabilizar los mercados, se registraron situaciones de restricciones de liquidez, afectando principalmente a las entidades con peores ratings.

El Grupo GREENERGY mantenía una situación sólida de liquidez previa a la situación del COVID-19 que aseguraba no poner en riesgo el cumplimiento de los compromisos del Grupo.

No obstante, y con objeto de garantizar la liquidez en caso de un deterioro adicional de la generación de efectivo de los negocios, se incrementaron las fuentes de liquidez, constatando que, incluso en un entorno de liquidez escasa, el Grupo GREENERGY recibía el apoyo de las entidades bancarias a precios competitivos. Prueba de ello ha sido la firma de préstamos a largo plazo por importe de 14,3 millones de euros en el ejercicio 2020, todos ellos con entidades de crédito españolas y encuadrados en las líneas de financiación ICO-COVID.

A la fecha de este Documento Base Informativo, considerando asimismo la inyección de

liquidez obtenida en virtud de la ampliación de capital acelerada de 105 millones completada en marzo de 2021, el Grupo GREENERGY mantiene una posición sólida de liquidez con efectivo y líneas disponibles suficientes para cumplir con los requerimientos de liquidez de forma holgada incluso en caso de una contracción mayor de los mercados.

1.1.3.5. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones de los tipos de interés (e.g. EURIBOR) modifican los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a dichos tipos, en particular del endeudamiento financiero a corto y largo plazo. El objetivo de la política de gestión del riesgo de tipo de interés por parte del Grupo es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda financiera con el objetivo de reducir en la medida de lo posible el coste financiero de la deuda.

Una parte significativa del endeudamiento financiero del Emisor (e.g. préstamos y pólizas de circulante) devenga intereses a tipos fijos, y por lo que se refiere a las financiaciones estructuradas como “Project Finance” de las filiales de Argentina y Perú, los contratos de financiación se referencian a tipos de interés fijos o, en caso de referenciarse a tipos de interés variables, permiten que la SPV sustituya el tipo variable por tasas de intereses fijas en cada solicitud de desembolso.

Si durante los ejercicios 2020 y 2019 la media de los tipos de interés variables de los recursos ajenos, hubieran sido 10 puntos básicos inferiores/superiores, manteniéndose constantes el resto de las variables, el resultado después de impuestos del periodo correspondiente no hubiera sufrido variaciones significativas dado que aproximadamente el 95% de los recursos ajenos del grupo están referenciados a un tipo de interés fijo. Es por esto por lo que el Grupo considera que no existe un elevado riesgo de tipo de interés.

1.1.3.6. Riesgo de las condiciones de avales y ejecución de los mismos

Para que las sociedades del Grupo puedan desarrollar su actividad como “*developers*” de Proyectos de energías renovables en cada uno de los mercados en los que el Grupo está presente, la Sociedad (directa o indirectamente a través de empresas del Grupo) tiene que aportar avales y garantías a las autoridades competentes con objeto de obtener y mantener los permisos, licencias y autorizaciones (PLAs) relevantes en cada Proyecto, y asimismo puede requerirse el otorgamiento de garantías de ejecución de EPC y de cumplimiento (*performance bonds*) bajo acuerdos marco de EPC a favor de clientes que hayan encargado al Grupo GREENERGY la construcción de uno o varios Proyectos.

Al cierre del ejercicio 2020, el Grupo tenía avales presentados ante terceros por un importe de 40.928.603 euros (45.286.171 euros a 31 de diciembre de 2019), principalmente garantías para presentación a licitaciones y subastas de energía renovable.

Dado que las garantías mencionadas se otorgan básicamente con el fin de garantizar el cumplimiento de obligaciones contractuales o compromisos de inversiones, los acontecimientos que llevarían a su ejecución, y por tanto el desembolso en efectivo, serían incumplimientos por GREENERGY de sus obligaciones con relación al curso ordinario de su actividad, lo cual se

considera que tiene una probabilidad de ocurrencia remota. GREENERGY estima que los pasivos no previstos a 31 de diciembre de 2020, si los hubiera, que pudieran originarse por los avales y garantías prestados, no serían significativos.

1.2. FACTORES DE RIESGO ESPECÍFICOS DE LOS VALORES

1.2.1. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo generado por cambios en las condiciones generales del mercado frente a los de la inversión.

Los Pagarés que se emitan estarán sometidos a posibles fluctuaciones de los precios a los que coticen en el MARF en función, principalmente, de las condiciones generales del mercado y macroeconómicas, del riesgo de crédito del Grupo, de la evolución de los tipos de interés y de la duración de la inversión.

En este sentido, circunstancias como las derivadas de la crisis sanitaria del COVID-19 (véase el factor de riesgo “Riesgo derivado del brote de COVID-19”), entre otras, podrían tener un impacto sustancial negativo en el precio de cotización de los Pagarés.

Por consiguiente, el Emisor no puede asegurar que los Pagarés vayan a cotizar a un precio de mercado igual o superior al precio de suscripción de los mismos.

1.2.2. Riesgo de crédito

El Emisor responde del pago de los Pagarés únicamente con su patrimonio, sin que dicho pago se encuentre garantizado ni con garantías personales de cualquiera de las sociedades del Grupo ni con garantías reales (e.g. hipotecas y prendas).

El riesgo de crédito de los Pagarés surge ante la potencial incapacidad del Emisor de cumplir con las obligaciones establecidas derivadas de los mismos, y consiste en la posible pérdida económica que puede generar el incumplimiento, total o parcial, de esas obligaciones.

1.2.3. Riesgo de variaciones en la calidad crediticia del Emisor. Los Pagarés no serán objeto de calificación crediticia

Con fecha 9 de septiembre de 2021, la agencia AXESOR RISK MANAGEMENT S.L.U. (“**Axesor**”) asignó al Emisor una calificación crediticia o *rating* de BB+, con una tendencia Estable.

Axesor es una agencia de calificación crediticia registrada en la *European Securities Markets Authority* (“**ESMA**”) de conformidad con el Reglamento (CE) 1060/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de septiembre de 2009, sobre las agencias de calificación crediticia.

No obstante, la calidad crediticia del Emisor se puede ver empeorada como consecuencia de un aumento del endeudamiento, así como por un deterioro de las ratios financieras, lo que representaría un empeoramiento en la capacidad del Emisor, según sea el caso, para hacer frente a los compromisos de su deuda.

Asimismo, debe advertirse que, sin perjuicio de la calificación crediticia del Emisor o en cada momento, los Pagarés no serán objeto de calificación crediticia. En caso de que cualquier agencia de calificación crediticia asigne una calificación a los Pagarés, dicha calificación podría no reflejar el potencial impacto de todos los factores de riesgo descritos en este Documento Base Informativo y/o de factores de riesgo adicionales que pudieran afectar al valor de los Pagarés.

1.2.4. Riesgo de liquidez

Es el riesgo de que los inversores no encuentren contrapartida para los Pagarés cuando quieran materializar la venta de los mismos antes de su vencimiento.

A pesar de que se solicitará la incorporación al MARF de los Pagarés, el Emisor no puede asegurar que vaya a producirse una negociación activa de los mismos en este mercado. Asimismo, el Emisor tampoco puede anticipar hasta qué punto, el interés de los inversores en el Grupo GREENERGY conllevará el desarrollo de un mercado de negociación activa de los Pagarés o cómo de líquido sería dicho mercado. En este sentido, se indica que el Emisor no ha suscrito ningún contrato de liquidez por lo que no hay ninguna entidad obligada a cotizar precios de compra y venta.

El precio de mercado de los Pagarés puede verse afectado por múltiples factores, algunos de los cuales son ajenos al control del Emisor, tales como: (i) las condiciones económicas generales; (ii) cambios en la oferta, la demanda o el precio de los productos y servicios del Grupo; (iii) las actividades de los competidores; (iv) los resultados del Grupo o de sus competidores; (v) las percepciones de los inversores sobre el Grupo y su sector de actividad; (vi) la reacción del público general a los comunicados u otros anuncios públicos de Grupo GREENERGY; y (vii) futuras emisiones de deuda.

Como consecuencia de lo anterior, los inversores podrían no ser capaces de vender sus Pagarés al mismo precio de emisión o a un precio superior a éste. Adicionalmente, los mercados de valores pueden experimentar fluctuaciones de precio y volumen que a menudo no están relacionadas o son desproporcionadas con el desempeño de una sociedad en particular. Estas fluctuaciones, así como otros factores podrían reducir significativamente el precio de mercado de los Pagarés, con independencia del desempeño de nuestro Grupo.

En caso de que no se desarrolle un mercado activo, los inversores podrían encontrar dificultades para vender los Pagarés que previamente hubieran adquirido.

1.2.5. Riesgo de divisas

Los Pagarés estarán denominados en euros. En este sentido, aquellos inversores para los que el euro sea una moneda distinta a su moneda nacional asumen el riesgo adicional de variación del tipo de cambio. Los gobiernos o las autoridades monetarias pueden imponer controles en los tipos de cambio que podrían afectar negativamente a un tipo de cambio aplicable. Los referidos inversores podrían sufrir pérdidas en el importe invertido si la evolución del tipo de cambio les resulta desfavorable.

1.2.6. Los Pagarés pueden no ser una inversión adecuada para todo tipo de inversores

Los Pagarés pueden resultar no ser una inversión adecuada para todo tipo de inversores.

Cada inversor interesado en la adquisición de Pagarés debe determinar la idoneidad y conveniencia de su inversión a la luz de sus propias circunstancias. En particular, pero sin limitación, cada potencial inversor debe:

- (i) tener suficiente conocimiento y experiencia para poder evaluar correctamente las ventajas e inconvenientes de invertir en Pagarés y no en otros productos financieros, incluyendo un adecuado análisis de los riesgos y oportunidades, así como de su fiscalidad, incluyendo el análisis pormenorizado de la información contenida en este DBI, en cualquier suplemento que pueda publicarse en relación con él mismo, y los anuncios de información relevante que el Emisor publique en cada momento durante la vida de los Pagarés;
- (ii) tener acceso a las herramientas analíticas apropiadas, y el debido conocimiento para el correcto uso de estas herramientas, para la valoración de su inversión en los Pagarés en el contexto de la situación financiera que sea particular a dicho potencial inversor, y el impacto que esta inversión en Pagarés puede tener en el conjunto de su portfolio de inversiones;
- (iii) tener suficientes recursos financieros y liquidez para soportar todos los riesgos derivados de una inversión en los Pagarés, incluyendo las fechas de repago de principal e intereses, o las posibles diferencias en divisas si el inversor tiene necesidades financieras denominadas en una moneda distinta al euro;
- (iv) entender a fondo los términos comerciales, financieros, legales y fiscales de los Pagarés, y estar familiarizado con las fórmulas que determinan el importe efectivo de cada Pagaré (según se detallan en el apartado 15 de este DBI) frente a las fórmulas financieras que determinan las rentabilidades de otros productos financieros; y
- (v) ser capaz de evaluar (bien por sí mismo, bien con la ayuda de los asesores financieros, legales y de otro tipo que cada potencial inversor estime oportuno) los potenciales escenarios económicos, de tipo de interés y cualesquiera otros factores que pueden afectar su inversión y su habilidad de soportar los riesgos que puedan llegar a materializarse.

1.2.7. Compensación y liquidación de los Pagarés

Los Pagarés estarán representados mediante anotaciones en cuenta, correspondiendo a IBERCLEAR y a sus entidades participantes la llevanza de su registro contable. La compensación y liquidación de los Pagarés, así como el reembolso de su principal se llevarán a cabo a través de IBERCLEAR, por lo que los titulares de los Pagarés dependerán del funcionamiento de los sistemas de IBERCLEAR.

La titularidad de los Pagarés se acreditará mediante anotaciones en cuenta, y cada persona inscrita como titular de los Pagarés en el Registro Central gestionado por IBERCLEAR y en

los registros mantenidos por los miembros de IBERCLEAR, será considerada, salvo que la legislación española disponga lo contrario, titular del importe principal de los Pagarés inscritos en los mismos.

El Emisor cumplirá con su obligación de pago realizando los pagos a través de IBERCLEAR y sus entidades participantes. En este sentido, los titulares de los Pagarés dependerán de los procedimientos de IBERCLEAR y de sus entidades participantes para recibir los correspondientes pagos. El Emisor no es responsable de los registros relativos a los titulares de los Pagarés, ni de los pagos que, de conformidad con los mismos se realicen en relación con los Pagarés.

1.2.8. Orden de prelación

De acuerdo con la clasificación y orden de prelación de créditos establecidos en el Real Decreto Legislativo 1/2020, de 5 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Concursal, en su redacción vigente (la “**Ley Concursal**”), en caso de concurso del Emisor, los créditos que tengan los inversores en virtud de los Pagarés se situarían por detrás de los créditos privilegiados y por delante de los subordinados (salvo que pudieran ser calificados como tales conforme a lo previsto en el artículo 281.1 de la Ley Concursal).

Conforme al artículo 281.1 de la Ley Concursal, se considerarán como créditos subordinados, entre otros, los siguientes:

- (i) Los créditos que, habiendo sido comunicados tardíamente, sean incluidos por la administración concursal en la lista de acreedores, así como los que, no habiendo sido comunicados, o habiéndolo sido de forma tardía, sean incluidos en dicha lista por comunicaciones posteriores o por el juez al resolver sobre la impugnación de ésta.
- (ii) Los créditos por recargos e intereses de cualquier clase, incluidos los moratorios, salvo los correspondientes a créditos con garantía real hasta donde alcance la respectiva garantía.
- (iii) Los créditos de que fuera titular alguna de las personas especialmente relacionadas con el deudor a las que se refiere los artículos 282, 284 y 293 de la Ley Concursal.

En este sentido, debe advertirse por cada inversor que el Emisor puede incurrir durante la vigencia de los Pagarés endeudamiento financiero adicional que, dependiendo de los requisitos de los acreedores proveedores de dicho endeudamiento para que nuestro Grupo obtenga las mejores condiciones financieras, puede requerir la constitución de ciertas garantías reales (por ejemplo, prendas de acciones o participaciones sociales sobre filiales del Grupo), sin que la emisión de los Pagarés bajo este Programa implique ninguna limitación o prohibición de otorgar garantías reales (negative pledge) por parte del Emisor o cualquiera de las sociedades de nuestro Grupo, en cuyo caso dichos acreedores tendrían un rango privilegiado por el valor razonable del bien o del derecho sobre el que se hubiere constituido la garantía como límite del privilegio especial del crédito garantizado, de conformidad con los artículos 272 y 273 de la Ley Concursal.

1.2.9. Riesgos relacionados con MIFID y MIFIR

El nuevo marco europeo regulatorio derivado de MIFID II y del Reglamento 600/2014/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de mayo de 2014 relativo a los mercados de instrumentos financieros y por el que se modifica el Reglamento 648/2012/UE (“MIFIR”) no ha sido todavía totalmente implementado, sin perjuicio de la ya existencia de diferentes reglamentos y directivas delegados.

Aunque la normativa MIFID II y MIFIR se encuentra en vigor desde el pasado 3 de enero de 2018 y algunos participantes de los mercados de valores como MARF e Iberclear se han adaptado ya a estos cambios regulatorios, otros participantes de los mercados de valores pueden estar todavía en proceso de adaptación a los mismos. La adaptación a los mismos podría suponer mayores costes de transacción para potenciales inversores de los Pagarés o cambios en la cotización de los mismos. Además, de acuerdo con lo anterior, los potenciales inversores en los Pagarés deberán realizar su propio análisis sobre los riesgos y costes que MIFID II y MIFIR o sus futuros estándares técnicos puedan suponer para una inversión en Pagarés.

2. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

2.1. Información general del Emisor

2.1.1. Información general del Emisor

La denominación social completa del Emisor es GREENERGY RENOVABLES, S.A. (“GREENERGY”, el “Emisor” o la “Sociedad”).

El Emisor es una sociedad anónima de nacionalidad española con domicilio social y fiscal en la calle Rafael Botí 26, 28023 Madrid (España).

Fue constituida inicialmente como sociedad de responsabilidad limitada mediante escritura pública otorgada el 2 de julio de 2007 ante el notario de Madrid D. Rafael Monjo Carrio, con el número 1.954 de su protocolo, e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid al tomo 24.430, folio 112, sección 8ª, hoja M-439.423, inscripción 1. Fue posteriormente transformada a sociedad anónima en virtud de escritura otorgada el 22 de mayo de 2015 ante el notario de Madrid D. Martín María Recarte Casanova, con el número 1.336 de su protocolo y asimismo inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

Como sociedad anónima de nacionalidad española, el Emisor se rige por la Ley de Sociedades de Capital, cuyo texto refundido fue aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010 de 2 de julio, tal y como sea modificada o complementada en cada momento, incluyendo, sin limitación, la Ley 5/2021, de 12 de abril (la “Ley de Sociedades de Capital”) y demás legislación concordante, así como a la regulación específica de su sector de actividad.

El Número de Identificación Fiscal (NIF) del Emisor es A-85130821 y su código LEI es el 959800M1FVPL5BMW3R13.

Desde el 16 de diciembre de 2019, las acciones del Emisor cotizan en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia.

A 31 de diciembre de 2020, el capital social de la Sociedad era de ocho millones quinientos siete mil ciento setenta y siete euros con treinta y cinco céntimos de euro (8.507.177,35 €), representado y dividido en 24.306.221 acciones de la misma clase, de treinta y cinco céntimos de euro (0,35 €) de valor nominal cada una, junto con una prima de emisión de 6.117.703 euros a 31 de diciembre de 2020.

A la fecha del Documento Base Informativo, el capital social del Emisor, debido a la ampliación de capital de fecha 18 de marzo de 2021, es de nueve millones setecientos setenta y cuatro mil cuatrocientos dieciocho euros con ochenta y cinco céntimos de euro (9.774.418,85 €), representado y dividido en 27.926.911 acciones de la misma clase. El número de acciones nuevas que se emitieron fueron 3.620.690, a un precio de 29 euros por acción, de los que 0,35 euros corresponden a valor nominal y 28,65 euros a prima de emisión.

El grupo GREENERGY está presente en España, Chile, Perú, Colombia, Argentina, México, Italia y Reino Unido.

A 31 de diciembre de 2020, el Grupo GREENERGY estaba formado por 146 sociedades, incluida la Sociedad Dominante (136 sociedades dependientes por participación directa de la dominante y 10 de manera indirecta a través de la participación mayoritaria de una dependiente), integrándose las sociedades dependientes mediante el método de integración global. En cada uno de los países en los que el Grupo opera, el Grupo cuenta con una sociedad cabecera que realizan las funciones de contratista bajo contratos EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), de O&M (Operación y Mantenimiento) o de gestión de activos con personal propio. El resto de las sociedades dependientes se trata de sociedades vehículo (SPVs) que son titulares de los parques solares o eólicos bajo esquemas de *project finance*. Del total de sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2020, un total de 105 sociedades están inactivas.

Desde el 31 de diciembre de 2020 hasta la fecha de incorporación de este DBI, se han incorporado a nuestro Grupo 21 sociedades y se han vendido 5 sociedades, de forma que a esta fecha nuestro Grupo está formado por 162 sociedades.

El Emisor forma parte a su vez del Grupo Daruan, siendo la sociedad de este grupo de sociedades Daruan Group Holding, S.L., con NIF B-86883592 y domicilio social en la calle Rafael Botí nº 26 de Madrid (el “**Grupo Daruan**”).

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo Daruan correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, así como los correspondientes informes de gestión y de auditoría, fueron depositadas en el Registro Mercantil de Madrid con fecha 25 de noviembre de 2020. Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, así como los correspondientes informes de gestión y de auditoría del grupo Daruan están pendientes de depósito en el Registro Mercantil de Madrid a fecha de este Documento Base Informativo.

Por su parte, el Emisor posee participaciones en sociedades filiales o dependientes, en las que, como regla general, tiene la titularidad del 100% de las acciones o participaciones sociales (salvo en aquellas filiales de LATAM donde el porcentaje puede ser del 99,9% o del 98% en

aquellas jurisdicciones en las que no se permiten sociedades unipersonales, y de tres filiales donde el porcentaje de titularidad es del 50%, una filial con el 40% y otras dos filiales donde el porcentaje es del 90%), siendo la cabecera del conjunto de sociedades que forman el Grupo GREENERGY.

Las cuentas anuales consolidadas auditadas del Grupo GREENERGY correspondientes a los ejercicios 2019 y 2020, así como los correspondientes informes de gestión y auditoría, han sido depositadas en el Registro Mercantil de Madrid dentro de los plazos legalmente establecidos, y asimismo publicados en la página web corporativa y en la página web de la CNMV.

2.1.2. Accionistas significativos del Emisor

A 31 de diciembre de 2020 y a fecha de este Documento Base Informativo, el único accionista con una participación accionarial directa superior al 10% del capital social de la Sociedad es Daruan Group Holding, S.L. (el “**Accionista Mayoritario**”), que es titular de 16.709.790 acciones, representativas del 59,83% del capital social de la Sociedad.

La persona física que controla el accionariado del Accionista Mayoritario es David Ruiz de Andrés, quien asimismo ocupa las posiciones de Presidente del Consejo y Consejero Delegado (CEO) del Emisor.

Asimismo, a la fecha de este Documento Base Informativo, el Emisor es titular de 484.345 acciones en autocartera, representativas del 2% del capital social de la Sociedad que fueron adquiridas con la finalidad de (i) su disposición en el mercado, y (ii) atender a distintos planes de incentivos aprobados por la Sociedad para consejeros, directivos, empleados y colaboradores claves del Grupo.

2.2. Objeto social del Emisor

2.2.1. Objeto social del Emisor

El objeto social y los sectores en los que el Grupo GREENERGY desarrolla su actividad son los siguientes:

- la promoción y comercialización de instalaciones de aprovechamiento energético;
- la producción de energía eléctrica y cualquier actividad complementaria; y
- la gestión y explotación de instalaciones de aprovechamiento energético.

2.3. Descripción del Grupo

2.3.1. Presencia y estructura del Grupo

Nuestro Grupo tiene oficinas en España, Italia, Reino Unido, Chile, Perú, Colombia, Argentina y México, con una plantilla de 192 empleados a fecha 31 de diciembre de 2020 (respecto a los 141 empleados a 31 de diciembre de 2020).

El número medio de empleados durante el ejercicio 2020, distribuidos por categorías profesionales es:

- Consejeros y alta dirección: 9
- Directores de departamentos: 23
- Otros: 160

Total: 192

La Sociedad es la cabecera de un conjunto de sociedades constituidas en España y en cada uno de los países donde desarrolla su negocio (“**Grupo GREENERGY**” o el “**Grupo**”), bajo el esquema de sociedades de proyecto con objeto exclusivo (“*special purpose vehicles*” o “**SPVs**”, por su denominación anglosajona habitual en la industria) que bien tienen la titularidad de los activos y PLAs de cada uno de los Proyectos, bien realizan las funciones de contratista bajo los contratos de construcción llave en mano o “*engineering, procurement and construction*” (los “**Contratos EPC**”), los contratos de operación y mantenimiento u “*operations and maintenance*” (los “**Contratos O&M**”) y los contratos de gestión de activos o “*asset management*” (los “**Asset Management**”).

A fecha de este Documento Base Informativo, el Grupo está formado por 149 sociedades, incluida la Sociedad Dominante (137 sociedades dependientes por participación directa de la dominante y 12 de manera indirecta a través de la participación mayoritaria de una dependiente), integrándose las sociedades dependientes mediante el método de integración global. En cada uno de los países en los que el Grupo opera, el Grupo cuenta con una sociedad cabecera que realizan las funciones de contratista bajo Contratos EPC, y Contratos O&M o de gestión de activos con personal propio. Del total de sociedades dependientes a la fecha de este Documento Base Informativo, un total de 105 sociedades se encuentra inactivas.

2.3.2. Resumen de las actividades principales del Grupo GREENERGY y modelo de negocio

GREENERGY es actualmente un Desarrollador (*Developer*) y un Productor Independiente de Energía (*Independent Power Producer* o “**IPP**”, según la terminología anglosajona habitual en la industria), verticalmente integrado, que diseña, desarrolla, construye, opera, mantiene y, en su caso, vende a terceros inversores, activos de energía renovable (fundamentalmente, fotovoltaica y eólica) a gran escala (los “**Proyectos**” y cada uno de ellos, un “**Proyecto**”).

La Sociedad fue fundada en el año 2007 y ha experimentado desde entonces un rápido crecimiento y evolución en la planificación, diseño, desarrollo, construcción y estructuración financiera de Proyectos, contando con presencia en Latinoamérica desde el año 2012. Actualmente, nuestro Grupo tiene oficinas en Italia, Reino Unido, México, Chile, Perú, Colombia y Argentina, así como en España.

La actividad de GREENERGY abarca también el diseño y desarrollo, hasta su operación y venta, de energía como IPP o, en su caso, la venta o transmisión del Proyecto en cuestión a terceros inversores cuando la rentabilidad de dicha venta o transmisión así lo puedan aconsejar, en cuyo caso es habitual que GREENERGY siga prestando al inversor adquirente los servicios de operación y mantenimiento y de gestión de los activos del Proyecto o *asset management*.

El modelo de negocio de GREENERGY se basa en desarrollar sus actividades en cada una de las

fases de la cadena de valor de un Proyecto gracias a una estrategia de integración vertical, dando prioridad siempre a los proyectos “*greenfield*” (esto es, aquellos que se refieren a la realización de un Proyecto de renovables desde cero, o aquel existente que se cambia en su totalidad) sobre aquellos proyectos ya existentes o “*brownfield*” que necesitan de modificaciones, ampliaciones o repotenciaciones. Por otro lado, la compañía mantiene como recurrente la venta de parques no estratégicos de terceros, que compagina con los ingresos recurrentes de los parques propios en la operación. Durante el ejercicio 2020 el grupo no ha tenido ingresos por venta de energía dado que no ha tenido parques en operación.

Para un mejor entendimiento de las actividades de GREENERGY, a continuación se incluye un esquema con las distintas fases en las que el Grupo clasifica los proyectos según su estado de maduración:



- Desarrollo inicial o *Early stage* (<50%): proyecto con factibilidad técnica y financiera, atendiendo a las siguientes circunstancias: (i) existe posibilidad de suelo; (ii) el acceso a la red eléctrica se considera viable operativamente; y/o (iii) concurre posibilidad de venta a terceros. A la fecha de este Documento Base Informativo, GREENERGY cuenta con 50 Proyectos en desarrollo inicial (*early stage*), con una capacidad total de 2.344 MW.
- Desarrollo avanzado o *Advanced development* (>50%): proyecto que se encuentra en una avanzada situación técnica y financiera dado que: (i) el suelo está asegurado o se estima que existe más de un 50% de probabilidad de obtener su propiedad, arrendamiento, derecho de superficie u otro título jurídico que habilite su uso (ii) se han realizado las pertinentes solicitudes para acceder a la red eléctrica con una estimación superior al 90% de conseguirse; y (iii) se ha solicitado el permiso medioambiental. A la fecha de este Documento Base Informativo, GREENERGY cuenta con 35 Proyectos en desarrollo avanzado (*advanced development*), con una capacidad total de 2.869 MW.
- En Cartera de pedidos o *Backlog* (>80%): proyecto que se encuentra en una fase final previa a la construcción donde: (i) el terreno y los derechos de acceso a la red eléctrica están asegurados; (ii) existe más de un 90% de probabilidad de obtención del permiso medioambiental; y (iii) existe un PPA o un contrato marco con un comprador de energía o un banco que está preparado para ser firmado, o bien un esquema de estabilización de

precios bancable. A la fecha de este Documento Base Informativo, GREENERGY cuenta con 16 Proyectos en cartera de pedidos (*backlog*), con una capacidad total de 448 MW.

- En Construcción o *Under construction* (100%): proyecto en el que ya se ha dado orden al constructor engineering, procurement and construction (“EPC”) para comenzar la construcción bajo el Contrato EPC correspondiente. A la fecha de este Documento Base Informativo, GREENERGY cuenta con 21 Proyectos en construcción (*under construction*), con una capacidad total de 417 MW.
- En Operación o *In operation*: proyecto en el que el certificado de aceptación ha sido firmado por la entidad que vaya a ser la propietaria del proyecto en cuestión y en el que la responsabilidad del activo ha sido trasladada desde la entidad que desempeñe las funciones de constructor EPC al equipo de operación del Grupo. A la fecha de este Documento Base Informativo, GREENERGY cuenta con 5 Proyectos en operación (*in operation*), con una capacidad total de 198 MW.

(fuente: <https://greenergy.eu/wp-content/uploads/2021/05/Greenergy-1Q21-Informe-de-resultados-1.pdf>)

2.3.3. Divisiones operativas

El Grupo clasifica las distintas actividades de negocio que desarrolla el Grupo GREENERGY en las siguientes divisiones operativas:

- **Desarrollo y Construcción:** comprende las actividades de búsqueda de proyectos viables, tanto a nivel financiero como técnico, los trabajos necesarios para la consecución de todos los hitos para el inicio de construcción y los trabajos sobre el terreno para la construcción y puesta en marcha de cada proyecto.
- **Energía:** se refiere a los ingresos provenientes de la venta de energía en cada uno de los mercados en los que GREENERGY cuenta o está previsto que cuente con proyectos propios operativos en su condición de IPP.
- **Servicios:** se incluyen los servicios prestados a los proyectos una vez alcanzada la fecha de puesta en marcha (“COD”, por sus siglas en inglés) y que, por tanto, se encuentran en su fase operativa. Comprende las actividades de gestión de activos y de O&M, prestadas tanto a proyectos propios en su condición de IPP, como a proyectos de terceros.

2.3.4. Principales hitos en la cronología del Grupo

Greenergy Renovables se constituye en el año 2007 y empieza sus actividades en el siguiente ejercicio con la construcción de plantas fotovoltaicas para otros clientes. En esta fase inicial la empresa se concentró en la compra de licencias y subcontrataciones de desarrollo y construcción – lo que se conoce como EPC (*Engineering, Procurement and Construction*).

Desde su constitución, el Grupo ha experimentado un rápido crecimiento y evolución en la planificación, diseño, desarrollo, construcción y estructuración financiera de proyectos.

A partir del ejercicio 2009 la compañía modificó su modelo de negocio, hacia una estrategia

dirigida a la construcción de parques propios, con un perfil de productor independiente de energía (IPP). En esta nueva fase de promotor, constructor y productor de energía, Grenergy Renovables empieza con la construcción de proyectos en España.

En 2011 puso en marcha dos plantas de dimensión reducida en Murcia y Ávila. También constituye su primera filial en Chile con el nombre de Grenergy Renovables Pacific Ltda. En adelante, también empezará sus operaciones en México y Perú, a la vez que construye nuevas plantas en Córdoba y Granada, para venderlas posteriormente a fondos de inversión

En julio de 2015, la Sociedad fue la primera empresa española de energías renovables que incorporó las acciones representativas de su capital social en el MAB-EE (ahora denominado BME Growth), que es un SMN dirigido y gestionado por Bolsas y Mercados Españoles (BME) y supervisado por la CNMV. En el MAB-EE se publica información detallada sobre la Sociedad, su negocio, resultados financieros, capitalización y precio de la acción, hechos relevantes, participaciones significativas y resto de información que corresponde hacer pública a accionistas e inversores de conformidad con la normativa aplicable:

https://www.bolsasymercados.es/mab/esp/EE/Ficha/GREENERGY_RENOVABLES_ES0105079000.aspx

Hasta 2017, la Sociedad basó su modelo de negocio principalmente en la construcción e instalación de Proyectos para su venta a terceros inversores en cualquiera de las fases de desarrollo de cada Proyecto. Estas ventas a terceros inversores permitieron a la Sociedad aprovechar las plusvalías latentes en cada fase del Proyecto y generar EBITDA positivo, empleando los fondos obtenidos de dichas ventas para financiar la incorporación de nuevos Proyectos dentro de su *pipeline* (i.e. “rotación” de Proyectos), y desarrollando asimismo funciones de operador y de *asset manager* en aquellos Proyectos ya transmitidos a terceros.

En 2018 fortalece su liderazgo en Chile con nuevos acuerdos de construcción y venta para el periodo 2018-2020, así como el desarrollo de 12 plantas fotovoltaicas por un total de 125MW con la surcoreana Daelim, 4 plantas fotovoltaicas por un total de 31MW con la canadiense CarbonFree Technologies y 2 plantas fotovoltaicas por un total de 18MW con la estadounidense Sonnedix. Abren nuevas oficinas en Santiago de Chile incluyendo un nuevo Centro de Control South Cone 24-7 para actividades de O&M, de cara a apoyar el crecimiento de más de 1GW de *pipeline* total en la región. Fortalecen el desarrollo en España con más de 1GW en *pipeline* de proyectos fotovoltaicos y más de 600MW en proyectos en otros países de LATAM con desarrollos en Colombia, Perú, México y en Argentina.

En noviembre de 2019, el Grupo llevó a cabo una emisión de bonos al amparo del “**Programa de Renta Fija GREENERGY Renovables 2019**” por un importe nominal de 22.000.000 euros, con un tipo de interés del 4,75% y vencimiento en noviembre de 2024. Adicionalmente, formalizó un acuerdo de financiación bajo la modalidad de *project finance* por importe de 53,8 millones de euros con Banco Security, Banco del Estado de Chile y Penta Vida Compañía de Seguros de Vida, para la construcción de un nuevo parque solar de 103 MW ubicado en Quillagua (Chile).

En noviembre de 2019, el Grupo también formalizó su primer acuerdo marco de venta de energía en España de entre 300 y 360 GW/h al año con la compañía energética Galp. Esto permitirá la suscripción de PPAs para un conjunto de proyectos de energía solar PV que suman 200 MW en España y se asignará progresivamente a las actividades comerciales de Galp a partir de agosto de 2021 y durante un período de 12 años. Tras la formalización de este acuerdo, el Grupo cuenta con una cartera de proyectos en diferentes etapas de desarrollo en España de aproximadamente 1 GW.

Con fecha de 10 de diciembre de 2019 se inició la colocación de hasta un 10% de las acciones del Emisor y poder cumplir así con el requisito de *free float* necesario para realizar el listing al mercado continuo, vendiéndose finalmente un total de 2.429.000 acciones a un precio de venta unitario de 12,50 euros por acción. El 16 de diciembre se hizo efectiva la exclusión de negociación de las acciones en el MAB y su admisión simultánea en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, así como su inclusión en el Sistema de Interconexión Bursátil Español, con una capitalización al cierre del ejercicio 2020 de 943 millones de euros.

Durante el primer trimestre de 2020, se diseñó un Plan de Acción ESG 2021-2023 que ya se está implementando. Se trata de un plan de cerca de 70 acciones concretas en las áreas de buen gobierno, alineación de objetivos ESG y estrategia corporativa y gestión de los riesgos e impactos, además de abordar la comunicación de los temas ESG al entorno.

En el segundo trimestre de 2020 el Grupo formalizó su primer acuerdo marco de venta de energía en Colombia de 120 GW/h al año con la compañía energética Celsia, que suscribirá con un conjunto de proyectos de energía solar fotovoltaica, sumando 76 MWp en Colombia, a partir de 2022 durante un período de 15 años.

El Grupo cerró la financiación verde de proyecto para el parque solar de Escuderos (Cuenca) de 200MW. Mediante este acuerdo, KfW IPEX-Bank asume dos tercios de la deuda senior -aproximadamente 64 millones de euros-, mientras que Bankinter financia la cantidad restante -en torno a 32 millones de euros-. Este '*Project Finance*' incluye la financiación de la deuda por el plazo de la construcción más 17 años. Se trata de un préstamo verde en línea con los *Green Loan Principles* (GLP) y cuenta con una verificación independiente de alineación realizada por G- Advisory.

Por otro lado, Axis Participaciones Empresariales, gestora de capital riesgo participada al 100% por el Instituto de Crédito Oficial (ICO), a través de Fond-ICO Infraestructuras II, entraron en esta financiación del parque solar de Escuderos con una deuda subordinada de 12,9 M€ y mismo plazo.

El año 2020 finalizó con una capacidad instalada para generación de 198 MW, donde solamente 103 MW (Quillagua) se acercan en este momento al año desde la puesta en operación. De esta forma, nuestro Grupo se encuentra en proceso de alcanzar y consolidar el objetivo de 350 MW para lo que se requiere la construcción y puesta en marcha del proyecto Escuderos (200 MW), previsto para este año 2021, y la efectiva confirmación del buen rendimiento en los parques finalizados. Al mismo tiempo, se da por cumplido la consecución de un *pipeline* de 5 GW. Las

bases estratégicas se mantienen en general continuistas bajo un crecimiento objetivo de la cartera propia de proyectos en 660 MW durante 2021, 1,5 GW en 2022, y 2,5 GW para 2023.

Estos planes estratégicos cuentan con el refuerzo de la ampliación de capital por un importe de €105M en marzo de 2021 referida en el párrafo siguiente, la incorporación de nuevos miembros a los órganos de gobierno y dirección, así como con la continuidad del modelo de negocio que mantiene la venta de proyectos construidos para terceros y la prestación de servicios como unidades generadoras de caja.

Con fecha 18 de marzo de 2021, GREENERGY llevó a cabo una ampliación de capital con cargo aportaciones dinerarias y con exclusión del derecho de suscripción preferente, por un importe efectivo (nominal más prima) de, aproximadamente 105 millones de euros, mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias de 0,35 euros de valor nominal cada una de ellas, de la misma clase y serie que las acciones que se encontraban ya en circulación. Concretamente, el número de acciones nuevas que se emitieron fueron 3.620.690, a un precio de 29 euros por acción, de los que 0,35 euros corresponden a valor nominal y 28,65 euros a prima de emisión.

2.3.5. Estrategia y objetivos para ejercicios siguientes

Desde el inicio de su actividad, el Grupo ha basado su modelo de negocio, principalmente, en el desarrollo, financiación y construcción de proyectos solares y eólicos. En este sentido, durante el periodo 2015-2019 el Grupo decidió vender a terceros todos los proyectos desarrollados y construidos por el Grupo en España y LATAM, lo que ha permitido a GREENERGY emplear los fondos obtenidos para potenciar la incorporación de nuevos proyectos dentro de su *pipeline* y aportar el capital necesario para financiar muchos de estos proyectos con el objetivo de poder construir y poner en operación la cartera de proyectos que hubiesen alcanzado la fase *ready to build*.

Asimismo, el Grupo desarrolla servicios de O&M y AM en todos los proyectos transmitidos a terceros, lo que ha generado una serie de ingresos recurrentes desde la puesta en marcha de las primeras plantas en España.

Sin perjuicio de seguir desarrollando el mencionado modelo de negocio, esto es, “construir para vender” (*build to sell*), el Grupo ha redefinido su objetivo estratégico hacia el desarrollo, construcción y operación de sus propios proyectos en Europa y en Latinoamérica, con el objetivo de generar y obtener ingresos recurrentes a medio y largo plazo por la venta de la energía generada por dichos proyectos.

De esta forma, la rotación de los proyectos en sus distintas fases de desarrollo, sujeto siempre a su construcción, permite generar caja suficiente como para acometer la inversión de una cartera de proyectos que sea la base de ingresos futuros recurrentes una vez que estos proyectos estén conectados a la red eléctrica, vendiendo energía directamente a mercado o a determinados compradores de energía bajo contratos bilaterales de compraventa de energía u otros contratos marco de compraventa de energía a precios predeterminados, o bien acudiendo a esquemas “bancables” de estabilización de precios.

Adicionalmente a la actividad de generación de energía solar y eólica, está previsto que el Grupo realice la actividad de almacenamiento (*storage*) consistente en almacenar la energía proveniente de fuentes de energía renovables que son intermitentes, con el objetivo de poder arbitrar a la hora de vender la energía y acceder a otros esquemas retributivos.

2.3.6. Órgano de administración y gestión

El órgano de administración del Emisor se compone de un Consejo de Administración, el cual está compuesto por las siguientes personas:

Nombre/Denominación social	Cargo	Carácter	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha primer nombramiento	Fecha expiración
D. David Ruiz de Andrés	Presidente/ Consejero Delegado	Ejecutivo	Daruan Group Holding, S.L.	19/05/2015	15/11/2023
D. Antonio Jiménez Alarcón	Consejero	Ejecutivo	--	15/11/2019	15/11/2023
Dña. María Merry del Val Mariátegui	Consejera	Dominical	--	29/06/2021	29/06/2025 ¹
Dña. Teresa Quirós Álvarez	Consejera	Independiente	--	29/06/2021	29/06/2025 ²
D. Florentino Vivancos Gasset	Secretario Consejero	Dominical	Daruan Group Holding, S.L.	19/05/2015	15/11/2023
Dña. Ana Peralta Moreno	Consejero	Independiente	--	27/06/2016	15/11/2023
D. Nicolás Bergareche Mendoza	Consejero	Independiente	--	27/06/2016	15/11/2023
Dña. María del Rocío Hortigüela Esturillo	Consejero	Independiente	--	15/11/2019	15/11/2023

A continuación, se detalla un breve *Curriculum Vitae* de los miembros del Consejo de Administración:

- (i) **David Ruiz de Andrés** es licenciado en Administración y Dirección de Empresas en la Universidad Británica de Lincoln (*BA Honours*), y licenciado en Derecho por la Universidad Autónoma de Madrid y Global AMP por IESE; con 26 años funda su primera empresa, MARP Marketing y Producto S.A., empresa líder en su sector, y en 2007, funda GREENERGY, sociedad a la que actualmente dedica sus actividades gerenciales. El año 2012 crea una Sociedad de Capital Riesgo (Daruan Venture Capital SCR S.A.) para la promoción e impulso de iniciativas empresariales, a través de la que actúa como inversor y ha participado en el arranque y consolidación de diferentes iniciativas empresariales.
- (ii) **Teresa Quirós Álvarez** es licenciada en Economía y Administración de Empresas por la Facultad de Económicas de Málaga, Programa Ejecutivo para Mujeres en Alta Dirección en ESADE (octubre de 2014-junio de 2015), Programa Ejecutivo en Harvard (mayo de 2013), PDD en el IESE (enero-mayo de 2010). Programa W2W (PWC) para ayudar a altas directivas a convertirse en consejeras (octubre de 2017-junio de 2018);

¹ Pendiente confirmar fecha de expiración

² Pendiente de confirmar fecha de expiración

ha estado vinculada al sector eléctrico, desempeñando diversas funciones en RED ELECTRICA CORPORACIÓN, donde ha sido CFO durante más de 6 años y consejera y presidenta de diferentes filiales del grupo.

- (iii) **María Merry del Val Mariátegui** es licenciada en Empresariales por la Universidad Pontificia de Comillas y MBA por la escuela de negocios ESCP. Ha estado vinculada al sector financiero en negocios relacionados con los mercados de capitales, Project finance y ESG, siendo la socia fundadora de Attalea Partners, directora de Project Finance y Leveraged Finance del Royal Bank of Scotland e Iberdrola en el equipo de desarrollo de negocio.
- (iv) **Florentino Vivancos Gasset** es licenciado en Derecho por la Universidad Carlos III de Madrid (Premio Fin de Carrera) y Abogado en ejercicio desde el año 1998; trabajó en Ramón y Cajal Abogados durante ocho años; es patrono de la Fundación Estudio, institución titular del “Colegio Estudio” desde el año 2003, y Consejero de Cabiedes & Partners SCR y Cabiedes & Partners IV SCR; fue vicesecretario de la Gestora del Fondo General de Garantía de Inversiones y ha sido designado Administrador Concursal en numerosos procedimientos concursales; es Consejero de Daruan Venture Capital SCR y titular de su propio Despacho de Abogados, Vivancos Abogados, S.L.P.
- (v) **Ana Peralta Moreno** es licenciada en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid, Máster en Dirección Económico-Financiera por CEF, y PMD en *Harvard Business School*; ha estado vinculada al sector bancario, desempeñando diversas funciones en Bankinter S.A. donde ha sido Subdirectora General, Directora de Riesgos y miembro del Comité de Dirección, y ha sido Directora General de Riesgos y miembro del Comité de Dirección en Banco Pastor S.A., Consejera independiente y Presidenta de la Comisión de Auditoría y de la Comisión de Riesgos de Deutsche Bank España y Consejera de Grupo Lar; en la actualidad ejerce también como Consejera independiente en BBVA e Inmobiliaria Colonial.
- (vi) **Rocío Hortigüela Esturillo** es Ingeniero de Minas con especialidad en energía y combustibles por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de la Universidad Politécnica de Madrid. Ha participado activamente en el desarrollo y promoción, financiación, diseño, construcción y operación de plantas de energías renovables, en particular de fotovoltaica. Ha sido Presidente de Anpier (Asociación Nacional de Productores e Inversores de Energías Renovables) desde el año 2010 hasta el año 2012 y Co-Presidente de Unef (Unión Española Fotovoltaica) desde el año 2011 hasta el año 2012. Actualmente, es CEO de Entiba Inversiones, S.L. y Sociedad de Inversiones para Desarrollo e Innovación en Renovables, S.L., ambas sociedades de consultoría y asesoramiento sobre la ingeniería de las instalaciones renovables.
- (vii) **Nicolás Bergareche Mendoza** es licenciado en Derecho por la Universidad Carlos III de Madrid y Máster en Derecho (LLM) por la Universidad de Columbia en Nueva York; es socio cofundador y Director de Operaciones de Onza Capital, sociedad de capital

riesgo dedicada a la inversión en compañías del sector de Internet en etapas de aceleración, así como de Onza Entertainment, compañía dedicada a la producción y distribución internacional de programas y series de televisión como El Ministerio del Tiempo (TVE); anteriormente fue Secretario General y Director de la Asesoría Jurídica de Vértice 360, grupo de compañías del sector audiovisual en cuya salida a Bolsa participó directamente, y previamente ejerció como abogado del bufete Uría Menéndez en el área de Comunicación y Tecnología.

(viii) **Antonio Jiménez Alarcón** es el CFO del Grupo y representante persona física de Daruan Group Holding, S.L., sociedad limitada que ocupa un asiento en el Consejo de Administración; es Licenciado en Administración y Dirección de empresas por la Universidad Complutense de Madrid, y MBA por la Universidad Pontificia de Comillas-ICADE; antes de incorporarse al Grupo Daruan/GREENERGY, trabajó como *controller* en Carrefour, así como auditor en BDO, entre los años 2003 y 2004.

Los Altos Directivos (entendido como aquellos que dependen directamente del Consejo de Administración y/o del Consejero Delegado) del Grupo GREENERGY a la fecha de este Documento Base Informativo son los siguientes:

Nombre	Cargo
D. David Ruiz de Andrés	Consejero Delegado (CEO)
D. Antonio Jiménez Alarcón	Director Financiero Corporativo (CFO) y Consejero Ejecutivo
Dña. Mercedes Español Soriano	Directora de Desarrollo y M&A
D. Daniel Lozano Herrera	Director de Relación con Inversores y Comunicación
D. Álvaro Ruiz Ruiz	Director del Área Legal

La dirección profesional de todos los Altos Directivos de GREENERGY es, a estos efectos, Calle Rafael Botí, 26, 28023 Madrid (España).

Por otro lado, los directivos del Grupo GREENERGY que dirigen las distintas divisiones operativas y que dependen del Comité de Dirección a la fecha de este Documento Base Informativo son los siguientes:

Nombre	Cargo
Dña. Emi Takehara	Directora de Financiación Estructurada
D. Gonzalo Rojas Martínez de Villareal	Director de Desarrollo
D. Alfredo Casas Hernández	Director de EPC
D. Daniel Barman Artiles	Director del Departamento de Energía
D. Luis Collazo García	Director de la División de Servicios

Asimismo, se detalla a continuación un breve *Currículum Vitae* de cada uno de los Altos Directivos (a excepción de D. David Ruiz de Andrés y D. Antonio Jiménez Alarcón, cuyos *Currículum Vitae* ya han sido detallados anteriormente junto con los del resto de Consejeros) que dirigen las distintas divisiones operativas:

- (i) **Emi Takehara** es la Directora de Financiación Estructurada desde noviembre de 2015; Máster en Management en EDHEC Business School en Francia así como Máster en Finance and Investments, Accounting and Finance por el European Business School Oestrich-Winkel alemán; comenzó su andadura profesional en Dresdner Kleinwort como analista de crédito entre 2007 y 2008, posteriormente trabajó en SGCIB como *High Yield Debt Capital Markets* hasta abril de 2011; pasando posteriormente a Lloyds Banking Group como *High Yield Director*, cargo que ocupó entre mayo de 2011 y septiembre de 2014. Además, entre julio de 2014 y noviembre de 2015 trabajó en Prime Advocates como Consultor de Social Finance, y entre enero y noviembre de 2015 como Multilateral Development Finance en Inter-American Development Bank.
- (ii) **Álvaro Ruiz Ruiz** es el Director del área legal; licenciado en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid y Master en Derecho corporativo y de empresa en el Centro de Estudios Garrigues. Trabajó en C'M'S' CAMERON MCKENNA en UK, para posteriormente incorporarse a GTL Asesoría Energética como asesor jurídico-económico entre septiembre de 2008 y diciembre de 2009. En enero de 2010 se incorpora a Yingli Green Energy Holding como asesor legal, asumiendo en enero de 2014 la dirección del área legal, puesto que ocupa hasta su incorporación a GREENERGY en octubre de 2015.
- (iii) **Mercedes Español Soriano** es la Directora de Desarrollo de M&A; licenciada en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid y MBA, Comercio Exterior - Gestión internacional de la Empresa en CECO, ICEX; trabajó un año en el departamento de exportaciones de MAERSK; como parte del MBA ICEX trabajó en la Cámara de Comercio Española en Rabat, Marruecos entre 2005 y 2006; posteriormente trabajó como responsable de ventas internacionales en Isofotón desde noviembre de 2006 a junio de 2009; y tras un paso por GSF CAPITAL en Planificación, compras y control logístico, se incorpora en septiembre de 2010 a GREENERGY.
- (iv) **Daniel Lozano Herrera** es el Director de Relación con Inversores y Comunicación; licenciado en Administración y Dirección de Empresas en la Universidad Pablo Olavide de Sevilla, cursando Máster de Gestión Financiera en la Universidad de Nantes; comenzó su andadura profesional como Analista Financiero Corporativo en Abengoa en enero de 2007, siendo destinado a Abengoa Bioenergy Netherlands en octubre de 2008 en Holanda como Controller Financiero hasta febrero de 2012, momento en el que regresa a Abengoa Bioenergía en Sevilla como Director de Administración y Tesorería; en junio de 2016 se une a Masmovil como Director Global de Tesorería, pasando al equipo de Relación con Inversores en junio de 2017, hasta su incorporación a GREENERGY en febrero de 2019.
- (v) **Gonzalo Rojas Martínez de Villareal** es el Director de Desarrollo; ingeniero Agrícola por la Universidad de Sevilla, comenzó su carrera en la Confederación Hidrológica del Guadalquivir como Director Servicio de Expropiaciones; trabajó en Krata como responsable de tasación de fincas rústicas dos años previamente a incorporarse en

Solarpack como Director de Desarrollo de proyectos global en abril de 2008, siendo asignado a Chile, en octubre de 2014 se une a GREENERGY como Director de Chile y desde marzo de 2018 es director de Cono Sur, englobando entre otros Chile y Argentina, así como España.

- (vi) **Alfredo Casas Hernández** es el Director de EPC; ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid. Especialista en Dirección Integrada de Proyectos (Project Management), por la Universidad Politécnica de Madrid. Director Técnico del Grupo VEMUSA durante 15 años, habiendo desarrollado y dirigido multitud de proyectos en los sectores Industrial, energético, terciario, urbanístico y residencial; durante 4 años ha prestado servicios de Consultoría y Asesoramiento en el ámbito de la Ingeniería, para diversas empresas (Prointec, Guascor, Corrochano Consulting & Asociados, EF Ingeniería, GREENERGY Renovables, Lindner Isoliertechnik & Industrieservice GMBH), así como para diversos estudios de arquitectura (Julio Prado Arquitectura y Urbanismo, especializado en desarrollos aeroportuarios, Fernando Landecho Arquitectos, JMLA Arquitectos, mcdos Arquitectos); desde el año 2014 forma parte del equipo de GREENERGY Renovables en calidad de Director de Ingeniería, Contratación y Construcción.
- (vii) **Daniel Barman Artiles** es el Director del Departamento de Energía; ingeniero Industrial por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. MBA en International Management por CECO-ICEX; comenzó su andadura profesional con dos experiencias en Plocan y ULPGC, como research engineer y técnico de medio ambiente; posteriormente como parte de la beca ICEX trabajó en la Oficina Comercial de la Embajada española en Santiago de Chile, incorporándose posteriormente a GREENERGY en abril de 2015 en Chile, y a partir de abril de 2017 en España.
- (viii) **Luis Collazo García** es el Director de la división de Servicios; ingeniero mecánico e industrial por la Universidad de Zaragoza y por la HZ University of Applied Sciences de los Países Bajos, y MBA en Administración de Empresas por la Universidad Pontificia de Comillas; trabajó en Green Energy Technologies Inc. como responsable de proyectos internacionales entre 2009 y 2011; posteriormente en Banco Sabadell 6 meses como parte de su MBA, y en EDP Renovables por espacio de un año, en el departamento de desarrollo de negocio internacional; en marzo de 2013 comienza su andadura en Asset Management en Vector Cuatro Group, pasando a Enertis Solar en julio de 2014, hasta su incorporación en mayo de 2016 a Blue Tree Asset Management; en noviembre de 2017 inició su andadura en GREENERGY.

2.3.6. Reconocimientos obtenidos por el Grupo

GREENERGY ha mostrado siempre un gran compromiso con el medioambiente, invirtiendo, por ejemplo, 614.124 € en políticas medioambientales durante el último ejercicio social cerrado de 2020. En este sentido, en febrero de 2021 GREENERGY ha obtenido su primer rating ESG (*Environmental, Social and Governance*), emitido por Sustainalytics, proveedor global e

independiente de ratings ESG y *research* de gobierno corporativo a inversores, concluyendo en su estudio que GREENERGY tiene una exposición baja al riesgo (obtuvo una puntuación de 13,6).

Asimismo, es importante destacar que, como se describe en detalle en el apartado 12 de este Documento Base Informativo GBP, GREENERGY ha obtenido con fecha 26 de agosto de 2021 una opinión de experto (*second party opinion*) de Sustainalytics confirmando que el “*Grenergy Green Finance Framework*” elaborado por la Sociedad en agosto de 2021 es creíble y generador de un impacto positivo, y alineado con los cuatro principios fundamentales que componen los *Green Bond Principles* (GBP) y los *Green Loan Principles* (GLP), de forma que los instrumentos de deuda (en particular, bonos y pagarés) que se emitan de conformidad con este *Grenergy Green Finance Framework* tendrán la consideración de “instrumentos de financiación verde”.

Por otra parte, GREENERGY ha obtenido en este último año el certificado *Great Place To Work*, el cual mide el nivel de satisfacción de los empleados con su empresa mediante la realización de encuestas a través de *Trust Index*. Las encuestas comenzaron en el verano de 2020, nada más terminar el período de confinamiento que tuvo que realizar toda la población española debido a la aparición del COVID-19.

Los resultados de las encuestas han sido los siguientes:

- El 94% de los empleados se encuentran satisfechos con el tratamiento recibido por parte de GREENERGY;
- El 92% de los empleados están orgullosos de trabajar en GREENERGY; y
- El 79% de los empleados considera GREENERGY como un lugar excelente para trabajar.

2.3.7. Información financiera

Se adjuntan como **Anexo 1** las cuentas anuales consolidadas del Emisor correspondientes a los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2020 y a 31 de diciembre de 2019, auditadas por Ernest & Young, S.L.

Asimismo, se puede consultar esta información en la página web corporativa del Grupo:

<https://GREENERGY.eu/wp-content/uploads/2021/05/3.-Cuentas-anuales-consolidadas-2020.pdf>

<https://GREENERGY.eu/wp-content/uploads/2020/02/Cuentas-anuales-consolidadas-junto-con-informe-de-auditoria-2019.pdf>

A continuación, se incluyen las principales magnitudes financieras del Emisor obtenidas a partir de las cuentas anuales consolidadas de los ejercicios 2020 y 2019:

A) Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020 y 2019

ACTIVO	31.12.2020	31.12.2019
ACTIVO NO CORRIENTE	169.498.284	88.044.141
Inmovilizado intangible	9.142.687	9.445.907
Inmovilizado material	144.767.655	70.346.859
Activos por derecho de uso	5.284.003	4.564.434
Inversiones financieras a largo plazo	86.845	188.991
Activos por impuesto diferido	10.217.094	3.497.950
ACTIVO CORRIENTE	88.699.971	69.582.869
Existencias	18.169.040	8.851.116
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	42.754.986	24.762.622
Inversiones en empresas vinculadas	-	40.512
Inversiones financieras a corto plazo	6.460.724	6.873.062
Periodificaciones a corto plazo	745.971	282.470
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	20.569.250	28.773.087
TOTAL ACTIVO	258.198.255	157.627.010

PATRIMONIO NETO Y PASIVO	31.12.2020	31.12.2019
PATRIMONIO NETO	48.834.948	37.097.475
Patrimonio Neto atribuido a la Sociedad Dominante	49.204.938	37.247.581
Prima de emisión	6.117.703	6.117.703
Reservas	31.911.568	15.444.869
(Acciones y participaciones de la Sociedad Dominante)	(8.115.274)	(3.328.497)
Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante	15.233.317	11.436.955
Ajustes por cambios de valor	(4.449.553)	(930.626)
Participaciones no dominantes	(369.990)	(150.106)
PASIVO NO CORRIENTE	143.517.742	73.437.618
Provisiones a largo plazo	3.421.148	2.748.384
Deudas a largo plazo	134.505.152	67.239.122
Obligaciones y otros valores negociables	21.496.590	21.539.686
Deudas con entidades de crédito	106.608.483	41.764.740
Acreeedores por arrendamiento financiero	4.199.527	3.726.447
Derivados	2.044.363	-
Otros pasivos financieros	156.189	208.249
Pasivos por impuesto diferido	5.591.442	3.450.112
PASIVO CORRIENTE	65.845.565	47.091.917
Provisiones a corto plazo	838.965	828.909
Deudas a corto plazo	20.957.399	9.642.204
Obligaciones y otros valores negociables	151.920	-
Deudas con entidades de crédito	16.716.858	4.953.157
Acreeedores por arrendamiento financiero	681.559	692.217
Derivados	352.692	654.429
Otros pasivos financieros	3.054.370	3.342.401
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	44.049.201	36.620.804
Proveedores	40.326.710	23.388.491
Proveedores, empresas vinculadas	-	5.436
Acreeedores varios	1.481.437	1.938.348
Personal	627.373	536.097
Pasivo por impuesto corriente	633.886	730.798
Otras deudas con las Administraciones Públicas	979.072	1.370.551
Anticipos de clientes	723	8.651.083
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	258.198.255	157.627.010

B) Cuenta de resultados consolidada de los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019

	31.12.2020	31.12.2019
OPERACIONES CONTINUADAS		
Importe neto de la cifra de negocios	73.385.606	72.289.630
Ventas	71.499.624	70.931.791
Prestaciones de servicios	1.885.982	1.357.839
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	8.755.288	(2.702.401)
Trabajos realizados por la empresa para su activo	40.046.215	12.239.733
Aprovisionamientos	(88.026.529)	(62.588.351)
Otros ingresos de explotación	80.213	51.772
Gastos de personal	(5.723.363)	(4.784.016)
Otros gastos de explotación	(4.652.092)	(4.846.025)
Amortización del inmovilizado	(799.271)	(660.945)
Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	275.386	(290.804)
Otros resultados	(175.641)	19.747
Diferencias negativas en combinaciones de negocio	-	8.790.226
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	23.165.812	17.518.566
Ingresos financieros	206.043	55.019
Gastos financieros	(2.627.759)	(1.141.769)
Diferencias de cambio	(5.242.447)	(2.307.056)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-	(25.000)
RESULTADO FINANCIERO	(7.664.163)	(3.418.806)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	15.501.649	14.099.760
Impuesto sobre Beneficios	(394.634)	(2.663.443)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	15.107.015	11.436.317
RESULTADO ATRIBUIDO A PARTICIPACIONES NO DOMINANTES	(126.302)	(638)
RESULTADO DEL EJERCICIO ATRIBUIDO A SOCIEDAD DOMINANTE	15.233.317	11.436.955

C) Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2020 y 2019

	31.12.2020	31.12.2019
A) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		
1. Resultado del ejercicio antes de impuestos.	15.501.649	14.099.760
2. Ajustes del resultado.	8.700.271	(3.654.912)
3. Cambios en el capital corriente.	(26.110.670)	9.177.718
a) Existencias (+/-).	(9.118.309)	2.773.580
b) Deudores y otras cuentas a cobrar (+/-).	(17.992.364)	(10.166.547)
c) Otros activos corrientes (+/-).	(422.989)	(166.906)
d) Acreedores y otras cuentas a pagar (+/-).	1.412.936	14.009.109
e) Otros pasivos corrientes (+/-).	10.056	(31.376)
f) Otros activos y pasivos no corrientes (+/-).	-	2.759.858
4. Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación.	(6.419.855)	(3.740.961)
a) Pagos de intereses (-).	(2.475.839)	(1.141.769)
c) Cobros de intereses (+)	206.043	55.019
d) Cobros (pagos) por impuestos sobre beneficios (+/-).	(4.150.059)	(2.654.211)
5. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (+/-1+/-2+/-3+/-4)	(8.328.605)	15.881.605
B) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
6. Pagos por inversiones (-).	(80.317.510)	(56.081.472)
7. Cobros por desinversiones (+).	654.612	-
8. Flujos de efectivo de las actividades de inversión (7+6)	(79.662.898)	(56.081.472)
C) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
9. Cobros y pagos por instrumentos de patrimonio.	280.158	845.192
10. Cobros y pagos por instrumentos de pasivo financiero.	74.943.745	55.039.454
12. Flujos de efectivo de las actividades de financiación (+/-9+/-10-11)	75.223.903	55.884.646
D) Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	4.563.763	(30.733)
E) AUMENTO/DISMINUCIÓN NETA DEL EFECTIVO O EQUIVALENTES (+/-A+/-B+/-C+/- D)	(8.203.837)	15.654.046
Efectivo o equivalentes al comienzo del ejercicio	28.773.087	13.119.041
Efectivo o equivalentes al final del ejercicio.	20.569.250	28.773.087

2.4. Hechos posteriores al cierre del ejercicio de 2020

2.4.1. Resumen ejecutivo

Los resultados del primer trimestre de 2021 han estado marcados por la entrada en operación de parques propios B2O y el arranque en la venta de energía asociado a los mismos, igualmente mantenemos la construcción y posterior entrega de plantas solares PV PMGD en Chile acordadas previamente para venta a terceros (B2S), mientras se aumenta considerablemente la cartera con la construcción del proyecto Escuderos (200MW) en España, los proyectos PMGD en Chile (144MW) y los parques de distribución en Colombia (72MW).

El EBITDA en el primer trimestre de 2021 alcanzó los 1,8 millones de euros (comparado frente al importe de 5,5 millones de euros del primer trimestre de 2020), principalmente apoyado por las ventas de electricidad de parques en operación.

El resultado neto de primer trimestre de 2021 ascendió a 0,4 millones de euros (comparado frente al importe de 3,4 millones de euros del primer trimestre de 2020) explicado en su mayor parte por los resultados de la división de Energía.

A lo largo del primer trimestre de 2021, GREENERGY invirtió 33,5 millones de euros, principalmente en el proyecto Solar PV de Escuderos (11,2 millones de euros), los parques eólicos Duna y Huambos en Perú (10,5 millones de euros) y Kosten (3,7 millones de euros).

El flujo de operaciones ascendió a 1,2 millones de euros.

La deuda neta alcanzó los 61,2 millones de euros, mejorando principalmente por la ampliación de capital llevada a cabo durante el trimestre (105 millones de euros), resultando en un ratio de apalancamiento (deuda neta sobre EBITDA de los últimos 12 meses) a 31 de marzo de 2021 de 3,1x.

2.4.2. Principales hitos del primer trimestre de 2021

Continúa el desarrollo y construcción de los parques para terceros (B2S).

- Puesta en servicio de 2 parques solares en Chile en el periodo destinados para la venta, alcanzando un total de 21,6MW.
- Actualmente en construcción cuatro proyectos PMGD (42MW) que se destinarán a venta a terceros.

Avance en la construcción de proyectos propios (B2O).

- Avanzando en la construcción el proyecto solar Escuderos (200MW), con COD previsto a finales del tercer trimestre del año.
- Construyendo 10 parques PMGD en Chile (103MW), que se conectarán en distintos momentos a finales del segundo semestre del año.
- Aumentando los parques en construcción en Colombia, que alcanzan los 72MW.

Importantes avances en la maduración del *pipeline* en desarrollo.

- *Pipeline* total en desarrollo aumenta a 6,1 GW, lo que supone un incremento de +1,6GW en últimos 12 meses.
- 2,9GW en *Advanced Development* y 448MW en Backlog, que aseguran el crecimiento de la compañía a corto y medio plazo.
- Avanzan las negociaciones de importantes PPAs para proyectos en desarrollo en España, así como de otro acuerdo para proyectos en Colombia, que se añadirá al alcanzado con Celsia en 2020.

Cierre con éxito de ampliación de capital acelerada por 105M€, cuya finalidad se resume

- Asegurar las necesidades de fondos propios en los proyectos que tenemos objetivo de conectar en nuestro plan IPP 2023.
- Acelerar el crecimiento de proyectos en desarrollo que nos aseguren el crecimiento a medio y largo plazo.
- Reforzar la estructura organizativa y el equipo humano para llevar a cabo, y potencialmente acelerar, el plan de negocio de la Sociedad.

ESG: Roadmap 2023 en marcha.

- Ampliamos el alcance del cálculo de nuestra huella de carbono, definimos objetivos de reducción de la intensidad de nuestras emisiones a 2030 y de emisiones netas a 2050.
- Publicamos el informe de sostenibilidad 2020, reportando los principales indicadores no financieros y explicando la contribución a los ODS establecidos como objetivo.
- Reportamos el avance trimestral en los objetivos ESG marcados para este año dentro del Roadmap ESG 2023.

[resto de página intencionadamente en blanco]

3. DENOMINACIÓN COMPLETA DE LA EMISIÓN DE VALORES

Programa de Pagarés Verdes GREENERGY RENOVABLES 2021.

4. PERSONAS RESPONSABLES

D. David Ruiz de Andrés, en nombre y representación de GREENERGY RENOVABLES, S.A. (en este documento, indistintamente, “**GREENERGY**”, la “**Sociedad**” o el “**Emisor**” y, conjuntamente con las sociedades que forman parte de su grupo a efectos de la normativa mercantil, el “**Grupo GREENERGY**” o el “**Grupo**”), en su calidad de Consejero Delegado, asume la responsabilidad de la totalidad del contenido de este Documento Base Informativo, conforme a los acuerdos del Consejo de Administración aprobados en su reunión de fecha 27 de julio de 2021.

D. David Ruiz de Andrés asegura que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en este Documento Base Informativo es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido de forma significativa.

5. FUNCIONES DEL ASESOR REGISTRADO DEL MARF

NORGESTION, S.A. es una sociedad anónima con domicilio social en Avenida de La Libertad 17, 20004, San Sebastián, y provista del C.I.F nº A-20038022, debidamente inscrita en el Registro Mercantil de Guipúzcoa al tomo 1.114, folio 191, hoja SS-2506, inscripción 1ª, y en el Registro de Asesores Registrados según la Instrucción Operativa 2/2019 de 24 de abril (“**NORGESTION**”).

NORGESTION fue admitida como asesor registrado del MARF en virtud de la Instrucción Operativa 2/2019, de 24 de abril, de acuerdo a la sección 2 de la Circular 3/2013, de 18 de julio, sobre Asesores Registrados en el Mercado Alternativo de Renta Fija.

NORGESTION ha sido designado como asesor registrado del Emisor para el Programa (en esta condición, el “**Asesor Registrado**”).

De conformidad con esta designación, NORGESTION se ha comprometido a colaborar con el Emisor para que éste pueda cumplir con las obligaciones y responsabilidades que el Emisor asumirá al incorporar sus emisiones bajo el Programa al MARF como sistema multilateral de negociación, actuando como interlocutor especializado entre ambos (*i.e.* MARF y Emisor), y como medio para facilitar la incorporación y el desenvolvimiento de cada emisión en el régimen de negociación de los Pagarés.

De conformidad con sus funciones y responsabilidades, NORGESTION deberá facilitar al MARF las informaciones periódicas que éste requiera, y el MARF, por su parte, podrá recabar del Asesor Registrado cuanta información estime necesaria en relación con las actuaciones que lleve a cabo y con las obligaciones que le corresponden, a cuyos efectos podrá realizar cuantas actuaciones fuesen, en su caso, precisas, para contrastar la información que le ha sido facilitada.

El Emisor deberá tener en todo momento designado un Asesor Registrado que figure inscrito en el "Registro de Asesores Registrados del Mercado".

NORGESTION, como entidad designada Asesor Registrado del Emisor, asesorará a éste:

- (i) en la incorporación al MARF de los Pagarés emitidos bajo el Programa;
- (ii) en el cumplimiento de cualesquiera obligaciones y responsabilidades que correspondan al Emisor por su participación en el MARF;
- (iii) en la elaboración y presentación de la información financiera y empresarial requerida por la normativa del MARF; y
- (iv) en la revisión de que la información cumpla con las exigencias de dicha normativa del MARF.

En el ejercicio de la citada función esencial de asistir al Emisor en el cumplimiento de sus obligaciones, NORGESTION como Asesor Registrado, con motivo de la solicitud de incorporación de los Pagarés al MARF:

- (i) ha comprobado que el Emisor cumple los requisitos que la regulación del MARF exige para la incorporación de los Pagarés a este Mercado; y
- (ii) ha asistido al Emisor en la elaboración del Documento Base Informativo, ha revisado toda la información que el Emisor ha aportado al MARF con motivo de la solicitud de incorporación de los Pagarés al MARF, y ha comprobado que la información aportada cumple con las exigencias de la normativa y no omite datos relevantes ni induce a confusión a los inversores.

Tras la incorporación de los Pagarés en el MARF, el Asesor Registrado:

- (i) revisará la información que el Emisor prepare para remitir al MARF con carácter periódico o puntual, y verificará que la misma cumple con las exigencias de contenido y plazos previstos en la normativa;
- (ii) asesorará al Emisor acerca de los hechos que pudiesen afectar al cumplimiento de las obligaciones que éste haya asumido al incorporar los Pagarés al MARF, así como sobre la mejor forma de tratar tales hechos para evitar el incumplimiento de las citadas obligaciones;
- (iii) trasladará al MARF los hechos que pudieran constituir un incumplimiento por parte del Emisor de sus obligaciones en el supuesto de que apreciase un potencial incumplimiento relevante de tales obligaciones que no hubiese quedado subsanado mediante su asesoramiento; y
- (iv) gestionará, atenderá y contestará las consultas y solicitudes de información que el MARF le dirija en relación con la situación del Emisor, la evolución de su actividad, el nivel de cumplimiento de sus obligaciones y cuantos otros datos el MARF considere relevantes.

A los efectos anteriores, el Asesor Registrado realizará las siguientes actuaciones:

- (i) mantendrá el necesario y regular contacto con el Emisor y analizará las situaciones excepcionales que puedan producirse en la evolución del precio, volúmenes de negociación y restantes circunstancias relevantes en la negociación de los Pagarés;
- (ii) suscribirá las declaraciones que, con carácter general, se hayan previsto en la normativa como consecuencia de la incorporación de los Pagarés al MARF, así como en relación con la información exigible a las empresas con valores incorporados al mismo; y
- (iii) cursará al MARF, a la mayor brevedad posible, las comunicaciones que reciba en contestación a las consultas y solicitudes de información que este último pueda dirigirle.

[resto de página intencionadamente en blanco]

6. SALDO VIVO MÁXIMO

El importe máximo del programa de Pagarés es de cien millones de euros (100.000.000.-€) nominales (el “Programa de Pagarés” o el “Programa”).

Este importe se entiende como el saldo vivo nominal máximo que puede alcanzar en cada momento la suma del nominal de los Pagarés en circulación (esto es, emitidos y no vencidos) que se emitan bajo el Programa de Pagarés y que se incorporen al MARF al amparo de este Documento Base Informativo.

7. DESCRIPCIÓN DEL TIPO Y LA CLASE DE LOS VALORES. NOMINAL UNITARIO

Los Pagarés son valores emitidos al descuento, que representan una deuda para el Emisor, devengan intereses y son reembolsables por su nominal al vencimiento.

Para cada emisión de Pagarés con la misma fecha de vencimiento se asignará un código ISIN.

Cada Pagaré tendrá un valor nominal de cien mil euros (100.000.-€), por lo que el número máximo de Pagarés vivos en cada momento no podrá exceder de mil (1.000).

8. LEGISLACIÓN APLICABLE Y JURISDICCIÓN DE LOS VALORES

Los Pagarés se emiten de conformidad con la legislación española que resulte aplicable al Emisor o a los Pagarés como Valores.

En particular, los Pagarés se emiten de conformidad con el Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores (la “LMV”) y el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital (la “LSC”), en su redacción vigente y de acuerdo con sus respectivas normativas de desarrollo o concordantes.

Este Documento Base Informativo es el requerido por la Circular 2/2018 del MARF.

Los juzgados y tribunales de la ciudad de Madrid tendrán jurisdicción exclusiva para el conocimiento de cualquier cuestión, disputa, procedimiento, litigio, conflicto o acción de cualquier naturaleza que pueda surgir en la interpretación o cumplimiento de este Documento Base Informativo y del resto de documentos en virtud de los cuales se emitan y suscriban los Pagarés.

9. REPRESENTACIÓN MEDIANTE ANOTACIONES EN CUENTA

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 8.3. de la LMV y en el Real Decreto 878/2015, de 2 de octubre, sobre compensación, liquidación y registro de valores negociables representados mediante anotaciones en cuenta, sobre el régimen jurídico de los depositarios

centrales de valores y de las entidades de contrapartida central y sobre requisitos de transparencia de los emisores de valores admitidos a negociación en un mercado secundario oficial, tal y como el mismo ha sido modificado por el Real Decreto 827/2017, de 1 de septiembre (el “**RD 827/2017**”), los Pagarés a emitir al amparo de este Programa de Pagarés estarán representados por anotaciones en cuenta, tal y como está previsto por los mecanismos de negociación en el MARF en el que se solicitará su incorporación, siendo IBERCLEAR, con domicilio en Madrid, Plaza de la Lealtad, 1, junto con sus Entidades Participantes, la encargada de su registro contable.

10. DIVISA DE LAS EMISIONES

Los Pagarés emitidos al amparo de este Programa de Pagarés estarán denominados en Euros.

11. CLASIFICACIÓN DE LOS PAGARÉS. ORDEN DE PRELACIÓN

Ninguna de las emisiones de Pagarés realizadas por el Emisor al amparo del Programa tendrá garantías reales o garantías personales de terceros. En consecuencia, el capital y los intereses de los valores estarán garantizados por el patrimonio total del Emisor.

De acuerdo con la clasificación y orden de prelación de créditos establecidos en el Real Decreto Legislativo 1/2020, de 5 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Concursal (la “**Ley Concursal**”), en caso de concurso del Emisor, los créditos que tengan los titulares de los Pagarés tendrán, con carácter general, la clasificación de créditos ordinarios (acreedores comunes) y estarán situados por detrás de los acreedores privilegiados, en el mismo nivel que el resto de los acreedores comunes y por delante de los acreedores subordinados (salvo que pudieran ser calificados como tales conforme a lo previsto en el artículo 281 de la Ley Concursal) y no gozarán de preferencia entre ellos.

12. ESTRUCTURACIÓN DE LOS PAGARÉS QUE SE EMITAN AL AMPARO DEL PROGRAMA COMO “PAGARÉS VERDES”

El Emisor ha estructurado los Pagarés que se emitan al amparo del Programa para que puedan tener la consideración de “*instrumento verde*” de conformidad con el “*Greenergy Green Finance Framework*” elaborado por la Sociedad en agosto de 2021 (tal y como sea modificado o suplementado en cada momento, el “**Marco de Greenergy para Financiación Verde**”) bajo el cual el Emisor emita bonos y pagarés de conformidad con los *Green Bond Principles* (GBP) y suscriba contratos de financiación de conformidad con los *Green Loan Principles* (GLP) cuyos fondos se destinen a financiar o refinanciar, total o parcialmente, proyectos existentes o futuros con los que se espere incrementar la cuota de energías renovables dentro del *pool* eléctrico, para lo cual el Emisor ha obtenido con fecha 26 de agosto de 2021 una opinión de experto (*second*

party opinion) de Sustainalytics, una firma profesional perteneciente al grupo Morningstar y una de las empresas líderes a nivel mundial en proporcionar servicios ASG (ambiental, social y gobierno corporativo) (“**Sustainalytics**”) confirmando que el Marco de Greenergy para Financiación Verde es creíble y generador de un impacto positivo, y alineado con los cuatro principios fundamentales que componen los GBP y los GLP: uso de fondos (*use of proceeds*), proceso de evaluación y selección de proyectos (*project evaluation/selection*), gestión de los fondos (*management of proceeds*) y emisión de informes (*reporting*).

En particular, la *second party opinion* emitida por Sustainalytics de 26 de agosto de 2021 a la que se acaba de hacer referencia confirma el cumplimiento del Marco de Greenergy para Financiación Verde con los “Principios de Bonos Verdes” (*Green Bond Principles* en su denominación original en inglés) publicados por la International Capital Markets Association (ICMA) a la fecha de este Documento Base Informativo, y en concreto, certifica que cualesquiera bonos y/o pagarés que emita la Sociedad bajo el Marco de Greenergy para Financiación Verde tienen la consideración de “instrumentos de financiación verde” por cumplir con los cuatro principios fundamentales de los GBP:

- (i) **Uso de fondos (*use of proceeds*):** el Emisor tiene la intención de emplear los fondos obtenidos bajo las emisiones de los Pagarés para financiar proyectos que caen bajo una única categoría, la de Energía Renovable (*Renewable Energy*), haciendo constar expresamente Sustainalytics el impacto positivo de expandir la capacidad de generación de energía mediante fuentes de energía renovable y considerando que las inversiones elegibles contribuirán a seguir avanzando en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (*UN Sustainable Development Goals* o, abreviadamente, “*SDG*”), y en particular, pero sin limitación, el Objetivo 7 (SDG 7) de “*Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*”.
- (ii) **Proceso de evaluación y selección de proyectos (*project evaluation/selection*):** los procedimientos internos implementados por el Emisor para evaluar y seleccionar proyectos están gestionados por un Comité de Dirección compuesto del Consejero Delegado, el Director Financiero, la Directora de Desarrollo y M&A, el Director de Relación con Inversores y Comunicación y el Director del Área Legal. Los procedimientos de evaluación y mitigación de riesgos del Emisor se aplican a todas las decisiones de asignación de fondos bajo el Marco de Greenergy para Financiación Verde, y Sustainalytics considera que estos procedimientos de gestión de riesgos medioambientales y sociales son adecuados y alineados con las expectativas y mejores prácticas de mercado.
- (iii) **Gestión de los fondos (*management of proceeds*):** Los fondos que obtenga el Emisor de la emisión de instrumentos de financiación verde, incluidos los Pagarés, se despoitarán en una cuenta bancaria separada y gestionada por el equipo de tesorería, con la supervisión del Director Financiero de nuestro Grupo, y hasta el momento en que se proceda a asignar esos fondos en su integridad a proyectos renovables, dichos fondos podrán ser invertidos de forma temporal en el portfolio de instrumentos de liquidez de

nuestro Grupo, en la forma de caja o de instrumentos equivalentes de caja, y que esto se encuentra alineado también con las mejores prácticas de mercado.

- (iv) **Emisión de informes (*reporting*):** el Emisor tiene la intención de realizar informes sobre la asignación de los fondos y su impacto, que se publicarán en su página web de forma anual en un Informe de Sostenibilidad de Grenergy, que proporcionará detalles sobre la asignación de fondos a proyectos de energías renovables incluyendo las cantidades totales de inversiones y gastos en proyectos de energía renovable, las cantidades o porcentajes empleados para financiar necesidades generales corporativas y operaciones de M&A, así como el saldo de los fondos pendientes de utilizar, y Grenergy se ha comprometido en informar sobre ciertas mediciones sobre el grado de impacto (*impact metrics*), confirmando Sustainalytics que estos procedimientos de asignación de fondos y de informes sobre el grado de impacto de los proyectos financiados bajo el Marco de Grenergy para Financiación Verde se ajustan a las mejores prácticas de mercado

Para más detalles sobre en qué consisten los “Principios de Bonos Verdes” (*Green Bond Principles*), se recomienda la lectura del documento de Manual de Guía (*Guidance Handbook*) y Preguntas y Respuestas (Q&A) disponible en la página web de ICMA:

<https://www.icmagroup.org/sustainable-finance/the-principles-guidelines-and-handbooks/guidance-handbook-and-q-and-a>

Al emitir bono y/o pagarés verde, los emisores lanzan una señal respecto a su compromiso para actuar sobre las cuestiones medioambientales, tanto interna como externamente, mediante la financiación de proyectos con claros beneficios medioambientales. También pueden lograr una mayor diversificación de su base inversora, lo que puede significar un incremento potencial de la demanda con las ventajas adicionales que ello conlleva.

13. DESCRIPCIÓN DE LOS DERECHOS VINCULADOS A LOS VALORES Y PROCEDIMIENTO PARA EL EJERCICIO DE LOS MISMOS. MÉTODO Y PLAZOS PARA EL PAGO DE LOS VALORES Y PARA LA ENTREGA DE LOS MISMOS

Conforme a la legislación vigente, los Pagarés emitidos al amparo de este Programa carecerán para el inversor que los adquiera de cualquier derecho político presente o futuro sobre el Emisor.

Los derechos económicos y financieros para el inversor asociados a la adquisición y tenencia de los Pagarés serán los derivados de las condiciones de tipo de interés, rendimientos y precios de amortización con que se emitan y que se encuentran en los apartados 15 y 17 siguientes.

La fecha de desembolso de los Pagarés emitidos coincidirá con la fecha de emisión de los mismos y su valor efectivo será abonado al Emisor por cada una de las Entidades Colaboradoras (conforme este término se encuentra definido en el apartado 16 siguiente) o por los inversores, según el caso, a través del Agente de Pagos (conforme este término se encuentra definido en el

apartado 16 siguiente), en su condición de agente de pagos, en la cuenta que el Emisor indique en cada fecha de emisión.

En todos los casos, cada una de las Entidades Colaboradoras o el Emisor, según sea el caso, expedirá un certificado de adquisición, nominativo y no negociable. Dicho documento acreditará provisionalmente la suscripción de los Pagarés por cada inversor hasta que se practique la oportuna anotación en cuenta, que otorgará a su titular el derecho a solicitar el pertinente certificado de legitimación.

Igualmente, el Emisor comunicará el desembolso, mediante el correspondiente certificado, tanto a MARF como a IBERCLEAR.

14. FECHA DE EMISIÓN. PLAZO DE VIGENCIA DEL PROGRAMA

La vigencia del Programa de Pagarés es de un (1) año a partir de la fecha de incorporación de este Documento Base Informativo por parte del MARF.

Al tratarse de un Programa de Pagarés de tipo continuo, los Valores podrán emitirse, suscribirse e incorporarse al MARF cualquier día durante la vigencia del mismo.

No obstante, el Emisor se reserva la posibilidad de no emitir nuevos Valores cuando lo estime oportuno, de acuerdo con las necesidades de tesorería del Emisor o porque encuentre condiciones de financiación más ventajosas.

En las certificaciones complementarias de cada emisión al amparo del Programa se establecerá la fecha de emisión y la fecha de desembolso de los Pagarés. La fecha de emisión, desembolso e incorporación de los Pagarés no podrá ser posterior a la fecha de expiración de este Documento Base Informativo.

15. TIPO DE INTERÉS NOMINAL. INDICACIÓN DEL RENDIMIENTO Y MÉTODO DE CÁLCULO

El tipo de interés nominal anual de los Pagarés se fijará en cada emisión.

Los Pagarés se emitirán al tipo de interés acordado entre el Emisor y cada una de las Entidades Colaboradoras (según este término se define en el apartado 16 siguiente) o los inversores, según el caso. El rendimiento quedará implícito en el nominal del Pagaré que se reembolsará en la fecha de su vencimiento.

El tipo de interés al que las Entidades Colaboradoras transmitan estos Pagarés a terceros será el que libremente se acuerde con los inversores interesados.

Los Pagarés, al ser valores emitidos al descuento y tener una rentabilidad implícita, el importe efectivo a desembolsar por cada inversor variará de acuerdo con el tipo de interés de emisión y plazo acordados.

Así, el importe efectivo de cada Pagaré se puede calcular aplicando las siguientes fórmulas:

- Cuando el plazo de emisión sea inferior o igual a 365 días:

$$E = \frac{N}{1 + i_n \frac{d}{365}}$$

- Cuando el plazo de emisión sea superior a 365 días:

$$E = \frac{N}{(1 + i_n)^{d/365}}$$

Siendo:

N= importe nominal del Pagaré;

E = importe efectivo del Pagaré;

d = número de días del período, hasta el vencimiento; y

i_n = tipo de interés nominal, expresado en tanto por uno.

Se incluye una tabla de ayuda para el inversor donde se especifican las tablas de valores efectivos para distintos tipos de interés y plazos de amortización, incluyendo además una columna donde se puede observar la variación del valor efectivo del Pagaré al aumentar en diez (10) días el plazo del mismo.

VALOR EFECTIVO DE UN PAGARÉ DE 100.000 EUROS NOMINALES

(Plazo inferior al año)

Tipo Nominal (%)	7 DÍAS			14 DÍAS			30 DÍAS			60 DÍAS		
	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)
0,25%	99.995,21	0,25%	-6,85	99.990,41	0,25%	-6,85	99.979,46	0,25%	-6,85	99.958,92	0,25%	-6,84
0,50%	99.990,41	0,50%	-13,69	99.980,83	0,50%	-13,69	99.958,92	0,50%	-13,69	99.917,88	0,50%	-13,67
0,75%	99.985,62	0,75%	-20,54	99.971,24	0,75%	-20,53	99.938,39	1,62%	-20,52	99.876,86	0,75%	-20,49
1,00%	99.980,83	1,00%	-27,38	99.961,66	1,00%	-27,37	99.917,88	2,17%	-27,34	99.835,89	1,00%	-27,30
1,25%	99.976,03	1,26%	-34,22	99.952,08	1,26%	-34,20	99.897,37	2,71%	-34,16	99.794,94	1,26%	-34,09
1,50%	99.971,24	1,51%	-41,06	99.942,50	1,51%	-41,03	99.876,86	3,26%	-40,98	99.754,03	1,51%	-40,88
1,75%	99.966,45	1,77%	-47,89	99.932,92	1,76%	-47,86	99.856,37	3,82%	-47,78	99.713,15	1,76%	-47,65
2,00%	99.961,66	2,02%	-54,72	99.923,35	2,02%	-54,68	99.835,89	4,38%	-54,58	99.672,31	2,02%	-54,41
2,25%	99.956,87	2,28%	-61,55	99.913,77	2,27%	-61,50	99.815,41	4,93%	-61,38	99.631,50	2,27%	-61,15
2,50%	99.952,08	2,53%	-68,38	99.904,20	2,53%	-68,32	99.794,94	5,50%	-68,17	99.590,72	2,53%	-67,89
2,75%	99.947,29	2,79%	-75,21	99.894,63	2,79%	-75,13	99.774,48	6,06%	-74,95	99.549,98	2,78%	-74,61
3,00%	99.942,50	3,04%	-82,03	99.885,06	3,04%	-81,94	99.754,03	6,63%	-81,72	99.509,27	3,04%	-81,32
3,25%	99.937,71	3,30%	-88,85	99.875,50	3,30%	-88,74	99.733,59	7,20%	-88,49	99.468,59	3,29%	-88,02
3,50%	99.932,92	3,56%	-95,67	99.865,93	3,56%	-95,54	99.713,15	7,78%	-95,25	99.427,95	3,55%	-94,71
3,75%	99.928,13	3,82%	-102,49	99.856,37	3,82%	-102,34	99.692,73	8,35%	-102,00	99.387,34	3,81%	-101,38
4,00%	99.923,35	4,08%	-109,30	99.846,81	4,08%	-109,13	99.672,31	8,93%	-108,75	99.346,76	4,07%	-108,04
4,25%	99.918,56	4,34%	-116,11	99.837,25	4,34%	-115,92	99.651,90	9,52%	-115,50	99.306,22	4,33%	-114,70
4,50%	99.913,77	4,60%	-122,92	99.827,69	4,60%	-122,71	99.631,50	10,10%	-122,23	99.265,71	4,59%	-121,34

VALOR EFECTIVO DE UN PAGARÉ DE 100.000 EUROS NOMINALES

Tipo Nominal (%)	(Plazo inferior al año)						(Plazo igual al año)			(Plazo superior a un año)		
	90 DÍAS			180 DÍAS			365 DÍAS			730 DÍAS		
	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)	Precio Suscriptor (euros)	TIR/TAE (%)	+10 días (euros)
0,25%	99.938,39	0,25%	-6,84	99.876,86	0,25%	-6,83	99.750,62	0,25%	-6,81	99.501,87	0,25%	-6,81
0,50%	99.876,86	0,50%	-13,66	99.754,03	0,50%	-13,63	99.502,49	0,50%	-13,56	99.007,45	0,50%	-13,53
0,75%	99.815,41	0,75%	-20,47	99.631,50	0,75%	-20,39	99.255,58	0,75%	-20,24	98.516,71	0,75%	-20,17
1,00%	99.754,03	1,00%	-27,26	99.509,27	1,00%	-27,12	99.009,90	1,00%	-26,85	98.029,60	1,00%	-26,72
1,25%	99.692,73	1,26%	-34,02	99.387,34	1,25%	-33,82	98.765,43	1,25%	-33,39	97.546,11	1,25%	-33,19
1,50%	99.631,50	1,51%	-40,78	99.265,71	1,51%	-40,48	98.522,17	1,50%	-39,87	97.066,17	1,50%	-39,59
1,75%	99.570,35	1,76%	-47,51	99.144,37	1,76%	-47,11	98.280,10	1,75%	-46,29	96.589,78	1,75%	-45,90
2,00%	99.509,27	2,02%	-54,23	99.023,33	2,01%	-53,70	98.039,22	2,00%	-52,64	96.116,88	2,00%	-52,13
2,25%	99.448,27	2,27%	-60,93	98.902,59	2,26%	-60,26	97.799,51	2,25%	-58,93	95.647,44	2,25%	-58,29
2,50%	99.387,34	2,52%	-67,61	98.782,14	2,52%	-66,79	97.560,98	2,50%	-65,15	95.181,44	2,50%	-64,37
2,75%	99.326,48	2,78%	-74,28	98.661,98	2,77%	-73,29	97.323,60	2,75%	-71,31	94.718,83	2,75%	-70,37
3,00%	99.265,71	3,03%	-80,92	98.542,12	3,02%	-79,75	97.087,38	3,00%	-77,41	94.259,59	3,00%	-76,30
3,25%	99.205,00	3,29%	-87,55	98.422,54	3,28%	-86,18	96.852,30	3,25%	-83,45	93.803,68	3,25%	-82,16
3,50%	99.144,37	3,55%	-94,17	98.303,26	3,53%	-92,58	96.618,36	3,50%	-89,43	93.351,07	3,50%	-87,94
3,75%	99.083,81	3,80%	-100,76	98.184,26	3,79%	-98,94	96.385,54	3,75%	-95,35	92.901,73	3,75%	-93,65
4,00%	99.023,33	4,06%	-107,34	98.065,56	4,04%	-105,28	96.153,85	4,00%	-101,21	92.455,62	4,00%	-99,29
4,25%	98.962,92	4,32%	-113,90	97.947,14	4,30%	-111,58	95.923,26	4,25%	-107,02	92.012,72	4,25%	-104,86
4,50%	98.902,59	4,58%	-120,45	97.829,00	4,55%	-117,85	95.693,78	4,50%	-112,77	91.573,00	4,50%	-110,37

Dada la diversidad de tipos de emisión que previsiblemente se aplicarán a lo largo del Programa de Pagarés, no es posible predeterminedar el rendimiento resultante para cada inversor (TIR).

En cualquier caso se determinaría, para los Pagarés de hasta 365 días, por la fórmula que a continuación se detalla:

$$i = \left(\frac{N}{E} \right)^{\frac{365}{d}} - 1$$

En la que:

i= Tipo de interés efectivo anual expresado en tanto por uno;

N= Valor nominal del Pagaré;

E = Importe efectivo en el momento de la suscripción o adquisición; y

d = Número de días naturales comprendidos entre la fecha de emisión (inclusive) y la fecha de vencimiento (exclusive).

Para los plazos superiores a 365 días, la TIR es igual al tipo nominal del Pagaré descrito en este apartado.

16. ENTIDADES COLABORADORAS, AGENTE DE PAGOS Y ENTIDAD DEPOSITARIA

Las entidades partícipes que colaboran en este Programa (cada una de ellas, una “**Entidad Colaboradora**” y conjuntamente las “**Entidades Colaboradoras**”) a la fecha de este Documento Base Informativo son las siguientes:

1. Bankinter, S.A. (“**Bankinter**”), en su condición también de Lead Arranger
 - CIF: A-28157360;
 - Domicilio: Paseo de la Castellana 29, 28046 Madrid (España).
2. Bestinver, Sociedad de Valores, S.A. (“**Bestinver**”)
 - CIF: A-83563767;
 - Domicilio: Calle Velázquez 140, 2º, 28006 Madrid (España).
3. Banco de Sabadell, S.A. (“**Sabadell**”)
 - CIF: A-08000143;
 - Domicilio: Avda. Óscar Esplá, 37, 03007, Alicante.

El Emisor ha firmado con cada una de las Entidades Colaboradoras un contrato de colaboración para este Programa, que incluye la posibilidad de vender a terceros.

Asimismo, el Emisor podrá suscribir otros contratos de colaboración con nuevas entidades

colaboradoras para la colocación de las emisiones de Pagarés, lo que será, en su caso, comunicado al MARF mediante el correspondiente anuncio de información relevante.

Bankinter actuará asimismo como entidad directora o *Lead Arranger* del Programa (en esta condición, “*Lead Arranger*”) y agente de pagos (en esta condición, el “**Agente de Pagos**”).

Sin perjuicio de que IBERCLEAR será la entidad encargada del registro contable de los Pagarés, no hay una entidad depositaria de los Pagarés designada por el Emisor. Cada suscriptor de los Pagarés designará, de entre las entidades participantes en IBERCLEAR, en qué entidad deposita los Pagarés.

17. PRECIO DE AMORTIZACIÓN Y DISPOSICIONES RELATIVAS AL VENCIMIENTO DE LOS VALORES. FECHA Y MODALIDADES DE AMORTIZACIÓN

Los Pagarés emitidos al amparo de este Programa se amortizarán por su valor nominal en la fecha indicada en el documento acreditativo de adquisición, con aplicación, en su caso, de la retención a cuenta que corresponda.

Al estar prevista la incorporación a negociación en el MARF, la amortización de los Pagarés se producirá de acuerdo con las normas de funcionamiento del sistema de compensación y liquidación de dicho mercado, abonándose, en la fecha de vencimiento, el importe nominal del Pagaré al titular legítimo del mismo, siendo el Agente de Pagos la entidad encargada de ello, quien no asume obligación ni responsabilidad alguna en cuanto al reembolso por parte del Emisor de los Pagarés a su vencimiento.

En el caso de que el reembolso coincidiera con un día inhábil según el calendario TARGET 2 (*Transeuropean Automated Real-Time Gross Settlement Express Transfer System*), se demorará el reembolso al primer día hábil posterior, sin que ninguno de los supuestos mencionados anteriormente pueda tener efecto sobre el importe que deba satisfacerse.

18. PLAZO VÁLIDO EN EL QUE SE PUEDE RECLAMAR EL REEMBOLSO DEL PRINCIPAL

Conforme a lo dispuesto en el artículo 1.964 del Código Civil, la acción para exigir el reembolso del nominal de los Pagarés prescribirá a los cinco (5) años.

19. PLAZO MÍNIMO Y MÁXIMO DE EMISIÓN

Durante la vigencia de este Documento Base Informativo se podrán emitir Pagarés, que podrán tener un plazo de amortización de entre tres (3) días hábiles y setecientos treinta (730) días naturales (es decir, veinticuatro (24) meses).

A estos efectos, tendrá la consideración de “día hábil” cualquier día de la semana en el que

puedan realizarse operaciones de acuerdo con el calendario TARGET 2 (*Transeuropean Automated Real-Time Gross Settlement Express Transfer System*).

20. AMORTIZACIÓN ANTICIPADA

Los Pagarés no incorporarán opción de amortización anticipada ni para el Emisor (*call*) ni para el titular del Pagaré (*put*).

No obstante lo anterior, los Pagarés podrán amortizarse anticipadamente siempre que, por cualquier causa, obren en poder y posesión legítima del Emisor.

21. RESTRICCIONES A LA LIBRE TRANSMISIBILIDAD DE LOS VALORES

Según la legislación vigente, no existen restricciones particulares ni de carácter general, a la libre transmisibilidad de los Valores que se prevé emitir.

22. FISCALIDAD DE LOS VALORES

De conformidad con lo dispuesto en la legislación actualmente en vigor, los Pagarés se califican como **activos financieros con rendimiento implícito**.

En consecuencia, a los Pagarés emitidos al amparo de este Documento les será de aplicación el régimen fiscal general vigente en cada momento para las emisiones de activos financieros con rendimiento implícito en España.

Las rentas derivadas de los Pagarés se conceptúan como rendimientos del capital mobiliario y están sometidas a los impuestos personales sobre la renta: (i) el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (el “**IRPF**”), (ii) el Impuesto sobre Sociedades (el “**IS**”), y (iii) el Impuesto sobre la Renta de no Residentes (el “**IRNR**”), y al sistema de retenciones a cuenta de cada uno estos impuestos, en los términos y condiciones establecidos en sus respectivas leyes reguladoras y demás normas que les sirven de desarrollo.

A continuación, se expone el régimen fiscal aplicable a la adquisición, titularidad y, en su caso, posterior transmisión de los Pagarés que se ofrecen. Todo ello sin perjuicio de las modificaciones de los impuestos implicados en los regímenes tributarios forales de Concierto y Convenio económico, respectivamente, en los territorios históricos del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra, o aquellos otros, excepcionales que pudieran ser aplicables por las características específicas de cada inversor.

Como regla general, para proceder a la enajenación u obtención del reembolso de activos financieros con rendimiento implícito que deban ser objeto de retención en el momento de su transmisión, amortización o reembolso, habrá de acreditarse la previa adquisición de los mismos con intervención de los fedatarios o instituciones financieras obligadas a retener, así como el

precio al que se realizó la operación.

Las entidades financieras a través de las que se efectúe el pago de intereses o que intervengan en la transmisión, amortización o reembolso de los Valores, estarán obligadas a calcular el rendimiento imputable al titular del valor e informar del mismo, tanto al titular de los Pagarés en cuestión como a la Administración Tributaria, a la que asimismo proporcionarán los datos correspondientes a las personas que intervengan en las operaciones antes enumeradas. Esto como se señalará más en detalle a continuación.

Asimismo, la tenencia de los Pagarés está sujeta en su caso, a la fecha de devengo de los respectivos impuestos, al Impuesto sobre el Patrimonio (el “**IP**”) y al Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones (el “**ISyD**”) en virtud de lo dispuesto en cada caso en la normativa vigente.

Este extracto no pretende ser una descripción comprensiva de todas las consideraciones de orden tributario que pudieran ser relevantes en cuanto a una decisión de adquisición de los Pagarés, ni tampoco pretende abarcar las consecuencias fiscales aplicables a todas las categorías de inversores, algunos de los cuales (como por ejemplo las entidades financieras, las entidades exentas del Impuesto sobre Sociedades, las Instituciones de Inversión Colectiva, los Fondos de Pensiones, las Cooperativas, las entidades en régimen de atribución de rentas, etc.) pueden estar sujetos a normas especiales.

En consecuencia, es recomendable que cualquier inversor interesado en la adquisición de los Pagarés consulte con sus abogados o asesores fiscales, quienes les podrán prestar un asesoramiento personalizado a la vista de sus circunstancias particulares.

Del mismo modo, cada uno de los inversores y potenciales inversores deberán estar atentos a los cambios que la legislación vigente en este momento o sus criterios de interpretación pudieran sufrir en el futuro.

Con carácter enunciativo, aunque no excluyente, la normativa aplicable será:

- (i) La Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014, de 26 de junio, de ordenación supervisión y solvencia de entidades de crédito (la “**Ley 10/2014**”) (advírtase que en la normativa de Vizcaya, la regulación de materia tributaria equivalente a la contenida en la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014, la encontramos en la Disposición Adicional Primera de la Norma Foral 1/2012, de 29 de febrero; por la naturaleza del Emisor y a los efectos de este Programa, entiéndase que la referencia normativa a la Disposición Adicional Primera Ley 10/2014 comprende ambas dos).
- (ii) El Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, por el que se aprueba el Reglamento General de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos (el “**RD 1065/2007**”) (advírtase que en la normativa de Vizcaya, el régimen de información respecto de determinadas operaciones con Deuda Pública del Estado, participaciones preferentes y otros instrumentos de deuda se regula en el artículo 55 del Decreto Foral de la Diputación Foral de Bizkaia 205/2008, de 22 de diciembre; de este modo, por la naturaleza del Emisor y a los efectos de este Programa, entiéndase que la referencia

normativa al artículo 44 del Real Decreto 1065/2007 comprende a ambos).

- (iii) La Ley 35/2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades, sobre la Renta de no Residentes y sobre el Patrimonio (la “**Ley del IRPF**”), modificada por la Ley 26/2014, de 27 de noviembre, así como en los artículos 74 y siguientes del Real Decreto 439/2007, de 30 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y se modifica el Reglamento de Planes y Fondos de Pensiones, aprobado por Real Decreto 304/2004, de 20 de febrero (el “**Reglamento del IRPF**”), modificado por el Real Decreto 1003/2014, de 5 de diciembre.
- (iv) La Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, (la “**Ley del IS**”) así como los artículos 60 y siguientes del Reglamento del Impuesto sobre Sociedades aprobado por el Real Decreto 634/2015, de 10 de julio (el “**Reglamento del IS**”).
- (v) El Real Decreto Legislativo 5/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre la Renta de no Residentes (la “**Ley del IRNR**”), modificado por la Ley 26/2014, de 27 de noviembre, y en el Real Decreto 1776/2004, de 30 de julio por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre la Renta de no residentes (el “**Reglamento del IRNR**”).
- (vi) La Ley 19/1991, de 6 de junio, del Impuesto sobre el Patrimonio (la “**Ley del IP**”).

22.1. Inversores personas físicas con residencia fiscal en España

22.1.1. Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas

Con carácter general, los rendimientos de capital mobiliario obtenidos por la inversión en pagarés por parte de personas físicas residentes en territorio español estarán sujetos a retención, en concepto de pago a cuenta del IRPF correspondiente al perceptor, al tipo actualmente vigente del 19%. La retención que se practique será deducible de la cuota del IRPF, dando lugar, en su caso, a las devoluciones previstas en la legislación vigente.

Por su parte, la diferencia entre el valor de suscripción o adquisición del Pagaré y su valor de transmisión, amortización, canje o reembolso se integrará en la base imponible del ahorro del ejercicio en el que se produzca la venta, amortización o reembolso, tributando al tipo impositivo vigente en cada momento, establecido para el ejercicio de 2021 en el 19% (para los primeros 6.000 euros de renta del ahorro), del 21% (para las rentas comprendidas entre 6.000,01 euros y 50.000 euros), del 23% (para las rentas comprendidas entre 50.000,01 euros y 200.000 euros) y del 26% (para rentas que excedan los 200.000 euros).

Para la determinación del rendimiento neto del capital mobiliario, serán deducibles:

- (i) Los gastos de administración y depósito de valores negociables, de acuerdo con el artículo 26 de la Ley del IRPF. A este respecto, se consideran como gastos de administración y depósito o custodia aquellos importes que repercutan las empresas de servicios de inversión, entidades de crédito u otras entidades financieras que, de acuerdo con la Ley del Mercado de Valores, tengan por finalidad retribuir la prestación derivada de la

realización por cuenta de sus titulares del servicio de depósito de valores representados en forma de títulos o de la administración de valores representados en anotaciones en cuenta.

- (ii) En el caso de transmisión, reembolso o amortización de los valores, los gastos accesorios de adquisición y enajenación, de acuerdo con el artículo 25.2.b) de la Ley del IRPF.

Asimismo, conforme al artículo 25.2.b) párrafo 4º de la Ley del IRPF, no resultan compensables los rendimientos de capital mobiliario negativos puestos de manifiesto cuando en el periodo comprendido dentro de los dos meses anteriores o posteriores a la enajenación de los títulos que ocasionaron los mismos, se hubieran adquirido valores homogéneos.

Para proceder a la transmisión o reembolso de los Pagarés se deberá acreditar la adquisición previa de los mismos con intervención de fedatarios o instituciones financieras obligadas a retener, así como por el precio por el que se realizó la operación. La entidad emisora no podrá proceder al reembolso cuando el tenedor no acredite su condición mediante el oportuno certificado de adquisición.

La retención que se practique será deducible de la cuota del IRPF, dando lugar, en su caso, a las devoluciones previstas en la legislación vigente:

- (i) En el caso de rendimientos obtenidos por la transmisión de los Pagarés, la entidad financiera que actúe por cuenta del transmitente será la obligada a practicar la retención correspondiente.
- (ii) En el caso de rendimientos obtenidos por el reembolso y amortización, la entidad obligada a retener será la entidad emisora, salvo que se haya encomendado a una entidad financiera la materialización de esas operaciones, en cuyo caso será esta última la obligada a retener.

Asimismo, en la medida en que a los valores les resulte de aplicación el régimen contenido en la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 será de aplicación, en los valores emitidos a un plazo igual o inferior a 12 meses, el régimen de información dispuesto en el artículo 44 del RD 1065/2007.

Para el caso de que la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 no resultara de aplicación o, resultando de aplicación, el periodo de amortización de los pagarés fuera superior a 12 meses, resultarán de aplicación las obligaciones generales de información.

22.1.2. Impuesto sobre el Patrimonio

Cada uno de los titulares de los Pagarés que sea persona física residente en territorio español está sometido al Impuesto sobre el Patrimonio por la totalidad del patrimonio neto del que sea titular a 31 de diciembre de cada año natural, con independencia del lugar donde estén situados los bienes o puedan ejercitarse los derechos.

La base imponible de este impuesto se encuentra constituida por el valor del patrimonio neto del sujeto pasivo, entendiendo como tal la diferencia entre el valor de los bienes y derechos de los que sea titular el sujeto pasivo y las cargas y gravámenes que recaigan sobre dichos bienes

o derechos. En particular, en el caso de los Pagarés, al tratarse de valores representativos de la cesión a terceros de capitales propios, negociados en mercados organizados, se computarán, de acuerdo con el artículo 13 de la Ley del IP, según su valor de negociación media del cuarto trimestre de cada año.

La tributación se exigirá conforme a lo dispuesto en la Ley del IP que, a estos efectos, fija un mínimo exento de 700.000 euros por cada contribuyente, de acuerdo con una escala de gravamen cuyos tipos marginales oscilan para el año 2021 entre el 0,2 por 100 y el 3,5 por 100, todo ello sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma.

Según lo previsto en el Real Decreto-ley 18/2019, de 27 de diciembre, con efectos 1 de enero de 2021 la cuota de este impuesto está bonificada al 100%, no existiendo obligación de autoliquidar ni de presentar declaración alguna. No obstante, como el devengo de este impuesto se produce el 31 de diciembre, se podrán introducir modificaciones con anterioridad al devengo que afecten al ejercicio 2021, que puedan conllevar la prórroga del mismo como ocurrió en ejercicios previos a través de la correspondiente ley de presupuestos generales del Estado o del Real Decreto-ley 18/2019.

22.1.3. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

Las transmisiones de Pagarés a título lucrativo (por causa de muerte -herencia o legado- o donación) en favor de personas físicas residentes en España están sujetas al ISyD en los términos previstos en la Ley 29/1987, de 18 de diciembre, siendo sujeto pasivo el adquirente de los valores, y sin perjuicio de la normativa específica aprobada, en su caso, por cada Comunidad Autónoma.

De acuerdo con la normativa estatal, el tipo impositivo aplicable sobre la base liquidable oscila entre el 7,65% y el 34%; una vez obtenida la cuota íntegra, sobre la misma se aplican determinados coeficientes multiplicadores en función del patrimonio preexistente del contribuyente y de su grado de parentesco con el causante o donante, pudiendo resultar finalmente un tipo efectivo de gravamen que oscilará entre un 0% y un 81,6% de la base imponible.

22.2. Inversores personas jurídicas con residencia fiscal en España

22.2.1. Impuesto sobre Sociedades

Los sujetos pasivos del IS integrarán en sus respectivas bases imponibles el importe íntegro de los rendimientos derivados de los Pagarés en la forma prevista en el artículo 10 y siguientes de la Ley del IS.

Los rendimientos obtenidos por sujetos pasivos del IS procedentes de estos activos financieros están exceptuados de la obligación de retener siempre que los Pagarés (i) estén representados mediante anotaciones en cuenta, y (ii) se negocien en un mercado secundario oficial de valores español, o en el MARF. En caso contrario, la retención con el carácter de pago a cuenta del IS se practicará al tipo actualmente en vigor del 19% en el ejercicio 2021. La retención a cuenta

que en su caso se practique, será deducible de la cuota del IS.

El procedimiento para hacer efectiva la excepción a la obligación de retener descrita en el párrafo anterior será el contenido en la Orden de 22 de diciembre de 1999, sin perjuicio del régimen de información contenido en el artículo 44 del RD 1065/2007, de 27 de julio.

Para proceder a la transmisión o reembolso de los activos se deberá acreditar la adquisición previa de los mismos con intervención de fedatarios o instituciones financieras obligadas a retener, así como por el precio por el que se realizó la operación. La entidad emisora no podrá proceder al reembolso cuando el tenedor no acredite su condición mediante el oportuno certificado de adquisición.

En caso de rendimientos obtenidos por la transmisión, la entidad financiera que actúe por cuenta del transmitente será la obligada a retener; en el caso de rendimientos obtenidos por el reembolso, la entidad obligada a retener será la entidad emisora o la entidad financiera encargada de la operación.

No obstante lo anterior, en la medida en que a los valores les resulte de aplicación el régimen contenido en la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014, será aplicable para hacer efectiva la exención de retención, en los valores emitidos a un plazo igual o inferior a 12 meses, el procedimiento previsto en el artículo 44 del Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, en la redacción dada por el Real Decreto 1145/2011, de 29 de julio.

Para el caso de que la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 no resultara de aplicación o, resultando de aplicación, el periodo de amortización de los pagarés fuera superior a 12 meses, resultarán de aplicación las obligaciones generales de información.

22.2.2. Impuesto sobre el Patrimonio

Las personas jurídicas no están sujetas al IP.

22.2.3. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

Las personas jurídicas no son contribuyentes del ISyD.

22.3. Inversores no residentes en territorio español

22.3.1. Impuesto sobre la Renta de no residentes: Inversores no residentes en España con establecimiento permanente

A los inversores no residentes con establecimiento permanente en España les es de aplicación el régimen tributario descrito para los inversores personas jurídicas residentes en España.

22.3.2. Impuesto sobre la Renta de no residentes: Inversores no residentes en España sin establecimiento permanente

Los rendimientos de los Pagarés obtenidos por personas o entidades no residentes en España que actúen, a estos efectos, sin establecimiento permanente, tributarán con arreglo a las normas de la Ley del IRNR.

No obstante, en la medida en que se cumplan los requisitos previstos en la Disposición Adicional

Primera de la Ley 10/2014 y, cuando sea aplicable, el inversor no residente sin establecimiento permanente acredite su condición, los rendimientos derivados de los valores se encontrarán exentos en el IRNR en los mismos términos que los rendimientos derivados de la deuda pública, con independencia de la residencia fiscal del inversor. En caso contrario, los rendimientos derivados de la diferencia entre el valor de amortización, transmisión, reembolso o canje de los valores emitidos bajo este Programa y su valor de suscripción o adquisición, obtenidos por inversores sin residencia fiscal en España, quedarán sujetos, con carácter general, a retención al tipo impositivo del 19% del ejercicio 2021, sin perjuicio de los que resulte de los convenios para evitar la doble imposición firmados por España o de la aplicación de exenciones domésticas.

En los valores emitidos a un plazo igual o inferior a 12 meses, para que sea aplicable la exención mencionada en el párrafo anterior, será necesario cumplir con el procedimiento previsto en el artículo 44 del Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, en la redacción dada por el Real Decreto 1145/2011, de 29 de julio.

Para el caso de que la Disposición Adicional Primera de la Ley 10/2014 no resultara de aplicación o, resultando de aplicación, el periodo de amortización de los pagarés fuera superior a 12 meses, resultarán de aplicación las obligaciones generales de información.

22.3.3. Impuesto sobre el Patrimonio

Sin perjuicio de lo que resulte de los convenios para evitar la doble imposición, están sujetas al IP, con carácter general, las personas físicas que no tengan su residencia habitual en España de conformidad con lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley del IRPF, que sean titulares a 31 de diciembre de cada año natural, de bienes situados o derechos ejercitables en el mismo si bien los sujetos pasivos podrán practicar la minoración correspondiente al mínimo exento por importe de 700.000 euros, aplicándoseles la escala de gravamen general del impuesto, cuyos tipos marginales oscilan para el año 2021 entre el 0,2% y el 3,5%.

No obstante lo anterior, estarán exentos del IP los valores cuyos rendimientos estén exentos en virtud de lo dispuesto en la Ley del IRNR.

Como el devengo de este impuesto se produce el 31 de diciembre, pueden introducirse modificaciones con anterioridad al mismo.

Asimismo, para la determinación de la cuota por este impuesto es necesario notar que, de acuerdo con la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 3 de septiembre de 2014 (asunto C-127/12), que conllevó la modificación de la Disposición Adicional Cuarta de la Ley del IP, los contribuyentes no residentes que sean residentes en un Estado miembro de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo tendrán derecho a la aplicación de la normativa propia aprobada por la Comunidad Autónoma donde radique el mayor valor de los bienes y derechos de que sean titulares y por los que se exija el impuesto, porque están situados, puedan ejercitarse o hayan de cumplirse en territorio español.

Para la aplicación de lo dispuesto en los convenios para evitar la doble imposición, será necesario contar con la acreditación de la residencia fiscal mediante el correspondiente certificado válidamente emitido por las autoridades fiscales del país de residencia del inversor

en el que se especifique expresamente la residencia a los efectos previstos en el convenio.

22.3.4. Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

Sin perjuicio de lo que resulte de los convenios de doble imposición suscritos por España, las adquisiciones a título lucrativo por personas físicas no residentes en España, y cualquiera que sea la residencia del transmitente, estarán sujetas al ISyD cuando la adquisición lo sea de bienes situados en territorio español o de derechos que puedan ejercitarse o hubieran de cumplirse en ese territorio. El tipo efectivo oscilará entre el 0 y el 81,6%..

Para la aplicación de lo dispuesto en los convenios para evitar la doble imposición, será necesario contar con la acreditación de la residencia fiscal mediante el correspondiente certificado válidamente emitido por las autoridades fiscales del país de residencia del inversor en el que se especifique expresamente la residencia a los efectos previstos en el convenio. Asimismo, de acuerdo con la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 3 de diciembre de 2014, en el caso de la adquisición de bienes y derechos por herencia, legado o cualquier otro título sucesorio, siempre que el causante hubiera sido residente en un Estado miembro de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo, distinto de España, los contribuyentes tendrán derecho a la aplicación de la normativa propia aprobada por la Comunidad Autónoma, con carácter general, en donde se encuentre el mayor valor de los bienes y derechos del caudal relicto situados en España. En caso de que el causante hubiera sido residente en el territorio de alguna Comunidad Autónoma, los contribuyentes no residentes que sean residentes en un Estado Miembro de la Unión Europea o Espacio Económico Europeo podrán aplicar la normativa de la Comunidad Autónoma donde haya sido residente el causante.

De igual forma, en la adquisición de bienes muebles por donación o cualquier otro negocio jurídico a título gratuito e intervivos, los contribuyentes no residentes, que sean residentes en un Estado miembro de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo, tendrán derecho a la aplicación de la normativa propia aprobada por la Comunidad Autónoma donde hayan estado situados los referidos bienes muebles un mayor número de días del periodo de los cinco años inmediatos anteriores, contados de fecha a fecha, que finalice el día anterior al de devengo del impuesto..

Asimismo, el Tribunal Supremo ha emitido diversas sentencias (siendo la primera de ellas, de 19 de febrero de 2018, recurso número 62/2017) en las que determina que los sujetos residentes fuera de la Unión Europea y del Espacio Económico Europeo también pueden beneficiarse de las bonificaciones autonómicas del Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones como cualquier ciudadano español o residente en la Unión Europea y en el Espacio Económico Europeo; el Tribunal Supremo concluye a este respecto que lo contrario supone una vulneración de la libertad de circulación de capitales que, como el Tribunal de Justicia de la Unión Europea ha manifestado reiteradamente, aplica a países terceros.

En este sentido, hasta la fecha, la normativa interna del impuesto no ha sido modificada para incorporar el criterio del Tribunal Supremo manifestado en las citadas sentencias, que crean jurisprudencia. No obstante, la Dirección General de Tributos del Ministerio de Hacienda, en contestaciones a consultas vinculantes V0417-20 y V0418-20, ha admitido la posibilidad de que

este grupo de contribuyentes pueda optar también por aplicar la normativa de las Comunidades Autónomas.

Se aconseja a los inversores que consulten con sus abogados o asesores fiscales.

22.4. Obligaciones de información

Para que sea de aplicación la exención contenida en la Ley 10/2014, deberán cumplirse las obligaciones de información contempladas en el artículo 44 del RD 1065/2007 que se resumen a continuación.

En el supuesto de Valores registrados originariamente en una entidad de compensación y liquidación de Valores domiciliada en España, las entidades que mantengan los valores registrados en sus cuentas de terceros, así como las entidades que gestionan los sistemas de compensación y liquidación de valores con sede en el extranjero que tengan un convenio con la citada entidad de compensación y liquidación de valores domiciliada en España, deberán suministrar al Emisor de los Pagarés, en cada pago de rendimientos, una declaración que, de conformidad con lo que conste en sus registros, incluya la siguiente información respecto de los Valores, conforme al Anexo a dicho Real Decreto 1065/2007:

- Identificación de los Valores.
- Fecha de reembolso.
- Importe total a reembolsar.
- Importe de los rendimientos correspondientes a contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas.
- Importes a reembolsar que deban abonarse por su importe íntegro (que serán aquellos rendimientos abonados a todos aquellos inversores que no sean contribuyentes del IRPF).

Esta declaración deberá presentarse el día hábil anterior a la fecha de amortización de los Pagarés, reflejando la situación al cierre del mercado de ese mismo día. La falta de presentación de la mencionada declaración por alguna de las entidades obligadas en la fecha prevista anteriormente determinará, para el Emisor o el Agente de Pagos autorizado, la obligación de abonar los rendimientos que correspondan a dicha entidad por el importe líquido que resulte de la aplicación del tipo general de retención (actualmente el 19 por 100) a la totalidad de éstos.

No obstante, si antes del día 10 del mes siguiente al mes en que venzan los rendimientos derivados de los valores, la entidad obligada presentara la correspondiente declaración, el Emisor o el Agente de Pagos procederán, tan pronto como cualquiera de ellos reciban esta declaración, a abonar las cantidades retenidas en exceso.

Todo lo anterior sin perjuicio de las obligaciones de información establecidas con carácter general en la normativa tributaria.

22.5. Imposición indirecta en la adquisición y transmisión de los Pagarés

La adquisición y, en su caso, posterior transmisión de los Pagarés, estarán sujetas y exentas del Impuesto sobre el Valor Añadido y del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales Onerosas y Actos Jurídicos, de conformidad con la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del IVA (la “**Ley del IVA**”) y el Real Decreto Legislativo 1/1993, de 24 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, en los términos expuestos en el artículo 314 de la Ley del Mercado de Valores y concordantes de las leyes reguladoras de los impuestos citados.

23. PUBLICACIÓN DEL DOCUMENTO BASE INFORMATIVO

Este Documento Base Informativo se publicará en la web del MARF (www.bmerf.es), dentro de la siguiente página;

<http://www.bmerf.es/esp/QueEs/MARF/MARFIncorporacionPagares.aspx>

24. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COLOCACIÓN Y, EN SU CASO, SUSCRIPCIÓN DE LA EMISIÓN

23.1. Colocación por las Entidades Colaboradoras

Cada una de las Entidades Colaboradoras podrá actuar como intermediaria de la colocación de los Pagarés. No obstante, cada Entidad Colaboradora podrá suscribir Pagarés en nombre propio.

A estos efectos, cada Entidad Colaboradora podrá solicitar al Emisor cualquier día hábil, entre las 10:00 y 14:00 horas (CET), cotizaciones de volumen y tipos de interés para potenciales emisiones de Pagarés a fin de poder llevar a cabo los correspondientes procesos de prospección de la demanda entre inversores cualificados y/o clientes profesionales.

El importe, el tipo de interés, la fecha de emisión y desembolso, la fecha de vencimiento, así como el resto de los términos de cada emisión colocada por cada Entidad Colaboradora se determinará mediante acuerdo entre el Emisor y la Entidad Colaboradora en cuestión. Los términos de dicho acuerdo serán confirmados mediante el envío al Emisor por parte de la Entidad Colaboradora de que se trate de un documento que recoja las condiciones de la emisión y el Emisor, en caso de conformidad con dichos términos, lo devolverá a la Entidad Colaboradora de que se trate en señal de confirmación.

En caso de suscripción originaria por una Entidad Colaboradora para su posterior transmisión a los inversores cualificados y/o clientes profesionales, se deja constancia de que el precio al que la Entidad Colaboradora de que trate transmita los Pagarés será el que libremente se acuerde entre los interesados, que podría no coincidir con el precio de emisión (es decir, con el importe efectivo).

23.2. Emisión y suscripción de los Pagarés directamente por inversores finales

Asimismo, este Programa prevé la posibilidad de que inversores finales que tengan la consideración de inversores cualificados (tal y como estos se definen en el artículo 39 del Real Decreto 1310/2005 o la norma que lo sustituya y en la normativa equivalente en otras jurisdicciones) o clientes profesionales (de acuerdo con lo previsto en el artículo 205 de la Ley del Mercado de Valores) puedan suscribir los Pagarés directamente del Emisor, siempre dando cumplimiento a cualesquiera requisitos que pudieran derivarse de la legislación vigente.

En tales casos, el importe, el tipo de interés, la fecha de emisión y desembolso, la fecha de vencimiento, así como el resto de los términos de cada emisión así acordada serán los pactados por el Emisor y los inversores finales de que se trate con ocasión de cada emisión concreta.

25. COSTES DE TODOS LOS SERVICIOS DE ASESORAMIENTO LEGAL, FINANCIERO, AUDITORIA Y OTROS SERVICIOS AL EMISOR CON OCASIÓN DE LA EMISIÓN/INCORPORACIÓN, ASÍ COMO LOS COSTES DE COLOCACIÓN Y, EN SU CASO ASEGURAMIENTO, ORIGINADOS POR LA EMISIÓN Y COLOCACIÓN E INCORPORACIÓN

Los gastos de todos los servicios de asesoramiento legal, financiero, auditoria y otros servicios al Emisor con ocasión de la emisión/incorporación de los Pagarés ascienden a un total de noventa y ocho mil euros (98.000.-€) aproximadamente, sin incluir impuestos (asumiendo la emisión de cien millones de euros (100.000.000.-€) bajo el Programa), incluyendo las tasas de MARF e IBERCLEAR.

26. SOLICITUD DE INCORPORACIÓN DE LOS PAGARÉS AL MARF

25.1. Plazo de incorporación

Se solicitará la incorporación de los Pagarés descritos en este Documento Base Informativo en el sistema multilateral de negociación denominado Mercado Alternativo de Renta Fija (MARF).

El Emisor se compromete a realizar todos los trámites necesarios para que los Pagarés coticen en dicho Mercado en un plazo máximo de siete (7) días hábiles a contar desde cada fecha de emisión de los Pagarés bajo la emisión correspondiente.

A estos efectos, se recuerda que, como ya se ha indicado en los apartados anteriores, **la fecha de emisión coincide con la fecha de desembolso.**

La fecha de incorporación de los Pagarés al MARF deberá ser, en todo caso, una fecha comprendida dentro del periodo de vigencia de este Documento Base Informativo y anterior a la fecha de vencimiento de los respectivos Pagarés. En caso de incumplimiento de dicho plazo, se comunicarán los motivos del retraso a MARF y se harán públicos los motivos del retraso a través de la correspondiente comunicación de información relevante en la página web del MARF, sin perjuicio de la eventual responsabilidad contractual en que pueda incurrir el Emisor.

MARF adopta la estructura jurídica de un sistema multilateral de negociación (SMN), en los términos previstos en los artículos 26, artículos 44 y siguientes del Real Decreto-ley 21/2017, de 29 de diciembre, de medidas urgentes para la adaptación del derecho español a la normativa

de la Unión Europea en materia del mercado de valores, constituyéndose en un mercado alternativo, no oficial, para la negociación de los valores de renta fija.

Este Documento Base Informativo es el requerido en la Circular 2/2018.

Ni el MARF ni la CNMV, ni ninguna de las Entidades Colaboradoras, el Agente de Pagos, el Asesor Registrado o el Asesor Legal, han aprobado o efectuado ningún tipo de verificación o comprobación en relación con el contenido de este Documento Base Informativo, de las cuentas anuales auditadas y de los informes de evaluación crediticia presentados por el Emisor, sin que la intervención del MARF suponga una manifestación o reconocimiento sobre el carácter completo, comprensible y coherente de la información contenida en la documentación aportada por el Emisor.

Se recomienda a cada potencial inversor leer íntegra y cuidadosamente este Documento Base Informativo y obtener asesoramiento financiero, legal y fiscal de expertos en la contratación de estos activos financieros con anterioridad a cualquier decisión de inversión relativa a los Pagarés como valores negociables.

El Emisor hace constar expresamente que conoce los requisitos y condiciones que se exigen para la incorporación, permanencia y exclusión de los Valores en MARF, según la legislación vigente y los requerimientos de su organismo rector, aceptando cumplirlos.

El Emisor hace constar expresamente que conoce los requisitos para el registro y liquidación en IBERCLEAR. La liquidación de las operaciones se realizará a través de IBERCLEAR.

25.2. Publicación de la incorporación de las emisiones de los Pagarés

Se informará de la incorporación de las emisiones de los Pagarés a través de la página web del MARF (<http://www.bmerf.es>).

27. CONTRATO DE LIQUIDEZ

El Emisor no ha suscrito con ninguna entidad compromiso de liquidez alguno sobre los Pagarés que se emitan al amparo de este Programa.

En Madrid, el 14 de septiembre de 2021.

Como responsable del Documento Base Informativo:

D. David Ruiz de Andrés

p.p.

Consejero Delegado

GREENERGY RENOVABLES, S.A.

EMISOR

GREENERGY RENOVABLES, S.A.

Calle Rafael Botí 2, 28023 Madrid (España)

LEAD ARRANGER

Bankinter, S.A.

Paseo de la Castellana 29, 28046 Madrid (España)

ENTIDADES COLABORADORAS

Bankinter, S.A.

Paseo de la Castellana 29, 28046 Madrid (España)

Bestinver, Sociedad de Valores, S.A.

Calle Velázquez 140, 2º, 28006 Madrid (España)

Banco de Sabadell, S.A.

Avda. Óscar Esplá, 37, 03007 Alicante (España)

AGENTE DE PAGOS

Bankinter, S.A.

Paseo de la Castellana 29, 28046 Madrid (España)

ASESOR LEGAL

Evergreen Legal, S.L.P.

Paseo del General Martínez Campos 15,
28010 Madrid (España)

ASESOR REGISTRADO

NORGESTION, S.A.

Avenida de la Libertad 17, 20004 San Sebastián, Guipúzcoa (España)

ANEXO 1

**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS CERRADOS A 31 DE
DICIEMBRE DE 2019 Y A 31 DE DICIEMBRE DE 2020**

**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO CERRADO
A 31 DE DICIEMBRE DE 2020**

<https://grenergy.eu/wp-content/uploads/2021/12/Cuentas-anuales-individuales-2020-sin-firmas-informe-de-auditoria.pdf>

**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS DEL EMISOR
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO CERRADO
A 31 DE DICIEMBRE DE 2019**

<https://grenergy.eu/wp-content/uploads/2020/02/Cuentas-anuales-consolidadas-junto-con-informe-de-auditoria-2019.pdf>