



CNMC

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 MUDÉJAR DE 64,188 MW DE POTENCIA INSTALADA, LAS LÍNEAS DE EVACUACIÓN SUBTERRÁNEA A 33 KV Y LA NUEVA POSICIÓN DE ENTRADA PRIVATIVA EN LA SUBESTACIÓN 'ST02 220/33 KV', EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE ANDORRA, EN LA PROVINCIA DE TERUEL

REF.: INF/DE/096/22

23 de junio de 2022

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES.....	3
1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental	3
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.....	13
3.2. Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del proyecto	15
3.2.1. Capacidad legal.....	15
3.2.2. Capacidad técnica.....	17
3.2.3. Capacidad económico-financiera.....	25
4. CONCLUSIÓN.....	33

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 MUDÉJAR DE 64,188 MW DE POTENCIA INSTALADA, LAS LÍNEAS DE EVACUACIÓN SUBTERRÁNEA A 33 KV Y LA NUEVA POSICIÓN DE ENTRADA PRIVATIVA EN LA SUBESTACIÓN ‘ST02 220/33 KV’, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE ANDORRA, EN LA PROVINCIA DE TERUEL

Expediente: INF/DE/096/22

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

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 23 de junio 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 Mudéjar de 64,188 MW de potencia instalada, las líneas de evacuación subterránea a 33 kV y la nueva posición de entrada privativa en la subestación ‘ST02 220/33 kV’, en el término municipal de Andorra, en la provincia de Teruel, 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 10 de agosto de 2018, 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 Mudéjar (en adelante PSF MUDÉJAR).

Con fecha 13 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 MUDÉJAR, de 235 MWp, así como las infraestructuras necesarias para su conexión a la red de transporte en el nudo Mudéjar 400 kV de REE, ubicada en los términos municipales de Alcañiz, Híjar y Andorra (Teruel). Con fecha 16 de diciembre de 2020, se subsanó la solicitud presentada eliminando el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.

Con fechas 4 y 8 de marzo de 2021 se publicaron en el Boletín Oficial de la Provincia (BOP) de Teruel y en el Boletín Oficial del Estado (BOE) sendos anuncios de la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Teruel por los que se sometían a información pública las antedichas solicitudes. Con fecha 9 de septiembre de 2021 la mencionada Dependencia 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 evaluación de impacto ambiental ordinaria, previa a su autorización administrativa.

La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, mediante Resolución de 14 de enero de 2022 (publicada en el BOE de fecha 22 de enero de 2022), ha formulado DIA a la realización del proyecto PSF MUDÉJAR 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

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'.

el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales. Como consecuencia ha habido una modificación muy importante del proyecto original, que contaba con tres zonas para su desarrollo, mientras que la DIA establece que *«por sus impactos sobre las áreas críticas del plan de conservación del hábitat del cernícalo primilla y sobre el hábitat de águila real, chova piquirroja, ganga ortega y otras especies de aves esteparias, todas ellas protegidas o amenazadas, el proyecto excluirá las zonas de parque fotovoltaico denominadas ‘Alcañiz’ e ‘Híjar’, así como sus respectivas subestaciones y el tramo del tendido aéreo de evacuación ‘Park Mudéjar’ hasta la denominada ‘Línea 6’ compartida con otros proyectos. En estas dos zonas no se proyectará ni realizará ninguna actuación»*, así como que *«el carácter favorable a la realización del proyecto para las superficies del parque fotovoltaico ‘Mas de Perlé-Valdeserrana’ y ‘Parque de Carbones’ también queda condicionado a la expresa comprobación por las administraciones en cada caso competentes del cumplimiento de todas las condiciones aplicables de la Resolución de 25 de enero de 2021 del Instituto Aragonés de Gestión Ambiental por la que se autoriza el proyecto de desmantelamiento de la Central Térmica Teruel ubicada en el término municipal de Andorra (Teruel) y promovida por Endesa Generación, S.A.²»*.

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

Con fecha 16 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) Mudéjar 400 kV, como consecuencia de la propuesta de incorporación de 41 instalaciones de generación renovable hasta un contingente total de 3.576 MW instalados (MWins), y remitió el correspondiente Informe de Viabilidad de Acceso (IVA). Tras la reducción de potencia de algunas instalaciones 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

² En particular de las condiciones indicadas en dicha Resolución para:

«1.3.1 La Fase 1 de Desmantelamiento del Parque de Carbones, incluida la condición 1.6. de caracterización de suelos y aguas subterráneas, requiriendo una investigación detallada de la situación de los suelos y aguas subterráneas del parque de carbones y del conjunto del emplazamiento, con propuesta de remediación en caso necesario a aprobar por la Dirección General de Cambio Climático y Educación Ambiental y la Confederación Hidrográfica del Ebro, y acreditación de ausencia de contaminación en la escorrentía pluvial.

1.3.2 La fase 2 de Adecuación de la balsa de residuos de Mas de Perlé.

Para la aprobación del proyecto se requerirá la acreditación de los anteriores extremos.»

total de 823,96 MWins/678 MW nominales (MWnom) de generación renovable con permiso de acceso —entre la que se encontraba la PSF MUDÉJAR—, además de un contingente total de 1.300 MWins 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 Mudéjar 400 kV a través de una nueva posición de la red de transporte planificada. Se trata de una nueva posición de línea que permitiría la conexión de la línea de evacuación ‘Mudéjar-SE Mudéjar Promotores 400 kV’, línea que pertenece a las ‘instalaciones de conexión no transporte’³, instalaciones que serán compartidas por las instalaciones de generación renovables incluidas en el escrito.

El acceso del contingente de generación (823,96 MWins/678 MWnom) resultaría técnicamente viable con las consideraciones indicadas en el escrito, dejando un margen disponible de 53,3 MWnom para nueva generación no gestionable no eólica adicional de aplicación a las plantas fotovoltaicas que no han obtenido el permiso de acceso en la propia solicitud. 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 sistema⁴ establecidos en el P.O.12.1⁵.

Con fecha 21 de noviembre de 2019, REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la SE Mudéjar 400 kV como consecuencia de la propuesta de incremento de potencia

³ Instalaciones ambas —posición y línea— 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).

⁴ 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):

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

⁵ 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).

para dos plantas fotovoltaicas y la incorporación de una tercera para adaptarse al margen existente, hasta alcanzar un contingente total de 887,86 MWins / 731,35 MWnom de generación renovable con permiso de acceso en la actual SE Mudejar 400 kV, además de un contingente total de 1.380 MWins de generación renovable que queda sin permiso de acceso.

El acceso del contingente de generación (887,86 MWins / 731,35 MWnom) resultaría técnicamente viable en la nueva posición planificada, con las consideraciones indicadas en el escrito. 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 y parques eólicos 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 400 kV, deberán cumplir con las capacidades técnicas de conexión requeridas para los módulos de parque eléctrico tipo D.

Con fecha 11 de junio de 2020, REE emitió escrito de actualización de la contestación a la solicitud de conexión a la red de transporte en la SE Mudéjar 400 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 MUDÉJAR. Se otorga permiso de acceso y conexión para un total de 16 instalaciones (13 fotovoltaicas y tres eólicas) por un total de 887,86 MWins / 731 MWnom (739,66 MWins / 583,15 MWnom fotovoltaicos y 148,2 MWins / MWnom eólicos) en una nueva posición planificada en la SE Mudéjar a través de la instalación de enlace a compartir por dichas instalaciones de generación 'Línea Mudéjar-SE Mudéjar Promotores 400 kV' (ambas, posición y línea, 'instalaciones de conexión no transporte' Tipo A según P.O.12.2).

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 31 de mayo 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 MUDÉJAR de 64,188 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 de la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Teruel.

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 MUDÉJAR originalmente pretendía la instalación de 235 MW ubicados en los términos municipales de Alcañiz, Híjar y Andorra, en la provincia de Teruel, además de las infraestructuras necesarias para su conexión a la red de transporte en el nudo Mudéjar 400 kV de REE. Tras las condiciones impuestas por la DIA, donde se excluyen zonas para su instalación⁸, la planta se ubicará solo en el término municipal de Andorra, tendrá una potencia nominal total de 50.002.804 Wn y una potencia máxima instalada de 64.188.600 Wp. Consistirá en la instalación de 151.032 módulos fotovoltaicos sobre estructura con seguidor solar a un eje horizontal (seguimiento E-O) y orientada al sur, en la zona denominada 'Parque Carbones', y sobre estructura fija en la zona denominada 'Más de Perlé y Valdeserrana'.

Los datos generales del proyecto son los siguientes:

PSF MUDÉJAR	
Titular	Enel Green Power España, S. L.
Termino Municipal	Andorra
Tecnología	Seguidor a un eje y estructura fija
Potencia Instalada	64.188.600 Wp
Módulos	LR4-72HBD-425M (151.032 unidades) o similar
Inversor	DUAL INGECON SUN 1400TL B450 2.340 kVA o similar (29 unidades)
Red Media Tensión	33 kV

Las características generales por zonas son:

Zona Más de Perlé y Valdeserrana	
Tecnología	Estructura fija
Potencia Instalada	35.414.400 Wp
Módulos	LR4-72HBD-425M (83.328 unidades) o similar
Inversor	DUAL INGECON SUN 1400TL B450 2.340 kVA o similar (16 unidades)
Zona Parque Carbones	

⁸ La planta fotovoltaica estaba inicialmente dividida en tres partes: FV Mudéjar Norte (Zona Alcañiz) de 91,98 MWn, FV Mudéjar Centro (Zona Híjar), de 39,18 MWn y la FV Mudéjar Sur (Zona Central Térmica) de 49,39 MWn. Para poder cumplir con el condicionamiento de la DIA, se han eliminado las partes correspondientes a FV Mudéjar Norte y FV Mudéjar Centro.

Tecnología	Seguidor a un eje
Potencia Instalada	28.774.200 Wp
Módulos	LR4-72HBD-425M (67.704 unidades) o similar
Inversor	DUAL INGECON SUN 1400TL B450 2.340 kVA o similar (13 unidades)

La PSF MUDÉJAR tendrá la siguiente configuración:

- Más de Perlé y Valdeserrana: Compuesta por 83.328 módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino de 425 Wp de potencia máxima cada uno, agrupados en 1.488 estructuras fijas, compuestos de dos *strings* de 28 módulos cada uno y conectados a 4 Centros de Transformación (CT's).
- Parque Carbones: Compuesta por 67.704 módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino de 425 Wp de potencia máxima cada uno, agrupados en 806 seguidores motorizados en un eje horizontal, compuestos de tres *strings* de 28 módulos cada uno y conectados a 4 CT's.

La configuración de la planta se realiza formando "subcampos", cada uno dotado de un CT. La energía proveniente de los módulos fotovoltaicos en forma de electricidad en corriente continua será invertida a corriente alterna en el interior de cada contenedor por medio de inversores que irán conectados a un transformador de potencia de media tensión (MT), los cuales elevarán la tensión desde los 1.500 V hasta el nivel de 33 kV.

La energía generada en la planta se evacuará en una red interna de 33 kV, que constará de una serie de líneas subterráneas que enlazarán los CT's pertenecientes a la planta.

El generador fotovoltaico estará compuesto por 151.032 módulos bifaciales LONGI LR4-72HBD- 425M o similar, de 425 Wp divididos en 5.394 series de 28 módulos que cuentan con 144 células de silicio monocristalino.

Módulo FV LONGI LR4-72HBD-425M 425 Wp	UND.	Condiciones STC⁹
Tensión de circuito abierto Voc	V	48,7
Tensión punto de máxima potencia Vmpp	V	40,4
Corriente punto de máxima potencia Impp	A	10,52

⁹ *Standard Test Conditions* (STC) o Condiciones Estándar de Medida (CEM): 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.

Corriente de cortocircuito I _{sc}	A	11,22
Dimensiones	mm	2.094x1.038x35
NOCT ¹⁰	°C	40±2
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto Tk (V _{oc})/%°C	%/°C	-0,284
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto Tk (I _{sc})/mA/°C	%/°C	0,050
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto Tk (P _n)/%°C	%/°C	-0,35

En la planta se utilizarán 29 inversores DUAL INGECON SUN 1170TL B450, 1.500 Vdc de 2.340 kVA, con salida trifásica para operación en paralelo con conexión a red, con protección contra el funcionamiento en isla, regulación de potencia activa y reactiva y sistema de refrigeración forzada.

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR DUAL INGECON SUN 1170TL B450, 1.500 Vdc	Unidades	
Potencia de salida nominal (AC)	kVA	2.340
Mín. Tensión MPP	V	655
Max. Tensión MPP	V	1.300
Máxima tensión del sistema	V	1.500
Mínima tensión de funcionamiento	V	655
Máxima Intensidad CC	A	3.700

La infraestructura de evacuación de energía eléctrica de la planta cuenta con cuatro líneas de interconexión subterráneas a 33 kV, que unen la planta fotovoltaica con las celdas ubicadas en la ampliación de la subestación 'SET ST02 220/33 kV'.

Por tanto, para evacuar la energía de la PSF MUDÉJAR se hace necesaria la ampliación en una posición de 220 kV de la SET ST02 220/33 kV. De esta manera la subestación recogerá la energía generada, conectando, mediante una línea en Alta Tensión a 220 kV, con la Subestación Mudéjar Promotores 400/220 kV que, a su vez, conecta con el nudo de evacuación de REE Mudéjar 400 kV.

La infraestructura de evacuación hasta la red de transporte no forma parte del alcance de esta autorización. Consta de una línea subterránea de alta tensión a 220 kV que une la subestación SET ST02 220/33 kV con la subestación Mudéjar Promotores 400/220 kV, compartida con la planta fotovoltaica Sedeis V, además de la subestación Mudéjar Promotores 400/220 kV y la línea de alta tensión a 400 kV desde la citada subestación hasta la subestación Mudéjar 400 kV,

¹⁰ *Nominal Operating Cell Temperature* o, en castellano TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula): Temperatura que alcanza la célula fotovoltaica cuando el módulo se expone a las condiciones especificadas.

propiedad de REE. Esta infraestructura de evacuación será compartida con las plantas fotovoltaicas Sedeis V, Gamudejar I, Caliza Solar, Alcañiz Solar, Tolocha II, Opde Mudéjar 1, Opde Mudéjar 2, Castellillo II, ISF Mudéjar I, CSF Mudéjar I, El Plano y La Estanca y los parques eólicos Guadalopillo I, Iberos y Majalinos I, y será tramitada dentro de otros expedientes. Con fecha 31 de julio y 5 de noviembre de 2020, ENEL GREEN POWER firmó con otras entidades un acuerdo para la evacuación conjunta y coordinada de la PSF MUDÉJAR con otras instalaciones de generación eléctrica hasta la red de transporte.

3.1.2. Condiciones de eficiencia energética

Según se ha indicado, los módulos fotovoltaicos previstos en la PSF MUDÉJAR, modelo LR4-72HBD- 425M del fabricante LONGI, de 425 Wp, bifaciales monocristalinos, cuya eficiencia máxima es del 19,6% en Condiciones STC.

La tecnología bifacial cuenta con superficie de captación tanto en la cara que se encuentra orientada hacia el sol (que se alimenta de la irradiación directa), como en la cara que se encuentra detrás (que recibirá irradiación reflejada, la radiación que rebota en la tierra). Esto permite mayor generación de energía en una superficie de ocupación menor, aumentando la eficiencia y disminuyendo el impacto ambiental.

Para la zona denominada Parque Carbones, los paneles fotovoltaicos serán instalados sobre estructuras con seguidor solar a un eje horizontal (seguimiento este-oeste), orientada hacia el sur (0° de azimut), con los módulos colocados en configuración 2V. Con esta estructura se logra aumentar la radiación captada por los módulos fotovoltaicos al realizar un seguimiento de la trayectoria del sol a lo largo del día.

Estos seguidores solares incluyen un sistema *backtracking*¹¹, además de ubicarse a una distancia de separación suficiente entre ejes para que la ocupación de terreno sea mínima y las pérdidas por sombreamiento bajas. En esta instalación se escogió una separación de 5 metros entre ejes.

Para la zona de Más de Perlé y Valdeserrana se ha escogido una estructura fija con una inclinación de 30°.

El inversor utilizado en la planta, DUAL INGECOM SUN 1170TL B450, cuenta con una potencia nominal de salida 2.340 kVA y tiene rendimiento máximo de un 98,9%. Este inversor asegurará un funcionamiento automático de la instalación,

¹¹ 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.

además de permitir la desconexión/conexión automática de la instalación en caso de pérdida de resistencia de aislamiento, de tensión o frecuencia de red, evitando el funcionamiento en isla de la planta.

El estudio sobre la producción esperada de la planta ha utilizado la base de datos meteorológicos SolarGis¹². La producción de energía en el punto de entrega ha sido calculada con el software PVSyst versión 7.0.6, 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. El estudio de producción se ha realizado a partir de los datos proporcionados por Meteororm¹³ en cuanto a irradiancia y temperatura para el emplazamiento. Las principales pérdidas consideradas en el funcionamiento de la planta son las siguientes:

Pérdidas	Más de Perlé y Valdeserrana	Parque Carbones
Sombreado	-3,12%	-1,58%
Acumulación de suciedad	-1,00%	-1,00%
Temperatura	-4,17%	-4,73%
Pérdidas en el cableado debido a caídas de tensión en CC	-0,68%	-0,71%
Pérdidas en el cableado debido a caídas de tensión en CA	-0,64%	-0,90%
Pérdidas por acoplamiento	-2,00%	-2,00%
Pérdida del transformador	-0,69%	-0,69%
Operación del inversor	-1,10%	-1,10%
Pérdidas de auxiliares	-0,36%	-0,36%

Con todas estas consideraciones, el promotor ha estimado, tras deducir las pérdidas, las siguientes producciones anuales para la PSF MUDÉJAR:

¹² Base de datos propiedad de GeoModel, derivada de satélites de alta resolución de Europa, África, Asia, Australia Occidental y Brasil.

¹³ Base de datos climáticos que aporta valores históricos globales por hora de irradiación, temperatura, humedad, viento y precipitación.

ZONA	Pot Pico (kWp)	Pot Nom (kWac)	Energía efectiva a la salida de la instalación (MWh/año)	Energía Producida (MWh/año) inyectada en la red	Producción Específica (kWh/kWp/año)	PR ¹⁴ (%)	Factor de capacidad ¹⁵
Más de Perlé y Valdeserrana	35.414	28.688	62.370	59.989	1.694	82,35	23,87%
Parque Carbones	28.774	23.309	59.864	57.620	2.003	83,91	28,22%
Total	64.188	51.997	122.234	117.609	1.832	-	25,82%

Por tanto, con esta producción mediante energía solar fotovoltaica se evitaría la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en unas 15.995 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento del parque¹⁶ (399.871 toneladas durante los 25 años de vida útil considerados para la instalación).

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

¹⁴ Coeficiente de rendimiento esperado.

¹⁵ 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.

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.

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 2020, 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.

Como ya se ha indicado, 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 2020¹⁷, ésta consolidaba 3.032 MW de potencia directamente o a través de sus filiales, siendo la potencia total instalada del ejercicio 2020 de 3.243 MW, con la siguiente distribución por tecnologías:

Tecnología	España	%
Eólica y Biomasa	2.604	80,3%
Minihidráulica	30	0,9%
Solar	609	18,8%
TOTAL	3.243	100,0%

La producción consolidada de las instalaciones participadas por la Sociedad durante el ejercicio 2020 fue de 5,6 GWh, un 29,1% superior a la producción del año anterior, fundamentalmente como consecuencia de una mejora del recurso eólico, de la incorporación a lo largo del año de las plantas de nueva construcción con una potencia consolidada de 389 MW (132 MW eólicos y 258 MW solares) y una producción de 105 MWh. Toda esta capacidad instalada en 2020 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. que, a 31 de diciembre de 2021 posee un 70,1% del capital de ENDESA, S.A. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo

¹⁷ A la fecha de redacción del presente informa no está disponible el Informe de Gestión a 31 de diciembre de 2021.

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
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:

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

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
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 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

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.

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 el proyecto modificado debido a los condicionantes impuestos por la DIA, fechado en abril de 2022, el presupuesto estimado para la ejecución material de la PSF MUDÉJAR asciende a 24.523.045,22 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.

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 2020²¹, según Informe de Auditoría de fecha 15 de marzo de 2021, 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 2020 el Capital Social de la Sociedad asciende 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 195.325 participaciones suscritas el 24 de marzo de 2010 con una prima de 5.111,95 euros por participación, y por una cuantía importante en Reservas (380.493 miles de euros) cuyo mayor importe se corresponde con Reservas Voluntarias por 348.500 miles de euros, que incluye la reserva por fondo de comercio por un importe de 60.825 miles de euros.

Con fecha 12 de diciembre de 2019, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó la distribución de un dividendo extraordinario con cargo a reservas voluntarias por un importe de 678,44 euros brutos por participación, que equivale a un importe total de 252.215 miles de euros, dividendo que ha sido pagado el 16 de enero de 2020. 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 2020 se registran 36.000 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 del Plan de Retribución variable a largo plazo denominado 'Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022', Plan cuya duración es de tres años a contar desde el 1 de enero de 2020 y que prevé la asignación de un incentivo compuesto por el derecho a percibir un número de acciones ordinarias de ENDESA, S.A. y una

²¹ Las Cuentas Anuales a 31 de diciembre de 2021 no han sido depositadas en el Registro Mercantil a la fecha de redacción del presente informe.

cantidad dineraria referenciados ambos a un incentivo base sujeto a las condiciones y variaciones del Plan.

Por otra parte, a efectos de verificar la solvencia de ENEL GREEN POWER como sociedad promotora del proyecto PSF MUDÉJAR, se ha calculado la ratio de apalancamiento financiero²², cuyo objeto es medir la proporción de deuda sobre el patrimonio neto de la empresa, obteniéndose un valor de 37,09%. 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 Fijos²³ y se ha obtenido un valor de 49,08%.

Respecto a la Ratio de Deuda sobre EBITDA²⁴, 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 12.

En la actualidad el socio único de ENEL GREEN POWER es ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., sociedad anónima de nacionalidad española cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2020²⁵, fechado el 15 de marzo de 2021, 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 2020, 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 uno de ellos. 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 380.986 miles de euros, así como por aportaciones de socios, importe que asciende en 2020 a 2.000.031 miles de

²² Ratio de apalancamiento (%) = Deuda Neta / (Deuda Neta + Patrimonio neto).

²³ Ratio de Deuda sobre Activos Fijos (%) = Deuda Neta / Activos fijos.

²⁴ Ratio de Deuda sobre EBITDA = Deuda Neta / EBITDA.

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

²⁵ Las Cuentas Anuales a 31 de diciembre de 2021 no han sido depositadas en el Registro Mercantil a la fecha de redacción del presente informe.

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 2020 este epígrafe recoge 31 miles de euros 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 del Plan de Retribución variable a largo plazo mencionado 'Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022'. Por otra parte, el patrimonio neto de la Sociedad se ve reducido por los resultados negativos de los últimos ejercicios.

En cuanto a la solvencia de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., la ratio de apalancamiento financiero arroja un valor de 52,7%, mientras que la ratio de deuda sobre activos fijos aporta un valor de un 74,51%. Respecto a las ratios sobre el beneficio obtenido por la sociedad en su actividad de explotación, carecen de sentido puesto que la sociedad obtiene pérdidas.

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 31/12/2020²⁶

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

²⁶ 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 terminado a 31 de diciembre de 2020 que fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2021.

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
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 euros)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido de actividades continuadas (en euros)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción básico (en euros)</i>	<i>1,36</i>	<i>1,32</i>
<i>Beneficio neto por acción diluido (en euros)</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 Sociedad²⁷. No obstante, a 31 de diciembre de 2021, 35 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están

²⁷ 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.

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 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 Mudéjar de 64,188 MW de potencia instalada, las líneas de evacuación subterránea a 33 kV y la nueva posición de entrada privativa en la subestación 'ST02 220/33 kV', en el término municipal de Andorra, en la provincia de Teruel, 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.