



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA ROCINANTE DE 105,26 MW DE POTENCIA INSTALADA, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 33 KV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 'SET ROCINANTE 220/33 KV', LA LÍNEA A 220 KV 'SET ROCINANTE-SET COLECTORA LA SOLANA' Y LAS INFRAESTRUCTURAS COMUNES PARA LA EVACUACIÓN DEL NUDO SOLANA 220 KV QUE CONSISTEN EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COLECTORA 'SET LA SOLANA 30/220 KV' Y LA LÍNEA SUBTERRÁNEA A 220 KV 'SET LA SOLANA-SET LA SOLANA 220 KV REE', EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE PUERTOLLANO, PROVINCIA DE CIUDAD REAL

REF.: INF/DE/102/22

Fecha: 28 de julio de 2022

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES.....	4
1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental	4
1.2. Informes de conexión e incidencia en la operación del sistema	5
1.3. Solicitud de informe preceptivo	8
2. NORMATIVA APLICABLE.....	9
3. CONSIDERACIONES.....	10
3.1. Condiciones técnicas.....	10
3.1.1. Descripción del proyecto	10
3.1.2. Condiciones de eficiencia energética.....	16
3.2. Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del proyecto	19
3.2.1. Capacidad legal.....	19
3.2.2. Capacidad técnica.....	21
3.2.3. Capacidad económico-financiera.....	28
4. CONCLUSIÓN.....	38

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA ROCINANTE DE 105,26 MW DE POTENCIA INSTALADA, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 33 KV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA ‘SET ROCINANTE 220/33 KV’, LA LÍNEA A 220 KV ‘SET ROCINANTE–SET COLECTORA LA SOLANA’ Y LAS INFRAESTRUCTURAS COMUNES PARA LA EVACUACIÓN DEL NUDO SOLANA 220 KV QUE CONSISTEN EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COLECTORA ‘SET LA SOLANA 30/220 KV’ Y LA LÍNEA SUBTERRÁNEA A 220 KV ‘SET LA SOLANA–SET LA SOLANA 220 KV REE’, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE PUERTOLLANO, PROVINCIA DE CIUDAD REAL

Expediente: INF/DE/102/22

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretaria

D^a. María Angeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 28 de julio de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a Enel Green Power España, S.L. la autorización administrativa previa para la instalación solar fotovoltaica Rocinante de 105,26 MW de potencia instalada, las líneas subterráneas a 33 kV, la subestación eléctrica transformadora ‘SET Rocinante 220/33 kV’, la línea a 220 kV ‘SET Rocinante–SET Colectora La Solana’ y las infraestructuras comunes para la evacuación del nudo Solana 220 kV que consisten en la subestación eléctrica colectora ‘SET La Solana 30/220 kV’ y la línea subterránea a 220 kV ‘SET La Solana–SET La Solana 220 kV REE’, en el término municipal de Puertollano, provincia de Ciudad Real, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 18 de enero de 2019, ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (en adelante ENEL GREEN POWER) ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, en concepto de garantía frente al compromiso de obtener la autorización de explotación, responder a los requerimientos de la Administración y no desistir voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación de producción de energía eléctrica denominada Planta Solar Fotovoltaica Rocinante (en adelante PSF ROCINANTE).

Con fecha 27 de noviembre de 2020, ENEL GREEN POWER presentó, ante la DGPEM, solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la PSF ROCINANTE, su infraestructura de evacuación (Subestación Eléctrica 33/220 kV y Línea eléctrica de evacuación a 220 kV) y las Infraestructuras Comunes para la evacuación de cinco plantas fotovoltaicas (nudo La Solana 220 kV).

Con fechas 13 y 17 de marzo de 2021 se publicaron en el Boletín Oficial del Estado (BOE) y en el Boletín Oficial de la Provincia (BOP) de Ciudad Real sendos anuncios del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real por los que se sometían a información pública las antedichas solicitudes. Con fecha 27 de julio de 2021 la mencionada Área remitió a la DGPEM informe con el resultado del trámite de información pública y consulta a las Administraciones Públicas, Organismos, empresas afectadas y a las personas interesadas.

El Proyecto de la instalación a la que se refiere el presente informe se encuentra comprendido en el apartado j) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental¹, por lo que procede formular su DIA ordinaria según el artículo 41 de dicha Ley, una vez se ha sometido a

¹ 'Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie'.

evaluación de impacto ambiental ordinaria, previa a su autorización administrativa.

La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, mediante Resolución de 4 de mayo de 2022 (publicada en el BOE de fecha 16 de mayo de 2022), ha formulado DIA a la realización del proyecto PSF ROCINANTE y su infraestructura de evacuación, en la que se establecen las condiciones ambientales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias, que resultan de la evaluación ambiental practicada en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales. Como consecuencia, se establece, entre otras medidas, que se soterrará la línea de evacuación en su totalidad.

1.2. Informes de conexión e incidencia en la operación del sistema

Con fecha 23 de agosto de 2019 Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en su calidad de Operador del Sistema (OS) y Gestor de la Red de Transporte, emitió escrito de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación (SE) La Solana 220 kV, como consecuencia de la propuesta de incorporación de nuevas instalaciones de generación renovable hasta un contingente total de 497 MW instalados (MWins) / 469,5 MW nominales (MWnom), y remitió el correspondiente Informe de Viabilidad de Acceso (IVA). Tras la reducción de potencia de algunas instalaciones respecto a la potencia inicialmente prevista aceptada por sus promotores y la exclusión de la solicitud de acceso coordinada de alguno de sus proyectos, con objeto de ajustarse a la capacidad máxima de conexión calculada en dicho nudo, resultó un contingente total de 237 MWins/189,5 MWnom de generación renovable con permiso de acceso —entre la que se encontraba la PSF ROCINANTE—, además de un contingente total de 180 MWins / MWnom de generación renovable sin permiso de acceso.

La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte La Solana 220 kV a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, sería considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre², condicionada a su viabilidad físico-técnica y a la acreditación de la imposibilidad de utilizar una posición planificada.

² Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

El acceso del contingente de generación (237 MWins/189,5 MWnom) resultaría técnicamente viable con las consideraciones indicadas en el escrito. REE advierte no obstante que, conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas y podrían estar sometidas a limitaciones zonales severas en escenarios de alta producción renovable. Asimismo, las condiciones reales de operación podrían dar lugar a instrucciones para la reducción momentánea de la producción. Los estudios de capacidad de acceso de ámbito zonal y nodal se han realizado según los escenarios de demanda y generación, así como los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema³ establecidos en el P.O.12.1⁴.

Con fecha 20 de diciembre de 2019, REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la SE La Solana 220 kV, motivada por la modificación de la titularidad y de la potencia nominal prevista de dos de las cinco nuevas plantas fotovoltaicas, hasta alcanzar un contingente total de 237 MWins /200,65 MWnom. En particular, la PSF ROCINANTE revisa la potencia nominal prevista de 89,5 MWnom y pasa a 100 MWnom, manteniendo la potencia instalada, con objeto de ajustarse al margen de capacidad disponible hasta agotarlo.

El acceso del contingente de generación (237 MWins /200,65 MWnom) resultaría técnicamente viable en una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, sería considerada como instalación planificada según la mencionada disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018. Se trataría de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación ‘La Solana – SE Colectora La Solana 220 kV’, línea que pertenece a las ‘instalaciones de conexión no transporte’⁵, instalaciones que serán compartidas por las instalaciones de generación renovable que obtienen permiso de acceso. Considerando la generación

³ Capacidad MWins estimada en función de la producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):

$$MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$$
$$MW_{insNO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MW_{insEÓLICA} \leq MW_{prod}$$

⁴ Procedimiento de Operación 12.1. ‘Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte’, aprobado mediante Resolución de 11 de febrero de 2005 (BOE 01/03/2005).

⁵ Instalaciones ambas —posición y línea de evacuación— que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según el Procedimiento de Operación 12.2, ‘Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio’, aprobado mediante Resolución de 11 de febrero de 2005 (BOE 01/03/2005).

existente y prevista con permiso de acceso a la red de transporte (237 MWins / 200,65 MWnom), así como la generación existente y prevista con aceptabilidad de acceso, con conexión en la red de distribución subyacente de Unión Fenosa Distribución (UFD) (180 MWins /180 MWnom), se alcanzaría la capacidad máxima admisible en la actual SE La Solana 220 kV, no existiendo margen disponible para nueva generación no gestionable adicional.

Adicionalmente, REE recuerda que, aunque otras condiciones de funcionamiento del sistema (capacidad por flujo de cargas o por condicionantes de estabilidad transitoria) no resultan de aplicación a efectos de denegación en el procedimiento de acceso (no limitante desde el punto de vista reglamentario), resultan decisivas por cuanto constituye una limitación técnica fundamental de aplicación a todas las instalaciones de generación en la operación en tiempo real.

Asimismo, las consideraciones anteriores contemplan, en todo caso, el cumplimiento por las plantas fotovoltaicas que solicitan el acceso del Reglamento (UE) 2016/631 en materia de requisitos de conexión de generadores a la red, y la normativa nacional que lo desarrolle en detalle. En particular, al ser las instalaciones de generación instalaciones conectadas a la red de 220 kV, deberán cumplir con las capacidades técnicas de conexión requeridas para los módulos de parque eléctrico tipo D.

Con fecha 21 de julio de 2021, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión a la red de transporte en la SE La Solana 220 kV y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Esta comunicación supuso la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y, siempre que se ajusten a los requisitos que afirman cumplir y con las consideraciones indicadas en los mismos, constituye los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para el otorgamiento de la autorización administrativa para las instalaciones generadoras incluidas en el escrito, entre las que se encontraba la PSF ROCINANTE. Se otorga permiso de acceso y conexión para cinco instalaciones fotovoltaicas por un total de 237 MWins / 200,65 MWnom (Capacidad de Acceso) en una nueva posición de la red de transporte considerada planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación 'La Solana – SE Colectora La Solana 220 kV', instalaciones de enlace a compartir por las instalaciones de generación renovable incluidas en el escrito.

REE recuerda que estas actuaciones sólo se consolidan tras la formalización del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores, el Interlocutor Único de Nudo (IUN), en su caso, y la propia REE como titular del punto de conexión a la red de transporte, lo cual requerirá la acreditación de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación y sus correspondientes instalaciones de conexión, y habrá de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente, en particular en el apartado 7 del P.O.12.2 'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte', considerando el plazo normativo de dos meses previo al primer acoplamiento, y el cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida (incluida el alta de las telemedidas en tiempo real a través de un centro de control habilitado según las especificaciones del P.O. 8.2⁶). Esto dará lugar al informe del OS previo a la solicitud de notificación operacional previsto en el artículo 39 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁷, que permitirá la autorización de puesta en servicio y en tensión para pruebas y la verificación de la capacidad de control desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL).

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 3 de junio de 2022 tuvo entrada en la CNMC solicitud de la DGPEM del informe preceptivo previsto en el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, respecto a la propuesta de Resolución que adjunta por la que se otorgaría a ENEL GREEN POWER la Autorización Administrativa Previa para la PSF ROCINANTE de 105,26 MW de potencia instalada y su infraestructura de evacuación. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras:

- a) El Proyecto de la planta solar fotovoltaica, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la producción prevista.
- b) Documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto.
- c) Informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión.
- d) Informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real.

⁶ Procedimiento de Operación 8.2. 'Operación del sistema de producción y transporte', aprobado mediante Resolución de 7 de abril de 2006 (BOE 21/04/2006).

⁷Real 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.

2. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, Ley 24/2013); en particular, su artículo 21.1 establece que «*la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones*»; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para «*la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes*», y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones «*de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica*» debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- 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 (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).

3. CONSIDERACIONES

3.1. Condiciones técnicas

3.1.1. Descripción del proyecto

El proyecto de la PSF ROCINANTE se ubicará en dos parcelas diferentes pertenecientes al municipio de Puertollano (Ciudad Real), al sur de la carretera N-420 que une las localidades de Retamar y Puertollano, en una zona dentro de la cuenca minera de Puertollano, junto a la corta de explotación de carbón de Encasur utilizada como antigua zona de vertedero del producto de la actividad minera de carbón en la zona rellenada o colmatada, y junto al río Ojailén, cuyo encauzamiento queda al norte de la parcela.

La energía generada por la planta solar se evacuará a través de una red subterránea de media tensión de 33 kV cuyo destino es la sala eléctrica de celdas de Media Tensión (MT) de la Subestación Eléctrica Transformadora (SET) 33/220 kV de la planta denominada SET Rocinante. El punto de medida principal de la energía generada por la instalación se ubicará a la salida dicha subestación, es decir, a un nivel de tensión de 220 kV.

A través de una línea de evacuación aérea de 220 kV y las Infraestructuras Comunes para la Evacuación (Subestación Colectora La Solana 30/220 kV y Línea Subterránea 220 kV) se alcanzará el Nudo La Solana 220 kV, propiedad de REE, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real).

La PSF ROCINANTE contará con 272.076 módulos de 430 Wp para producir una potencia pico total de 116,9927 MWp, los cuales se distribuirán entre los 4.859 seguidores (*trackers*) que se instalarán en la planta agrupados en 9.717 *strings* de 28 módulos conectados en serie cada uno. La potencia nominal a nivel de inversores a 40°C será de 109,14 MVA, por lo que la ratio CC/CA a 40 °C es de 1,07. La potencia del conjunto de los inversores de la planta estará limitada a 100,00 MW, que es la potencia máxima admisible en el punto de conexión, por lo que la ratio CC/CA considerando la potencia limitada es de 1,17.

Para el diseño de la planta fotovoltaica se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones de partida:

Elemento	Parámetro	Unidad	
Módulo Fotovoltaico	Fabricante y modelo	-	LONGI - LR4 72HPH - 430M
	Tecnología	-	Monofacial
	Potencia	Wp	430

Estructura soporte	Tipo	-	Seguidor horizontal de 1 eje N- S
	Fabricante y modelo	-	PV Hardware 2Vx28
	Configuración	-	2V
	Pendiente N-S tolerada	%	14
	Nº de strings / estructura	Qty.	2
	Nº de módulos / estructura	Qty.	56
Inversor	Tipo	-	Central
	Fabricante y modelo	-	Ingeteam 1690TL B650
	Potencia AC a 30°C	kVA	1.689
	Potencia AC a 40°C	kVA	1.605
	Potencia AC a 50°C	kVA	1.520
Parámetros de diseño	Tª de diseño	°C	40
	Nº de módulos / <i>string</i>	Qty.	28
	Pitch	m	13,20
	Potencia AC	MWn	100,00
	Potencia AC (fdp 0,95)	MW	105,26
	Potencia Pico	MWp	116,9927
Otros	Conexión de <i>String</i>	-	Cajas de <i>Strings</i>
	Radio de giro caminos	m	12,00
	Ancho de caminos internos	m	4
	Distancia entre <i>trackers</i> y vallado	m	6,00
	Separación N-S entre estructuras	m	0,35
	Distancia entre seguidores + camino	m	10,00

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para este proyecto serán monofaciales, del fabricante Longi Solar o similar, modelo LR4-72HPH-430M, cuyas características en Condiciones Estándar de Medida (CEM)⁸ serán las siguientes:

Características del Módulo Fotovoltaico en STC	
Potencia (Wp)	430 W
Tolerancia de Potencia (W)	±5 W
Tensión en el Punto de Máxima Potencia (VMPP)	40,70 V
Intensidad en el Punto de máxima Potencia (IMPP)	10,57 A
Tensión de Circuito Abierto (VOC)	49,4 V
Intensidad de Cortocircuito (ISC)	11,31 A

⁸ Condiciones Estándar de Medida (CEM) o *Standard Test Conditions* (STC): Condiciones ideales o condiciones de laboratorio, esto es, condiciones de irradiancia y temperatura de la célula solar utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas con los siguientes valores: Irradiancia solar: 1.000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5 G [AM=Masa de Aire; AM 1,5 G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25 °C.

Se instalarán 4.859 seguidores 2Vx28 (2 strings) cuyas principales características son las siguientes:

Características del Seguidor	
Modelo	Monoline 2V
Seguimiento	Horizontal 1 eje N-S
Ángulo de Seguimiento (º)	±60º
Disposición de los módulos	2V
Configuración	2Vx28 (56 módulos)
Filas por seguidor	Monofila
Pendiente Admisible N-S (%)	Hasta 14%
Pendiente Admisible E-O (%)	Ilimitada
Carga de Viento Admisible	Hasta 193 km/h
Algoritmo de Seguimiento	Astronómico
<i>Backtracking</i>	Sí
Control (TBox)	La unidad central de control gestiona hasta 200 seguidores a través de conexión por RS 485 o inalámbrica
Garantías Estándar	Estructura 10 años; Componentes Electromecánicos 5 años

Se instalarán 68 inversores 1690TL B650 del fabricante español Ingeteam, cada uno con una potencia de 1.689 kVA @30°C (1.520 kVA @50°C), cuyas características son las siguientes:

Características DC del Inversor	
Rango de tensión MPP	939 - 1.300 V
Tensión Máxima	1.500 V
MPPT Independientes	1
Nº de Entradas DC	De 6 a 15 (hasta 12 con la caja de agrupamiento)
Máxima corriente de entrada (IDC)	1.850 A
Eficiencia Máx / Euro	98,9% / 98,5%
Rango de Temperatura Ambiente de Operación	-20°C a 57°C
Características AC del Inversor	
Potencia nominal (kVA)	1.689 kVA @30°C / 1.520 kVA @50°C
Intensidad máxima (A)	1.500 A @30°C / 1.350 A @50°C
Tensión nominal (V)	650 V
Frecuencia (Hz)	50 Hz / 60 Hz
THD (%)	< 3%
Factor de potencia	0-1 (leading / lagging)
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10 m / < 54.5 dB(A) a 10 m

La Estación de Potencia [EP] (Skid MT) estará compuesta por los inversores y la estación transformadora, encargada de elevar a tensión de salida de los inversores (650 V) hasta los 33 kV de la red de MT de la instalación. Las EP integran todos los componentes necesarios para el conexionado a la red de MT en un conjunto compacto que integra un transformador con doble devanado secundario, con una relación de transformación 33/0,6 kV, y las celdas de MT. Cada EP contará también con un cuadro y un transformador destinado a Servicios Auxiliares (SSAA) además de una UPS. La instalación contará con 19 centros de transformación (SKID), 14 de ellos de 7,172 MVA, 2 de 5,379 MVA, y 3 de 3,586 MVA.

La instalación eléctrica de MT, cuya finalidad es evacuar la energía generada en la planta desde las diecinueve 19 EP hasta las celdas de MT situadas en la SET Rocinante 33/220 kV, será subterránea y en corriente alterna (CA).

La SET Rocinante 33/220 kV, también ubicada en el término municipal de Puertollano, contará con:

- Transformador de potencia 33/220 kV de 88/110 MVA de instalación en exterior, aislado con aceite mineral, conexión YNd11, con regulación en carga y pararrayos.
- Parque exterior de 220 kV: Configuración con una posición de línea y una posición de transformador con interruptor automático tripolar de 2.000 A de corte SF₆, seccionador rotativo de tres columnas de 2.000 A y transformadores de tensión y de corriente de 220 kV.
- Parque interior de 33 kV: Edificio de operaciones (sala de celdas) constituido por 8 celdas de línea (7 celdas de posición de línea y 1 de reserva), 1 celda de transformador, 2 celda de SSAA, 1 celda para baterías de compensación de reactiva, 1 reactancia de puesta a tierra y 1 celda de medida.

Tendrá las siguientes características generales:

Características generales de la Subestación	
Nombre SE	PSF Rocinante
Tipo de subestación	Elevadora
Tipo de acometida	Aérea
Niveles de Tensión (kV)	220-33
Área ocupación subestación (m ²)	2.280
Tipo de Edificio de Control	Construcción in situ
Equipos e instalaciones de la Subestación	Iluminación Exterior
	Aparellaje Alta Tensión Intemperie
	Celdas Media Tensión Tipo GIS
	Previsión para Banco de Condensadores

	Transformador de SS.AA.	
	Generador Diésel	
	Vallado perimetral	
	Control de accesos	
	Sistema de Seguridad	
	Sistema de Protección contra Incendios	
	Cuadros de SS.AA.	
	Sistema de Control y Comunicaciones	
	Cuadro de CCTV	
	Cuadro de Iluminación	
	Aire acondicionado	
Posiciones nivel de tensión 1	Posición de transformador	1
	Posición de entrada	0
	Posición de salida	1
Posiciones nivel de tensión 2	Posición de transformador	1
	Posición de celdas de MT	12
Posiciones embarrado MT	Acometida	1
	Salida de línea	7
	Salida de SSAA	1
	Salida a batería de condensadores	1
	Medida y protección	1
	Acople	NO
	Reservas	1

La línea aérea de evacuación a 220 kV SET Rocinante–Subestación Colectora La Solana 30/220 kV⁹ estará ubicada en las inmediaciones del ‘Nudo La Solana 220 kV, propiedad de REE, con una longitud de 2,07 kilómetros y 10 apoyos, afectando al término municipal de Puertollano. Sus características generales se resumen a continuación:

- Inicio de la Línea: Pórtico de 220kV de la Subestación Elevadora “PSF Rocinante” 33/220 kV.
- Final de la Línea: Pórtico de entrada a 220kV de la “Subestación Colectora La Solana” 30/220 kV.
- Longitud total aproximada: 2,07 kilómetros.
- Categoría: Especial.
- Altitud: Entre 500 y 1.000 metros.

⁹ La línea prevista en el Proyecto Básico fechado en octubre de 2020 es aérea. En el Proyecto de ejecución previo a solicitar la autorización de construcción se deberá dar cumplimiento a las prescripciones de la DIA aprobada mediante Resolución de fecha de 4 de mayo de 2022, que establece que se soterrará la línea de evacuación en su totalidad.

- N° de Circuitos: Uno.
- N° de conductores por fase: Uno.
- Configuración de línea: Tresbolillo.
- Tipo de Conductor: 337-AL1/44-ST1A (LA 380 GULL).
- Capacidad de transporte: 299,12 MVA (invierno) y 239,30 MVA (verano).
- Apoyos: Estimados 10 en total, del tipo metálico de acero galvanizado.
- Aislamiento: Cadenas de aisladores de tipo caperuza y vástago, de diferente constitución según la función del apoyo en que hayan de ser colocados (alienación, fin de línea, amarre o anclaje).
- Cimentaciones: De hormigón en masa de calidad HM-20 y deberán cumplir lo especificado en la Instrucción de Hormigón Estructural EHE 08.
- Protección contra sobretensiones: cables tipo OPGW-48.
- Sistema de puesta a tierra: Electrodo de puesta a tierra enterrados en el suelo y por la línea de tierra que conecta dichos electrodos a los elementos que deban de quedar puestos a tierra.

Las Instalaciones Comunes de Evacuación en el Nudo La Solana 220 kV¹⁰, modificadas respecto al proyecto original con fecha 28 de enero de 2021¹¹, son las siguientes:

A. Subestación Colectora la Solana 30/220 kV: Subestación de Transformación de intemperie, no transporte, que también se ubicará en el término municipal de Puertollano, en las inmediaciones del 'Nudo de La Solana 220 kV', propiedad de REE. Intensidad de cortocircuito trifásico: 40 kA. Estará formada por:

- a) Un parque intemperie de 220 kV en esquema de simple barra formado por:
- Una posición de línea de entrada en 220 kV
 - Una posición de transformador 30 / 220 kV
 - Una posición de línea de salida en 220 kV que permitirá el enlace con el Nudo de Transporte La Solana 220 kV.
 - Una posición de medida de barras de 220 kV.

¹⁰ A compartir con otras cuatro plantas fotovoltaicas:

- FV Bluesol 1 (25 MWn, 30 MWp), BLUE ENERGY SUN, S.L.
- FV Bluesol 2 (25 MWn, 30 MWp), BLUE ENERGY SUN, S.L.
- FV La Solana 1 (25,65 MWn, 30MWp) INGENES SOLAR, S.L.
- FV La Solana 2 (25 MWn, 30 MWp) DACIO SOLAR, S.L.

¹¹ Según se indica en el Informe del Área de industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Ciudad Real de fecha 27 de julio de 2021.

- b) Un transformador de potencia de 30/30/220 kV de 60/60/120 MVA de instalación exterior, aislado con aceite mineral, conexión Ynd11d11, con regulación en carga y pararrayos.
- c) El parque de 30 kV será interior con dos bloques de celdas de simple barra conectadas cada bloque a uno de los arrollamientos secundarios del transformador. El alcance de las cabinas a instalar en cada bloque será el siguiente:
- Una cabina de transformador de acometida o alimentación de barra.
 - Tres cabinas de línea (una de ellas será una posición de reserva).
 - Una posición de medida de barras.
 - Una cabina de servicios auxiliares (en uno de los bloques).
 - Una cabina de batería de condensadores (si es necesario).
- d) Dispondrá de dos edificios de control, uno de ellos para los promotores BLUE ENERGY SUN S.L., INGENES SOLAR y DACIO SOLAR, y el otro edificio para el resto de las posiciones. En ellos se alojarán los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna (230 Vac) y continua (125 Vcc), armarios de control y comunicaciones y los cuadros de mando, protección y medida de las distintas posiciones.

Las cabinas estarán equipadas con medidores y relés de protección, quedando integradas en el sistema de control de la subestación.

B. Línea subterránea de alta tensión a 220 kV, Instalación de Enlace Tramo Subestación Colectora La Solana–La Solana REE:

- Inicio de la Línea: Subestación Colectora La Solana 30/220 kV.
- Final de la Línea: Nudo Subestación Eléctrica La Solana 220 kV (REE).
- Longitud total aproximada: 220 metros, bordeando la subestación de REE.
- Nº de Circuitos: Uno.
- Nº de conductores por fase: Uno.
- Capacidad de transporte: 374 MVA.
- Tipo de conductor: Tipo Estralin HVC XLPE 1x1200 + 1x265mm², 127/220 kV o similar de cobre.
- Sección nominal del conductor: 1.200 mm² Cu.

3.1.2. Condiciones de eficiencia energética

Según se ha indicado, los módulos fotovoltaicos previstos en la PSF ROCINANTE serán del fabricante Longi Solar, modelo LR4-72HPH-430M, cuya eficiencia máxima es del 19,84% en Condiciones STC. Se han seleccionado

módulos fotovoltaicos monofaciales basados en la tecnología Half-Cut¹² de silicio Mono PERC¹³, ampliamente probada en numerosas instalaciones a lo largo del mundo.

Los paneles fotovoltaicos serán instalados sobre estructuras con seguidor solar que se mueven sobre un eje horizontal orientado de norte a sur y realizan un seguimiento automático de la posición del Sol en sentido este-oeste a lo largo del día, maximizando así la producción de los módulos en cada momento. Disponen de un sistema de control frente a fuertes ráfagas de viento que coloca los paneles fotovoltaicos en posición horizontal en menos de cinco minutos para minimizar los esfuerzos debidos al viento excesivo sobre la estructura. Con el fin de optimizar la superficie disponible, se ha adoptado como solución la implantación de una estructura tipo seguidor monofila, lo que supone un menor mantenimiento de la planta y una mayor flexibilidad de implantación.

Estos seguidores solares, con los módulos colocados en configuración 2V, incluyen un sistema *backtracking*¹⁴, además de ubicarse a una distancia de separación suficiente entre ejes para que la ocupación de terreno sea mínima y las pérdidas por sombreado bajas. En esta instalación se escogió una separación entre ejes de filas (*pitch*) de 13,2 metros.

El inversor utilizado en la planta, del fabricante español Ingeteam, modelo 1690TL B650, funciona de forma totalmente automatizada: una vez que el generador fotovoltaico genera la potencia suficiente para excitar al inversor, arranca y la electrónica de control comienza con la conversión DC/AC; cuando la potencia de entrada baja por debajo del punto de excitación del inversor para la conexión dejará de trabajar; la energía que consume la electrónica procederá del generador fotovoltaico, y por la noche el equipo sólo consumirá una pequeña cantidad de energía procedente de la red eléctrica. Además permitirá la desconexión/conexión automática de la instalación en caso de la tensión de la red se encuentre fuera de los límites de trabajo o que se produzca un fallo en la red eléctrica o desconexión por la empresa distribuidora. Tiene un rendimiento máximo de un 98,9% y una euroeficiencia del 98,5%.

¹² Uso de células solares cortadas por la mitad, lo que mejora el rendimiento y la durabilidad del módulo.

¹³ *Passivated Emitter Rear Cell*: Consiste en colocar una capa reflectante (*Dielectric Layer*) para aprovechar al máximo la radiación, se añade una capa adicional en la parte trasera de la placa solar que refleja parte de los fotones que consiguen pasar a través de la célula de nuevo, aumentando la eficiencia total.

¹⁴ Sistema que evita la proyección de sombras de una fila del seguidor sobre otra, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento para evitar este fenómeno.

El estudio sobre la producción esperada de la planta ha utilizado la base de datos meteorológicos SolarGis¹⁵. La producción de energía en el punto de entrega ha sido calculada con el software PVsyst versión 7.0.5, que recoge datos por hora (irradiancia global horizontal, temperatura y radiación difusa) y lleva a cabo el cálculo de la radiación (global, difusa y albedo) en el plano fotovoltaico, además de tener en cuenta las pérdidas habituales en este tipo de instalaciones. Las principales pérdidas consideradas en el funcionamiento de la planta:

Pérdidas	
Por sombras lejanas	-0,67%
Por sombras cercanas	-1,47%
Por reflexión (IAM)	-0,33%
Pérdidas por ensuciamiento	-1,50%
Pérdida debida al nivel de irradiancia	0,04%
Temperatura	-5,61%
Calidad de los módulos	0,30%
Módulos – LID (Degradación inducida por la luz)	-1,00%
Pérdida de desajuste, módulos y cadenas	-0,50%
Pérdida óhmica del cableado	-1,01%
Operación del inversor	-1,63%
Pérdidas por consumos auxiliares	-0,40%
Pérdidas óhmicas CA	-0,04%
Pérdida de transformadores de voltaje medio	-1,01%
Pérdida óhmica de línea MV	-0,22%
Pérdida de transformadores de alto voltaje	-0,43%
Energía inutilizada (limitación de la red)	-0,26%

Con todas estas consideraciones, el promotor ha estimado, tras deducir las pérdidas, una producción neta anual para la PSF ROCINANTE de 244.030 MWh (2.086 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga), lo que reduciría la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en unas 33.188 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento del parque¹⁶ (995.642 toneladas durante los 30 años de vida útil considerados para la instalación). El coeficiente de rendimiento esperado (*Performance Ratio*, neto de pérdidas) es un 85,47% y el factor de capacidad¹⁷ un 27,86%.

¹⁵ Base de datos propiedad de GeoModel, derivada de satélites de alta resolución de Europa, África, Asia, Australia Occidental y Brasil.

¹⁶ Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 136 gCO₂eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2021.

¹⁷ Cociente entre la energía real generada por la planta durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, según valores nominales. Se ha considerado la potencia nominal indicada en el Proyecto de 100 MW.

3.2. Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del proyecto

De acuerdo con el artículo 121 del RD 1955/2000, “*Los solicitantes de las autorizaciones a las que se refiere el presente Título [Título VII ‘Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución’] deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto*”. A continuación, se evalúa la acreditación de dicha capacidad legal, técnica y económico-financiera, tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por el promotor del proyecto.

3.2.1. Capacidad legal

ENEL GREEN POWER es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida por tiempo indefinido como Sociedad Anónima bajo la denominación de Proyectos de Desarrollo Energético I, S.A.", mediante escritura de fecha 6 de noviembre de 1996. Cambia su denominación por Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. según escritura autorizada de fecha 11 de junio de 1998, se transforma en sociedad de responsabilidad limitada en virtud de escritura autorizada de fecha 1 de febrero 2010 y, finalmente, adopta su actual denominación social mediante escritura de fecha 7 de mayo de 2010, por la que se elevan a públicos los acuerdos sociales adoptados en la Junta General Extraordinaria y Universal de Socios celebrada el día 3 de mayo de 2010. La Sociedad se registró por la Ley de Sociedades de Capital y por las demás disposiciones que resulten de aplicación, así como por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como «*El ejercicio y el desarrollo de la actividad de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables*». La Sociedad podrá realizar estas actividades directa o indirectamente a través de sociedades controladas o participadas y puede operar en España o en el extranjero y desarrollar cualquier otra actividad conexas, instrumental, afín, complementaria o de cualquier manera útil para la consecución del objeto social. En definitiva, la actividad principal de la Sociedad consiste en la generación de energía eléctrica a través de sus instalaciones propias, la promoción, desarrollo y construcción de instalaciones de energía renovable y la gestión técnica y administrativa de las empresas del Grupo en las que participa.

Mediante escritura de fecha 30 de septiembre de 2016 se declara la unipersonalidad de ENEL GREEN POWER, siendo su único socio ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. Hasta entonces, el capital social de ENEL GREEN POWER era de 11.152,74 euros dividido en 371.758 participaciones sociales de

0,03 euros de valor nominal cada una y se encontraba repartido entre ENEL GREEN POWER INTERNATIONAL, B.V., que era titular de 223.055 participaciones sociales y ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., que era titular de las restantes 148.703 participaciones sociales. En escritura de fecha 27 de julio de 2016 se elevó a pública la adquisición por parte de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. de las participaciones sociales de ENEL GREEN POWER INTERNATIONAL, B.V., en virtud del contrato privado de compraventa suscrito en la misma fecha.

Por tanto, en la actualidad el único socio de ENEL GREEN POWER es ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., sociedad participada en un 100% por ENDESA, S.A. que a su vez está controlada por ENEL, S.p.A., a través de su filial participada en un 100% ENEL Iberia, S.L.U. que, a 31 de diciembre de 2021, posee un 70,1% del capital de ENDESA, S.A.

ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. es una sociedad anónima de nacionalidad española, de carácter unipersonal, cuyo socio único es ENDESA, S.A., que fue constituida el 22 de septiembre de 1999 con el objeto social de desarrollar actividades de generación de energía eléctrica. Se constituyó con un capital social de 10.000.000 de pesetas (60.101,21 euros) dividido en 10.000 acciones nominativas de 1.000 pesetas (6,010121 euros) de valor nominal cada una. Este capital social fue íntegramente suscrito y desembolsado por su socio fundador ENDESA, S.A.

ENDESA, S.A. es una sociedad anónima de nacionalidad española constituida el 18 de noviembre 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. El 25 de junio de 1997 la Junta General Ordinaria cambió su denominación por la actual de ENDESA, S.A. Su objeto social es el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades. La Sociedad desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades. Para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, ENDESA, S.A. realizó en su momento un proceso de reordenación societaria para separar las distintas actividades eléctricas. Desde ese momento la actividad de ENDESA, S.A. se centra fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su Grupo empresarial. La Sociedad posee participaciones en Empresas del Grupo, Multigrupo y Asociadas. Como consecuencia de ello, la Sociedad es dominante de un Grupo de sociedades de

acuerdo con la legislación vigente. La Sociedad tiene sus acciones admitidas a cotización oficial en las Bolsas Españolas.

A 31 de diciembre de 2021 el Grupo ENEL controla, a través de ENEL Iberia, S.L.U., el 70,1% de ENDESA, S.A., por lo que ostenta el control de la Sociedad. ENEL Iberia, S.L.U. tiene su domicilio social y fiscal en España —fue constituida el 22 de marzo de 2006—, mientras que ENEL, S.p.A. lo tiene en Italia.

En definitiva, ENEL GREEN POWER es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

3.2.2. Capacidad técnica

El artículo 121.3.b) del RD 1955/2000 exige la concurrencia de alguna de las siguientes condiciones para considerar acreditada la capacidad técnica de los solicitantes de las autorizaciones:

- 1ª Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.
- 2ª Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de producción o transporte, según corresponda.
- 3ª Tener suscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres años con una empresa que acredite experiencia en la actividad de producción o transporte, según corresponda.

ENEL GREEN POWER fue constituida con el objeto social, entre otros, de llevar a cabo la actividad de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. En el Informe de Gestión de la Sociedad se indica que, a 31 de diciembre de 2021, ésta consolidaba 3.561 MW de potencia directamente o a través de sus filiales en España, siendo la potencia total instalada del ejercicio 2021 de 3.743 MW, con la siguiente distribución por tecnologías:

Tecnología	España	%
Eólica y Biomasa	2.647	70,7%
Minihidráulica	75	2,0%
Solar	1.021	27,3%
TOTAL	3.743	100,0%

La producción consolidada de las instalaciones participadas por la Sociedad durante el ejercicio 2021 fue de 6.821 GWh, un 15% superior a la producción del año anterior (5.897 GWh), fundamentalmente como consecuencia de la incorporación a lo largo del año de las plantas de nueva construcción. La producción solar fue de 1.067 GWh (+114% sobre el año anterior) y la producción eólica fue de 5.601 GWh (+7% sobre el año anterior) Toda esta capacidad instalada en 2021 se ha llevado a cabo en territorio nacional.

El socio único de ENEL GREEN POWER es ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., sociedad participada en un 100% por ENDESA, S.A. que a su vez está controlada por ENEL, S.p.A., a través de su filial participada en un 100% ENEL Iberia, S.L.U. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente del RD 1955/2000, la experiencia de su socio y el grupo empresarial al que pertenece también acreditará su capacidad técnica.

La actividad de ENDESA se estructura por líneas de negocio; en concreto, respecto a la generación de energía ENDESA Generación, S.A.U. agrupa, entre otras, las participaciones en Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (100%) y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (100%), que gestionan los activos de generación convencional situados en los Territorios No Peninsulares, y en ENEL Green Power España, S.L.U. (100%), que gestiona los activos de generación procedente de fuentes renovables. A 31 de diciembre de 2021, la potencia neta total instalada de ENDESA en España ascendía a 21.140 MW, de los que 16.800 MW se hallaban en el Sistema Eléctrico Peninsular y 4.340 MW en los Territorios No Peninsulares de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. A esa fecha, la potencia neta instalada en renovables era de 8.389 MW, de los cuales 8.312 MW corresponden al Sistema Eléctrico Peninsular, lo que supone más de un 49% de su potencia neta instalada peninsular (más de un 39% de la capacidad total neta instalada) y 77 MW a los Territorios No Peninsulares. El parque de generación de ENDESA alcanzó en el ejercicio 2021 una producción neta total de 57.592 GWh, de la cual libre de emisiones fue 38.298 GWh (suma de las producciones netas nuclear y renovables, incluyendo la hidráulica). En 2021, ENDESA generó 12.794 GWh con fuentes de energía renovables, de los que 6.122 GWh corresponden a hidráulica, 5.605 GWh a eólica, 1.066 GWh a fotovoltaica y 0,7 GWh a plantas de biomasa. De los 8.389 MW netos instalados de potencia renovable, 4.746 MW corresponden a potencia hidráulica, 2.546 MW a eólica y 1.097 MW a solar fotovoltaica. Cabe destacar en importante incremento en la capacidad instalada fotovoltaica en 2021, un 80% superior a la capacidad existente en 2020. El detalle de esta capacidad instalada y su generación eléctrica es el siguiente:

Capacidad Instalada Neta (MW)	2021	% s/Total	2020	% s/Total	Variación 2021-2020	Var 2021-2020 %
Peninsular						
Hidroeléctrica	4.746	22,5%	4.749	21,9%	-3	-0,1%
Eólica	2.506	11,9%	2.383	11,0%	123	5,2%
Fotovoltaica	1.060	5,0%	587	2,7%	473	80,6%
Total Capacidad Renovable	8.312	39,3%	7.719	35,7%	593	7,7%
Nuclear	3.328	15,7%	3.328	15,4%	0	0,0%
Carbón	1.403	6,6%	2.523	11,7%	-1.120	-44,4%
Ciclos Combinados	3.757	17,8%	3.756	17,3%	1	0,0%
Total Capacidad Generación Convencional	8.488	40,2%	9.607	44,4%	-1.119	-11,6%
Total Peninsular	16.800	79,5%	17.326	80,0%	-526	-3,0%
Territorios No Peninsulares						
Eólica	40	0,2%	40	0,2%	0	0,0%
Fotovoltaica	37	0,2%	22	0,1%	15	68,2%
Total Renovables	77	0,4%	62	0,3%	15	24,2%
Carbón	241	1,1%	241	1,1%	0	0,0%
Fuel-Gas	2.334	11,0%	2.334	10,8%	0	0,0%
Ciclos Combinados	1.688	8,0%	1.689	7,8%	-1	-0,1%
Total Capacidad Generación Convencional	4.263	20,2%	4.264	19,7%	-1	0,0%
Total No Peninsular	4.340	20,5%	4.326	20,0%	14	0,3%
TOTAL	21.140	100,0%	21.652	100,0%	-512	-2,4%
Total Generación Convencional	12.751	60,3%	13.871	64,1%	-1.120	-8,1%
Total Generación Renovable	8.389	39,7%	7.781	35,9%	608	7,8%

Generación de electricidad en barras de central (GWh)	2021	% s/Total	2020	% s/Total	Variación 2021-2020	Var 2021-2020 %
Peninsular						
Hidroeléctrica	6.122	10,6%	7.681	13,7%	-1.559	-20,30%
Eólica	5.488	9,5%	5.123	9,1%	365	7,12%
Fotovoltaica	1.014	1,8%	497	0,9%	517	104,02%
Resto	1	0,0%	1	0,0%	0	0,00%
Total Generación Renovable	12.625	21,9%	13.302	23,6%	-677	-5,09%
Nuclear	25.504	44,3%	25.839	45,9%	-335	-1,30%
Carbón	731	1,3%	1.211	2,2%	-480	-39,64%
Ciclos Combinados	7.507	13,0%	5.677	10,1%	1.830	32,24%
Total Generación Convencional	33.742	58,6%	32.727	58,2%	1.015	3,10%

Total Peninsular	46.367	80,5%	46.029	81,8%	338	0,73%
Territorios No Peninsulares						
Eólica	117	0,2%	112	0,2%	5	4,46%
Fotovoltaica	52	0,1%	1	0,0%	51	5100,00%
Total Generación Renovable	169	0,3%	113	0,2%	56	49,56%
Carbón	45	0,1%	222	0,4%	-177	-79,73%
Fuel-Gas	4.077	7,1%	4.217	7,5%	-140	-3,32%
Ciclos Combinados	6.934	12,0%	5.688	10,1%	1.246	21,91%
Total Generación Convencional	11.056	19,2%	10.127	18,0%	929	9,17%
Total No Peninsular	11.225	19,5%	10.240	18,2%	985	9,62%
TOTAL	57.592	100,0%	56.269	100,0%	1.323	2,35%
Total Generación Convencional	44.798	77,8%	42.854	76,2%	1.944	4,5%
Total Generación Renovable	12.794	22,2%	13.415	23,8%	-621	-4,6%

El detalle de las instalaciones fotovoltaicas peninsulares es el siguiente:

Instalaciones fotovoltaicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
Apicio	Extremadura	47,88	2021
Ardila	Castilla-La Mancha	49,87	2021
Beturia	Extremadura	49,56	2021
Cincinato	Extremadura	49,87	2021
Doblón	Extremadura	46,59	2021
Nertóbriga	Extremadura	48,99	2021
Puerta Palmas	Extremadura	48,02	2021
San Antonio	Andalucía	30,44	2021
Tico PV	Aragón	43,39	2021
Torrepalma FV	Andalucía	22,50	2021
Veracruz	Extremadura	47,46	2021
Augusto	Extremadura	49,91	2020
La Vega I	Andalucía	43,24	2020
La Vega II	Andalucía	43,24	2020
Las Corchas	Andalucía	49,94	2020
Los Naranjos	Andalucía	49,98	2020
Don Quijote	Extremadura	42,21	2019
FV Castiblanco	Extremadura	42,30	2019
Hernán Cortés	Extremadura	42,21	2019
Navalvillar	Extremadura	42,30	2019
Totana	Región de Murcia	84,71	2019
Valdecaballeros	Extremadura	42,30	2019

Instalaciones fotovoltaicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
Zurbarán	Extremadura	42,21	2019
Aznalcollar	Andalucía	1,00	2008
Los Barrios	Andalucía	0,10	2008
FV Coriscada	Galicia	0,02	2007
FV Castelo	Galicia	0,01	2001
TOTAL		1.060,25	

En cuanto a sus instalaciones eólicas más significativas¹⁸, cabe citar las siguientes:

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
TICO WIND	ARAGÓN	123,40	2021
MOTILLA DEL PALANCAR	CASTILLA-LA MANCHA	51,00	2020
SIERRA COSTERA I	ARAGÓN	48,90	2019
MUNIESA	ARAGÓN	46,80	2019
SERRA DAS PENAS	GALICIA	42,00	2019
FARLAN	ARAGÓN	41,40	2019
SAN PEDRO ALACON	ARAGÓN	39,90	2019
CAMPOLIVA II	ARAGÓN	39,38	2019
CAMPOLIVA I	ARAGÓN	35,99	2019
LOS ARCOS	ANDALUCÍA	34,65	2019
PRIMORAL	ARAGÓN	34,65	2019
ANGOSTURAS	ANDALUCÍA	36,00	2013
MADROÑALES	ANDALUCÍA	34,00	2013
AGUILÓN	ARAGÓN	50,00	2011
LOS LLANOS	CASTILLA Y LEÓN	38,00	2011
COGOLLOS II	CASTILLA Y LEÓN	50,00	2010
PEÑA DEL GATO	CASTILLA Y LEÓN	50,00	2009
P.E. MENAUTE	ANDALUCÍA	37,40	2009
EEE	ANDALUCÍA	32,00	2009
MONTARGULL	CATALUÑA	44,00	2008
PESUR	ANDALUCÍA	42,00	2008
CALDEREROS	CASTILLA-LA MANCHA	37,80	2008
ALTO DE LAS CASILLAS I	COMUNIDAD VALENCIANA	30,00	2008
ALTO DE LAS CASILLAS II	COMUNIDAD VALENCIANA	30,00	2008
LES FORQUES	CATALUÑA	30,00	2008

¹⁸ Se han seleccionado aquéllas cuya potencia sea igual o superior a 30 MW.

Instalaciones eólicas	Ubicación	Potencia total (MW)	Año Puesta en Marcha
LAS PARDAS	CASTILLA Y LEÓN	49,50	2007
P.E. PENA VENTOSA	GALICIA	44,80	2007
SIERRA COSTERA	ARAGÓN	40,80	2007
SASO PLANO	ARAGÓN	39,20	2006
BELMONTE	PRINCIPADO DE ASTURIAS	34,85	2006
CORZÁN	GALICIA	43,20	2004
FALADOIRA-COTO TEIXIDO	GALICIA	47,52	2003
PEÑA FORCADA	GALICIA	33,80	2003
MONTE DE LAS NAVAS	CASTILLA Y LEÓN	48,84	2001
SAN ANDRÉS	GALICIA	33,00	1999
CAPELADA I Y CAPELADA II	GALICIA	31,35	1998

Tal y como se puede observar, durante el año 2021 ENDESA ha llevado a cabo la construcción y puesta en servicio de 13 nuevos parques por un total de 623 MW:

Proyectos	Comunidad Autónoma	Potencia instalada MW
FOTOVOLTAICOS		
Biniatría	Islas Baleares	15
Tico Solar	Aragón	43,4
San Serván ¹⁹	Extremadura	142,1
Brovales ²⁰	Extremadura	246,2
San Antonio	Andalucía	30,4
Torrepalma	Andalucía	22,5
Total proyectos fotovoltaicos		499,6
EÓLICOS		
Tico Wind	Aragón	123,4
TOTAL proyectos en 2021		623,0

Adicionalmente al esfuerzo de construcción desarrollado durante el ejercicio 2021, ENDESA prevé incrementar la cartera de proyectos renovables con el fin de cumplir con los objetivos marcados en el Plan Estratégico 2021-2023, que contempla un objetivo de inversión bruta de 7.900 millones de euros, cantidad un 25% superior a la considerada en los años 2020-2022 del Plan Estratégico anterior (6.300 millones de euros). De este Plan, las inversiones en nuevos desarrollos de generación renovable ascienden a 3.300 millones de euros y se

¹⁹ Se compone de tres plantas fotovoltaicas: El Doblón, Veracruz y Puerta Palmas.

²⁰ Se compone de cinco plantas fotovoltaicas: Apicio, Ardila, Beturia, Cincinato y Nertóbriga.

centrarán en la puesta en marcha de nueva capacidad eólica y fotovoltaica de aproximadamente 3,9 GW. A esto hay que añadir alrededor de 300 millones de euros para proyectos de instalación de baterías y de generación de hidrógeno limpio. El resto de las inversiones peninsulares, 200 millones de euros, contemplan, principalmente, inversiones recurrentes de mantenimiento.

En cuanto al Grupo ENEL, en el que finalmente se encuentra integrado el Grupo ENDESA, como compañía energética multinacional líder en la producción, distribución y venta de electricidad y gas, está presente en los cinco continentes y da servicio a más de 74 millones de usuarios finales en todo el mundo. En particular, a través de su participación en ENDESA (el 70,1% de su capital social), cuenta con una importante presencia en el mercado de electricidad y gas de España y Portugal. El Grupo cuenta con presencia en 32 países, con una red de distribución de 2,2 millones de kilómetros de líneas eléctricas y una capacidad de generación y producción de energía según el detalle siguiente:

MW	2021	% sobre total	2020	% sobre total	Incremento 2021-2020 %	Variación 2021-2020 valor absoluto
Nuclear	3.328	3,8%	3.328	4,0%	0,0%	0
Carbón	6.910	7,9%	8.903	10,6%	-22,4%	-1.993
Ciclo Combinado	15.039	17,3%	15.009	17,9%	0,2%	30
Fuel-oil	11.715	13,5%	11.711	13,9%	0,0%	4
Total generación convencional	36.992	42,5%	38.951	46,4%	-5,0%	-1.959
Hidroeléctrica	27.847	32,0%	27.820	33,1%	0,1%	27
Eólica	14.903	17,1%	12.412	14,8%	20,1%	2.491
Solar	6.395	7,3%	3.897	4,6%	64,1%	2.498
Geotérmica	915	1,1%	882	1,1%	3,7%	33
Otras	6	0,0%	5	0,0%	20,0%	1
Total generación renovable	50.066	57,5%	45.016	53,6%	11,2%	5.050
TOTAL	87.058	100,0%	83.967	100,0%	3,7%	3.091

GWh	2021	% sobre total	2020	% sobre total	Incremento 2021-2020 %	Variación 2021-2020 valor absoluto
Nuclear	25.504	11,5%	25.839	12,5%	-1,3%	-335

Carbón	13.858	6,2%	13.155	6,4%	5,3%	703
Ciclo Combinado	51.718	23,2%	43.353	20,9%	19,3%	8.365
Fuel-oil	22.709	10,2%	19.401	9,4%	17,1%	3.308
Total generación convencional	113.789	51,1%	101.748	49,1%	11,8%	12.041
Hidroeléctrica	57.001	25,6%	62.437	30,1%	-8,7%	-5.436
Eólica	37.791	17,0%	30.992	15,0%	21,9%	6.799
Solar	7.899	3,5%	5.763	2,8%	37,1%	2.136
Geotérmica	6.086	2,7%	6.128	3,0%	-0,7%	-42
Otras	40	0,0%	40	0,0%	0,0%	0
Total generación renovable	108.817	48,9%	105.360	50,9%	3,3%	3.457
TOTAL	222.606	100,0%	207.108	100,0%	7,5%	15.498

En definitiva, estos datos avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel internacional como en España, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables tanto del promotor del proyecto como de su socio único, así como del Grupo empresarial a que este pertenece, según los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000.

3.2.3. Capacidad económico-financiera

Según consta en los proyectos fechados en octubre y noviembre de 2020, el presupuesto estimado para la ejecución material de la PSF ROCINANTE asciende a 60.698.478,07 euros (sin IVA). Esta cuantía incluye la obra civil, el montaje de los componentes (mano de obra), la maquinaria y la instalación eléctrica, así como los gastos de gestión de residuos y de seguridad y salud. El detalle por instalaciones autorizadas es el siguiente:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

ENEL GREEN POWER fue constituida el 6 de noviembre de 1996 como sociedad anónima española, con un capital social de 100.000.000 de pesetas (601.012,10 euros) dividido en 1.000 acciones al portador de 100.000 pesetas (601,01 euros) cada una, totalmente suscritas y desembolsadas en un 25% por tres socios —Térmicas del Besós, S.A. suscribió 850 acciones, Recursos Energéticos Locales, S.A. suscribió 100 acciones y Redes de Energía, S.A. suscribió 50 acciones—. Con fecha 11 de junio de 1998 se aumentó el capital

social en 900 millones de pesetas (5.409.108,94 euros), representado por 9.000 acciones al portador de 100.000 pesetas cada una y se cambió la denominación de la Sociedad a Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. que, por tanto, tendrá un capital social de 1.000.000.000 de pesetas (6.010.121,04 euros) suscrito íntegramente y pendiente de desembolsar en 450.000.000 de pesetas (2.704.554,46 euros), representado por 10.000 acciones ordinarias al portador de 100.000 pesetas de valor nominal cada una de ellas. Posteriormente, según escritura de fecha 1 de febrero de 2010 que eleva a público los acuerdos adoptados en Junta General Extraordinaria y Universal de 22 de enero de 2010, la Sociedad se transforma en Sociedad de Responsabilidad Limitada Unipersonal con un capital social de 127.674.804,37 euros, dividido en 212.433 participaciones sociales iguales e indivisibles, totalmente desembolsadas, de 601,012104 euros de valor nominal cada una de ellas, asignadas a su Socio Único en esa fecha, ENDESA GENERACIÓN, S.A.U.

Las Cuentas Anuales de ENEL GREEN POWER correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2021, según Informe de Auditoría de fecha 7 de marzo de 2022, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales de ENEL GREEN POWER, se comprueba que cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2021 su Capital Social ascendía a 11.152,74 euros representado por 371.758 participaciones de 0,03 euros de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas. Además el patrimonio neto se ve incrementado por la prima de asunción por importe de 814.461 miles de euros, correspondientes a la generada en la emisión de 159.325 participaciones suscritas el 24 de marzo de 2010 con una prima de 5.111,95 euros por participación, así como por una cuantía importante en Reservas (380.325 miles de euros) cuyo mayor importe se corresponde con Reservas Voluntarias por 348.909 miles de euros, que incluye la reserva por fondo de comercio por un importe de 60.825 miles de euros.

Con fecha 29 de diciembre de 2020, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó la distribución de un dividendo extraordinario con cargo a reservas voluntarias por un importe de 117,34 euros brutos por participación, que equivale a un importe total de 43.623 miles de euros, dividendo que ha sido pagado el 21 de enero de 2021.

Además, a 31 de diciembre de 2021 se registran 39.000 euros bajo el epígrafe 'Otras aportaciones de socios', en concepto de aportaciones realizadas por ENDESA, S.A. en relación al coste asumido y que no ha repercutido a la

Sociedad por los instrumentos de patrimonio propio que se han devengado y que deberán entregarse a determinados directivos de la Sociedad, en el marco de dos Planes de Retribución variable a largo plazo denominados 'Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022' y 'Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023', planes cuya finalidad es recompensar la contribución al cumplimiento sostenible del Plan Estratégico de la personas que ocupan posiciones de mayor responsabilidad mediante la asignación de un incentivo compuesto por el derecho a percibir un número de acciones ordinarias de ENDESA, S.A. y una cantidad dineraria.

Las ventas de ENEL GREEN POWER durante el ejercicio 2021 ascendieron a 533.929 miles de euros (un 85% superiores a las de 2020) correspondientes tanto a ingresos por venta de energía generada por los activos de la Sociedad como al importe de energía entregada por sus participadas que son representadas por ENEL GREEN POWER ante el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE), así como los ingresos obtenidos por la retribución específica establecida por el RD 413/2014.

El resultado de explotación ha sido positivo por un importe de 126.081 miles de euros, lo que supone un 116% superior al obtenido en 2020. El resultado del ejercicio después de impuestos es un 42% superior al obtenido en 2020.

Por otra parte, a efectos de verificar la solvencia de ENEL GREEN POWER como sociedad promotora del proyecto PSF ROCINANTE, se ha calculado la ratio de apalancamiento financiero²¹, cuyo objeto es medir la proporción de deuda sobre el patrimonio neto de la empresa, obteniéndose un valor de 38,49%. Asimismo, con objeto de medir la proporción de deuda sobre los activos de la empresa con los cuales realiza su actividad, se ha calculado la Ratio de Deuda sobre Activos Fijos²² y se ha obtenido un valor de 52,74%.

Respecto a la Ratio de Deuda sobre EBITDA²³, que mediría la capacidad de la sociedad para hacer frente a la devolución de la deuda a través de su EBITDA o, lo que es lo mismo, calcula el número de años que el EBITDA tendría que ser exclusivamente dedicado a la devolución de la deuda para la amortización total de ésta, se ha obtenido un valor de 4,19, es decir, se necesitarían poco más de cuatro años para la devolución de la Deuda Neta de la Sociedad con el EBITDA obtenido en 2021. Por otra parte, en cuanto a la cobertura de la carga

²¹ Ratio de apalancamiento (%) = Deuda Neta / (Deuda Neta + Patrimonio neto).

²² Ratio de Deuda sobre Activos Fijos (%) = Deuda Neta / Activos fijos.

²³ Ratio de Deuda sobre EBITDA = Deuda Neta / EBITDA.

EBITDA = Resultado de explotación + Amortización del inmovilizado + Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado.

financiera²⁴, se ha obtenido un valor de 16,39, es decir, el EBITDA es más de dieciséis veces superior a los gastos financieros de la Sociedad.

En la actualidad el socio único de ENEL GREEN POWER es ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2021, fechado el 7 de marzo de 2022, arroja los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2021, el capital social de la Sociedad, totalmente suscrito y desembolsado por su socio único ENDESA, S.A., asciende a 1.940.380 miles de euros y está representado por 322.852.023 acciones de 6,010121 euros de valor nominal cada una de ellas. Adicionalmente, su patrimonio neto se ve incrementado por el importe de la prima de emisión, que asciende a 48.015 miles de euros, por un importe en 'Reservas' de 381.562 miles de euros, así como por aportaciones de socios, importe que asciende en 2021 a 2.000.097 miles de euros. En concreto, con fecha 16 de noviembre de 2018, el Accionista Único de la Sociedad aprobó realizar una aportación de fondos por importe de 2.000.000 miles de euros para reforzar la situación financiera de la Sociedad. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2021 este epígrafe recoge 97 miles de euros en concepto de las aportaciones realizadas por Endesa, S.A., en relación al coste asumido y que no ha repercutido a la Sociedad, por los instrumentos de patrimonio propio que se han devengado y que deberán entregarse a determinados directivos de la Sociedad, en el marco de dos planes de Retribución variable a largo plazo denominados 'Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022' y 'Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023' mencionados anteriormente.

El importe neto de la cifra de negocios de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. en el ejercicio 2021 ha ascendido a 4.370.104 miles de euros, lo que supone un aumento del 93,4% respecto al ejercicio 2020, debido principalmente al incremento del precio de venta de energía en un 107%²⁵.

²⁴ Ratio de cobertura de carga financiera = EBITDA / Gastos financieros.

²⁵ El precio de venta de energía, incluyendo ventas a ENDESA Energía, S.A.U. y excluyendo las ventas en los Territorios No Peninsulares (TNP) de Ceuta y Melilla, ha pasado de 35,9 €/MWh en 2020 a 74,3 €/MWh en 2021.

En el ejercicio 2021 el importe de los aprovisionamientos ha ascendido a 2.499.007 miles de euros, frente a los 1.643.324 miles de euros del ejercicio 2020, lo que supone un aumento del 52,1% como consecuencia principalmente del incremento de los consumos de materias energéticas y otros aprovisionamientos en 643.881 miles de euros, así como de las compras de energía eléctrica en 258.578 miles de euros.

El resultado de explotación del ejercicio 2021 ha sido positivo en 1.251.549 miles de euros, frente al resultado de explotación negativo en 428.717 miles de euros en el ejercicio 2020. El resultado del ejercicio 2021 después de impuestos ha sido de 531.741 miles de euros, lo cual pone de manifiesto la buena evolución de la Sociedad frente al resultado negativo obtenido en 2020 (-220.207 miles de euros).

En cuanto a la solvencia de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., la ratio de apalancamiento financiero arroja un valor de 81,06%, mientras que la ratio de deuda sobre activos fijos resulta un valor muy elevado puesto que el importe recogido bajo el epígrafe 'Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo' se ha incrementado mucho en el ejercicio 2021, sobre todo bajo el concepto de 'Derivados' que corresponde, principalmente a Endesa Energía, S.A.U. por 3.795.830 miles de euros (343.984 miles de euros a 31 de diciembre de 2020) y a ENEL Global Trading, S.p.A. por importe de 4.568.771 miles de euros (254.009 miles de euros a 31 de diciembre de 2020). Asimismo, dentro del mismo epígrafe, bajo el concepto de 'Otros pasivos financieros' se incluyen principalmente los proveedores de inmovilizado por importe de 58.119 miles de euros (47.319 miles de euros a 31 de diciembre de 2020) y el importe de los pasivos por derivados físicos vencidos pendientes de liquidar por importe de 2.946.272 miles de euros (105.109 miles de euros a 31 de diciembre de 2020).

La Sociedad tiene formalizado con Endesa Financiación Filiales, S.A.U. un contrato de financiación por cuenta corriente con vencimiento 1 de enero de 2026, prorrogable automáticamente por periodos de 5 años cada uno salvo que cualquiera de las partes comunique a la otra su decisión de no prorrogarlo con una antelación mínima de 13 meses antes del final del periodo, aplicándose a los saldos deudores o acreedores un tipo de interés igual al coste medio de la deuda bruta para ENDESA en España (o cualquier otro que le pudiera sustituir en el futuro) determinado en el mes inmediatamente anterior al periodo de interés de que se trate, y que podrá ser revisado, en su caso, en función de dicho tipo real existente a la finalización del periodo de interés. De acuerdo con este contrato, la Sociedad puede hacer disposiciones para cubrir necesidades financieras y colocar sus excedentes al objeto de regular sus flujos de tesorería. Las disposiciones monetarias pueden realizarse entre las partes sin limitación de

importe, siendo el tipo de interés medio del ejercicio 2021 para la cuenta corriente en euros del 1,68%. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2020 la Sociedad tenía formalizado con ENDESA Financiación Filiales, S.A.U. un contrato de financiación por cuenta corriente en dólares estadounidenses con vencimiento 1 de enero de 2025. Dicha cuenta corriente en dólares estadounidenses (USD) ha sido cancelada con fecha 4 de abril de 2021. A 31 de diciembre de 2020 no había saldo dispuesto por la cuenta corriente en dólares estadounidenses (USD). Durante el ejercicio 2021 los intereses devengados por dichos contratos de financiación han ascendido a 27.560 miles de euros (34.340 miles de euros en el ejercicio 2020).

A 31 de diciembre de 2021 y 2020 la Sociedad tiene concedida por ENDESA Financiación Filiales, S.A.U., una línea de crédito no dispuesta por importe de 450.000 miles de euros.

Respecto a la Ratio de Deuda sobre EBITDA se ha obtenido un valor de 8,07, es decir, se necesitarían poco más de ocho años para la devolución de la Deuda Neta de la Sociedad con el EBITDA obtenido en 2021. Por otra parte, en cuanto a la cobertura de la carga financiera²⁶, se ha obtenido un valor de 31,77, es decir, el EBITDA es más de 31 veces superior a los gastos financieros de la Sociedad.

ENEL GREEN POWER, tal y como se ha indicado anteriormente, es una Sociedad participada en un 100% por ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., cuyo socio único es ENDESA, S.A., sociedad cabecera del Grupo ENDESA. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de ENEL GREEN POWER en función de los resultados del Grupo ENDESA al que, finalmente, pertenece.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENDESA correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, según Informe de Auditoría de fecha 21 de febrero de 2022, arrojan los siguientes resultados:

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO DE ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020

Unidad: Millones de Euros
31/12/2021 31/12/2020²⁷

²⁶ Ratio de cobertura de carga financiera = EBITDA / Gastos financieros.

²⁷ A 31 de diciembre de 2021, y al objeto de suministrar información en línea con la práctica de mercado, ENDESA ha adaptado la presentación de los Estados Financieros Consolidados. Dicha adaptación se ha aplicado también de manera retroactiva lo que ha implicado la modificación de los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2020, de manera que las cifras comparativas no coinciden con las publicadas en la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondiente al ejercicio anual

TOTAL ACTIVO	39.968	32.062
Activo no corriente	28.316	25.828
Inmovilizado material	22.097	21.354
Inversiones inmobiliarias	55	58
Activo intangible	1.542	1.399
Fondo de comercio	462	462
Inversiones contabilizadas por el método de participación	180	217
Otros Activos Financieros no Corrientes	580	534
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	774	169
Otros Activos no Corrientes	264	244
Activos por impuesto diferido	2.362	1.391
Activo corriente	11.652	6.234
Existencias	1.343	1.077
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.382	3.346
Activos corrientes de contratos con clientes	6	10
Otros Activos Financieros Corrientes	1.817	931
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	2.401	467
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	703	403
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	39.968	32.062
Patrimonio Neto	5.544	7.465
De la Sociedad Dominante	5.380	7.315
<i>Capital Social</i>	1.271	1.271
<i>Prima de emisión y Reservas</i>	4.761	5.467
<i>Acciones y Participaciones en Patrimonio propias</i>	-3	-2
<i>Resultado del ejercicio atribuido a la Sociedad Dominante</i>	1.435	1.394
<i>Dividendo a cuenta</i>	-529	-741
<i>Otros Instrumentos de Patrimonio Neto</i>	2	—
<i>Ajustes por cambio de valor</i>	-1.557	-74
De las Participaciones no Dominantes	164	150
Pasivo no corriente	18.602	16.042
Subvenciones	254	261
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	4.284	4.256
Provisiones no corrientes	3.984	3.704
Deuda financiera no corriente	7.211	5.901
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	573	236
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	120	1
Otros pasivos no corrientes	690	630
Pasivos por impuesto diferido	1.486	1.053
Pasivo corriente	15.822	8.555
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	270	274

terminado a 31 de diciembre de 2020 que fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2021.

Provisiones corrientes	611	477
Deuda financiera corriente	3.167	1.372
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	4.884	404
Otros Pasivos Financieros Corrientes	34	25
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	6.856	6.003

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA DE ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020

Unidad: Millones de Euros
31/12/2021 31/12/2020

Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	20.527	16.717
Otros ingresos de explotación	372	333
Aprovisionamientos y servicios	-15.364	-11.069
Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas	543	25
Margen de contribución	6.078	6.006
Trabajos realizados por el Grupo para su Activo	320	275
Gastos de personal	-916	-1.147
Otros gastos fijos de explotación	-1.239	-1.351
Otros resultados	35	26
Resultado Bruto de explotación (EBITDA)	4.278	3.809
Amortizaciones y Pérdidas por deterioro de activos no financieros	-2.197	-1.787
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	-125	-110
Resultado de explotación (EBIT)	1.956	1.912
Ingreso financiero	163	25
Gasto financiero	-177	-191
Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados	-11	-4
Diferencias de cambio netas	-6	12
Resultado financiero	-31	-158
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	-1	34
Resultado en Ventas de Activos	—	—
Resultado antes de impuestos	1.924	1.788
Impuesto sobre sociedades	-467	-388
Resultado después de impuestos de actividades continuadas	1.457	1.400
Resultado después de impuestos de actividades interrumpidas	—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.457	1.400
Sociedad Dominante	1.435	1.394
Participaciones no Dominantes	22	6
<i>Beneficio neto por acción básico de actividades continuadas (en €)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido de actividades continuadas (en €)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción básico (en €)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido (en €)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020

Unidad: Millones de Euros

	31/12/2021	31/12/2020
Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación	2.621	2.951
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	-3.073	-1.726
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	752	-1.045
Variación de efectivo y otros medios líquidos equivalentes	300	180
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes iniciales	403	223
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes finales	703	403

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2021, el Grupo ENDESA cuenta con un patrimonio neto equilibrado, incrementado por una importante cuantía bajo el epígrafe ‘Prima de emisión y Reservas’ además de por unos buenos resultados. En dicha fecha, el capital social de ENDESA asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, que se encuentran en su totalidad admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. El porcentaje del capital social de ENDESA, S.A. que el Grupo ENEL posee a través de ENEL Iberia, S.L.U. es del 70,1% y ningún otro accionista ostentaba en esa fecha acciones que representasen más del 10% de su capital social. La prima de emisión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad²⁸. No obstante, a 31 de diciembre de 2021, 35 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (40 millones de euros a 31 de diciembre de 2020).

Asimismo, el 19 de octubre de 2021 el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. ha acordado llevar a cabo un Programa Temporal de Recompra de Acciones con el objetivo de dar cobertura al Plan de Retribución variable a largo plazo denominado “Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023”, que incluye como parte del pago del Incentivo Estratégico la entrega de acciones. Este Programa de Recompra, gestionado e implementado por Exane, S.A. (“Exane BNP Paribas”), está sujeto a lo previsto en el Reglamento Delegado (UE) 2016/1052 de la Comisión, de 8 de marzo, por el que se completa el Reglamento (UE) 596/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril. Con la ejecución de dicho Programa, ENDESA, S.A. ha adquirido 79.659 acciones propias que se añaden a las 82.799 acciones propias que adquirió en el ejercicio 2020 tras la ejecución de un programa similar, por lo que, a 31 de diciembre de 2021 ENDESA, S.A. tiene en su poder un total de 162.458 acciones propias de un valor nominal de 1,20 euros por acción. A 31 de diciembre de 2021 y 2020 el número medio

²⁸ El artículo 303 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido es el siguiente:

	2021	2020
Número de Acciones Ordinarias durante el Ejercicio	1.058.752.117	1.058.752.117
Número de Acciones de la Sociedad Dominante Propiedad de ENDESA, S.A.	162.458	82.799
Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación	1.058.650.233	1.058.731.417

El Grupo ha experimentado un incremento moderado de sus beneficios respecto al año anterior (un 4%), ya que, si bien tuvo un incremento en los ingresos por ventas y prestaciones de servicios, también hubo un importante aumento de los gastos por aprovisionamientos y servicios. Por otra parte, el Grupo cuenta con un saldo de efectivo al final del ejercicio de 703 millones de euros, un 74% superior al disponible en el ejercicio anterior.

El Grupo ENDESA se encuentra incluido en el Grupo ENEL, que es el mayor operador privado de energía renovable del mundo y cerró el ejercicio 2021 con un beneficio neto de 3.189 millones de euros en 2021, un 22,2% más que en el ejercicio anterior, y un resultado neto ordinario de 5.593 millones, un 7,6% más que en 2020. El resultado bruto de explotación fue de 17.567 millones, un 3,9% más que en el ejercicio anterior, mientras que el neto de explotación fue de 7.680 millones, un 9,2% menos.

A 31 de diciembre de 2021, el Capital Social de Enel SpA, sociedad matriz del Grupo, íntegramente suscrito y desembolsado, ascendía a 10.166.679.946 euros, representado por el mismo número de acciones ordinarias de un euro de valor nominal cada una. El importe del capital social de Enel SpA se mantiene sin cambios con respecto al registrado a 31 de diciembre de 2020, si bien en 2021 la compañía compró un total de 1.620.000 acciones propias para apoyar el Plan de Incentivos a Largo Plazo 2021 para la gestión de Enel y/o sus filiales. Los accionistas con una participación superior al 3% en el capital social de la Sociedad son el Ministerio de Economía y Finanzas, con una participación del 23,585%, BlackRock Inc., con una participación del 5% y Capital Research and Management Company, con una participación del 5%.

Por tanto, a juicio de esta Comisión queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de ENEL GREEN POWER, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa promotora del proyecto como por la de su socio y el grupo societario a que pertenece.

4. CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga a Enel Green Power España, S.L. la autorización administrativa previa para la instalación solar fotovoltaica Rocinante de 105,26 MW de potencia instalada, las líneas subterráneas a 33 kV, la subestación eléctrica transformadora ‘SET Rocinante 220/33 kV’, la línea a 220 kV ‘SET Rocinante–SET Colectora La Solana’ y las infraestructuras comunes para la evacuación del nudo Solana 220 kV que consisten en la subestación eléctrica colectora ‘SET La Solana 30/220 kV’ y la línea subterránea a 220 kV ‘SET La Solana–SET La Solana 220 kV REE’, en el término municipal de Puertollano, provincia de Ciudad Real, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas. Estas capacidades han sido evaluadas tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por el promotor del proyecto.