

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE AUTORIZA A ENDESA GENERACIÓN, S.A. EL CIERRE DE UNO DE LOS GRUPOS, 1 O 2, DE LA CENTRAL TÉRMICA DE LITORAL, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE CARBONERAS (ALMERÍA)

Expediente nº: INF/DE/123/20

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. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 4 de marzo de 2021

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con la Propuesta de Resolución por la que se autoriza a Endesa Generación, S.A. el cierre de uno de los grupos, 1 ó 2, de la Central Térmica de Litoral, en el término municipal de Carboneras, en la provincia de Almería, 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

Con fecha 27 de diciembre de 2019, Endesa Generación, S.A. (en adelante ENDESA) presentó, ante la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Almería —con petición de su elevación a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del entonces Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)¹—, solicitud de autorización administrativa para el cierre definitivo de los Grupos 1 y 2 de la Central Térmica de Litoral (en adelante CT LITORAL), de forma que se otorgue como plazo para el cierre hasta el 30 de junio de 2021 y se fije un plazo de cuatro años y medio para el desmantelamiento (a contar desde la fecha de cierre). Entre la documentación anexa a la misma se adjuntó el Proyecto de Cierre, en el que se detallaban las circunstancias técnicas, económicas y medioambientales que lo

¹ En la actualidad Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).

motivaban, el Proyecto Básico de Desmantelamiento y el documento de evaluación ambiental del mismo.

Con fecha 28 de febrero de 2020, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. (REE), en calidad de Operador del Sistema (en adelante OS) y Gestor de la Red de Transporte, emitió informe sobre la viabilidad del cierre de la CT LITORAL, alcanzando la conclusión de que, bajo las hipótesis consideradas, *«el cierre de uno de los grupos de la Central Térmica de Litoral [...] es compatible con la seguridad del sistema y la garantía de suministro eléctrico. El segundo grupo de Litoral, por razón de seguridad zonal, deberá esperar a la puesta en servicio de eje Caparacena – Baza – La Ribina 400 kV, incluido en la Planificación Energética vigente»*. Este informe es descrito con mayor detalle en el apartado ‘4.3 Informe del Operador del Sistema’.

Con fecha 11 de junio de 2020, el Jefe de la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Almería emitió informe favorable a la solicitud de cierre de los grupos 1 y 2 de la CT LITORAL, en el término municipal de Carboneras (Almería).

Por otra parte, el proyecto de desmantelamiento de la CT LITORAL ha sido sometido a evaluación de impacto ambiental simplificada, conforme al procedimiento previsto en la Sección 2ª del Capítulo II del Título II de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Como consecuencia del procedimiento anterior, con fecha 17 de diciembre de 2020 ha tenido entrada en el registro de la CNMC solicitud de la DGPEM de informe preceptivo sobre la Propuesta de Resolución (en adelante ‘la Propuesta’) por la que se autoriza a ENDESA el cierre de la CT LITORAL (Anexo I), adjuntando el Proyecto de03 Básico de Desmantelamiento de la instalación — posteriormente se ha remitido la Memoria Justificativa de la solicitud de cierre de la CT LITORAL—, así como el Informe del OS, tal y como establecen los artículos 135 y 137 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

2. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); 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»*, y su artículo 53.5 trata de *«la transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas»*.
- 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); en particular, el Capítulo IV de su Título VII (*“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción,*

transporte y distribución”), establece un procedimiento reglado para la autorización administrativa de cierre de las instalaciones de producción de electricidad, de acuerdo con el cual, a solicitud del titular, la DGPEM podrá autorizar el cierre, una vez haya sido informado éste por el OS y la CNMC.

- Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, modificada por la Ley 5/2013, de 11 de junio (en adelante RD 815/2013); ha supuesto la inclusión en el ordenamiento jurídico español de las modificaciones que incluye la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre de evaluación ambiental, que en su artículo 5 considera el proyecto de desmantelamiento entre aquellos susceptibles de someterse a evaluación ambiental, así como en su artículo 7 determina que proyectos serán objeto de evaluación de impacto ambiental.

3. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

La Propuesta informada tiene por objeto autorizar a ENDESA el cierre de uno de los dos grupos de la CT LITORAL, que deberá realizarse en el plazo de doce meses contados a partir de la fecha de la Resolución, así como cancelar su inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) en el momento en que dicho cierre se haga efectivo. También se indica que, en el plazo máximo de doce meses a partir de la fecha de la Resolución, el Grupo de la CT LITORAL autorizado para el cierre quedará declarado indisponible.

Asimismo, se determina que el plazo máximo en el que ENDESA deberá proceder al desmantelamiento del Grupo autorizado para el cierre de la CT LITORAL es de cuatro años contados a partir de la fecha en que el cierre se haga efectivo.

La Propuesta incluye los siguientes condicionantes, en cumplimiento de lo dispuesto en el RD 1955:

- Si ENDESA no hubiera procedido al cierre del Grupo autorizado de la CT LITORAL en el plazo establecido (doce meses a partir de la fecha de la Resolución), se produciría la caducidad de la autorización.
- El Jefe de la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Almería levantará tanto Acta de Cierre como Acta de Desmantelamiento cuando se hagan efectivos, dentro de los plazos establecidos en la Resolución, remitiéndolas a la DGPEM.
- Para el desmantelamiento, el titular de la instalación deberá cumplir las medidas y condiciones establecidas en el documento ambiental y en la

Resolución de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental que formulará informe de impacto ambiental del proyecto².

4. CONSIDERACIONES

La Unidad de Producción Térmica (UPT) Litoral de Almería consta de dos grupos de generación térmica que consumen carbón como combustible principal y gasóleo como combustible de apoyo para arranques y para asegurar la estabilidad de la llama durante los transitorios de caldera. Está ubicada en el término municipal de Carboneras, en la provincia de Almería (España). La propiedad y explotación de la instalación corresponde a ENDESA, que se encuentra dentro del Grupo ENEL, concretamente en la línea de Generación Térmica Iberia. Su actividad se centra en la producción de energía eléctrica a partir de carbón de importación —carbones subbituminosos de importación, con bajo azufre, de diferentes procedencias, mayoritariamente de origen colombiano, ruso y sudafricano—, para lo cual dispone de dos grupos térmicos de vapor (Grupo 1 y Grupo 2) que pueden funcionar con total independencia, aunque compartan algunas instalaciones y servicios comunes. El carbón es suministrado a través de la Terminal Portuaria de Endesa en Carboneras y almacenado en el parque de carbones, desde donde es transportado, mediante un sistema de cintas capotadas y torres de transferencia, hacia las respectivas calderas. El gasóleo consumido en ambos grupos se almacena en diferentes tanques (tres tanques para el Grupo 1 y uno para el Grupo 2).

La CT LITORAL está inscrita en el RAIPEE del MITERD con el número de registro RO1-0469, el Grupo 1, y RO1-0470, el Grupo 2, y con una potencia bruta de 576,9 MW (potencia neta 557,51 MW) el Grupo 1, y 582 MW (potencia neta 562,08 MW) el Grupo 2. El Grupo 1 se conectó a la red a finales de 1984, entrando en explotación comercial en febrero de 1985, mientras que el Grupo 2 comenzó su operación comercial el 24 de agosto de 1997.

La central está ubicada en un área industrial situada en el término municipal de Carboneras (Almería), concretamente al sur del núcleo de población de Carboneras. El término municipal está situado en la comarca del Levante Almeriense, a una altitud de 10 metros sobre el nivel del mar y a 63 kilómetros de la capital de provincia. El solar está clasificado como Suelo Urbanizable Industrial, S-12, según la Revisión de las Normas Subsidiarias de Planeamiento Municipal que cuentan con aprobación definitiva.

Tal y como determina el artículo 135.2 del RD 1955, la documentación recibida de la DGPEM incluye la Memoria Justificativa en la que se detallan las circunstancias técnicas, económicas, ambientales o de cualquier otro orden por

² La Propuesta indica que el proyecto de desmantelamiento de la central ha sido sometido a evaluación de impacto ambiental simplificada, conforme al procedimiento previsto en la Sección 2ª del Capítulo II del Título II de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. A la fecha de elaboración del presente informe, no consta que se haya emitido la correspondiente Resolución que formule informe de impacto ambiental del proyecto de desmantelamiento.

las que se pretende el cierre y el Proyecto Básico de Desmantelamiento de la CT LITORAL fechado en julio de 2019, además de anexas los planos actualizados de la instalación a escala adecuada y la descripción de los trabajos a realizar para hacer efectivo el cierre de la central.

La mencionada Memoria Justificativa informa que, desde la liberalización del mercado eléctrico en 1997, la central funciona en régimen de prestación de servicios de regulación, de forma que la carga se modifica cada hora, siendo lo habitual que haya bajas cargas por la noche y paradas frecuentes los fines de semana. A ello se superpone la regulación secundaria, cuya demanda horaria de carga es modificada por telecontrol.

Las motivaciones por las que ENDESA ha solicitado el cierre de la CT LITORAL responden a causas regulatorias, medioambientales, de mercado y de viabilidad económica, según argumenta en la Memoria Justificativa adjuntada a su solicitud de cierre:

- a) Condicionantes regulatorios: Desde la liberalización del sector mediante la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la central ha operado bajo distintos regímenes regulados. En 2010, la Decisión del Consejo 2010/787/UE estableció que a partir de 2011 las ayudas a la minería del carbón debían estar orientadas a garantizar el cierre ordenado de las explotaciones no competitivas a finales de 2018.

La Orden ITC/3860/2007 desarrolló el marco regulatorio del incentivo a la inversión medioambiental (8.750 €/MW por un periodo de diez años a partir de la fecha de puesta en marcha de la desulfuradora), que es de aplicación al Grupo 1 de la central desde el 11 de marzo de 2010 hasta el 11 de marzo de 2020. Sin embargo, ENDESA considera que no parece razonable esperar la implantación de un mercado de capacidad en España a corto plazo que permita poner en valor la potencia firme que la central puede aportar al sistema. Además, el reciente Reglamento del mercado interior de la electricidad cierra la posibilidad, a partir de 2025, de que las centrales de carbón puedan participar en un mercado de capacidad.

Por otra parte, la Directiva 2010/75/UE sobre las emisiones industriales (DEI) fija unos valores límite de emisión (VLE) más exigentes para los contaminantes SO₂ (dióxido de azufre), NO_x (óxidos de nitrógeno) y partículas, aplicables a las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC), y recoge, entre otras, la posibilidad de que los Estados miembros que lo deseen puedan aprobar y aplicar, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2020, un Plan Nacional Transitorio (PNT) para ciertas instalaciones que cumplan los criterios exigidos en la DEI, de forma que mantengan durante la vigencia del plan los VLE establecidos en sus respectivas Autorizaciones Ambientales Integradas a fecha 31 de diciembre de 2015, respetando, en su conjunto, unos techos anuales globales de emisión para cada contaminante —conocidos como “burbuja”—, que se van reduciendo linealmente en el tiempo hasta el final del plazo. También

determina el establecimiento a futuro de otros límites más restrictivos basados en las mejores técnicas disponibles, los BREF³. Adicionalmente, el 17 de agosto de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea la “Decisión de ejecución 2017/1442 por la que se establecen las conclusiones sobre las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) conforme a la Directiva 2010/75/UE (DEI) del Parlamento Europeo y del Consejo para las grandes instalaciones de combustión”, en virtud de la cual se establece, entre otros, que las instalaciones industriales tienen que cumplir con límites de emisión (BREF) de NO_x, SO₂, y partículas más restrictivos que los establecidos por la Directiva 2010/75/UE, y cumplir nuevos límites de parámetros adicionales, tales como mercurio, compuestos gaseosos clorados y fluorados, etc., antes del 17 de agosto de 2021.

La Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. En esta Orden se establece el servicio de disponibilidad de potencia, que otorga el incentivo de disponibilidad a la central. La Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, pone fin al incentivo de disponibilidad a partir de julio de 2018.

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética aprobó el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (tipo del 7%) y el impuesto especial sobre los combustibles (el denominado ‘céntimo verde’), costes añadidos para la central.

La Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión de 31 de julio de 2017 establece las conclusiones sobre las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) conforme a la DEI, y establece los límites BREF, que deberán ser integrados en la Autorización Ambiental en el plazo de cuatro años (a más tardar el 17 de agosto de 2021).

- b) Condicionantes medioambientales: Tal y como se ha indicado, la DEI fija unos VLE de SO₂, NO_x y partículas aplicables a las GIC. Esta regulación se traslada a la legislación española en sus preceptos básicos por la Ley 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados, y en la parte más técnica a través del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la citada Ley 16/2002, de 1 de julio, el cual establece el PNT.

En el caso de la CT LITORAL, los VLE exigidos en la DEI son los siguientes:

³ “*Best Available Techniques References Documents*” o Documentos de Referencia Europeos sobre las Mejores Técnicas Disponibles.

NOx	200 mg/Nm ³
SO ₂	200 mg/Nm ³
Partículas	20 mg/Nm ³

Desde el 1 de enero de 2016, la CT LITORAL forma parte del PNT, por lo que quedó exenta del cumplimiento de los valores exigidos en la DEI hasta el 1 de julio de 2020, si bien debe respetar los límites que establece su Autorización Ambiental Integrada (AAI) vigente a 31 de diciembre de 2015, así como respetar de forma mancomunada los techos de emisión fijados en dicho PNT y las obligaciones derivadas del mismo.

Como ya se ha indicado, la mencionada Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 establecía límites de emisión de NOx, SO₂, y partículas y la aplicación de nuevos límites de parámetros adicionales (mercurio, compuestos gaseosos clorados y fluorados, etc.) que habrán de ser satisfechos antes del 17 de agosto de 2021. Por otro lado, cada Comunidad Autónoma puede adelantar esa fecha y es competente para establecer los VLE que finalmente se apliquen. Dichos límites son rangos, debiendo fijarse en la AAI los valores límite de aplicación a partir de los mismos. Para el caso de la CT LITORAL, los rangos de los límites BREF establecidos son⁴:

NOx	65 - 150 mg/Nm ³
SO ₂	10 – 130 mg/Nm ³
Partículas	2 - 8 mg/Nm ³
Mercurio	1 - 4 µg/Nm ³

Los VLE medios de la CT LITORAL con las instalaciones actuales, según indica la Memoria Justificativa adjuntada, son los siguientes:

Grupo 1 y 2 (Foco 76-Chimenea común)			
⁵ mg/Nm ³	2016	2017	2018
NOx	374	229	97
SO ₂	394	116	111
Partículas	8	4	6

Por tanto, dado que las inversiones necesarias para poder cumplir con dichos límites (tanto DEI como BREF) finalizaron su ejecución entre finales de 2016 y principios de 2017, la central ya cumplía en 2018 con los límites establecidos para las emisiones. Sin embargo, la central necesitaría realizar una adaptación de su actual sistema de tratamiento de aguas procedentes del abatimiento de gases de combustión, para que su punto de vertido cumpliera con los niveles de emisión aplicables según las Mejores Tecnologías Disponibles (normativa BREF), antes del 17 de agosto de 2021.

⁴ Unidades de concentración de una sustancia en la atmósfera: mg/Nm³: Miligramos por metro cúbico normal; µg/Nm³: Microgramos por metro cúbico normal

⁵ Valor medio anual válido.

En cuanto al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE), desde 2009, debido principalmente a la crisis económica y a las altas importaciones de créditos internacionales, se creó un superávit de derechos que condujo a un nivel de precio bajo de los derechos de emisión de CO₂. En 2014, la Comisión UE aprobó medidas al objeto de gestionar el exceso existente, de manera que la señal de precio supusiera un incentivo real para la reducción de emisiones. En enero de 2019 entró en operación la Reserva de Estabilidad de Mercado, de manera que si la diferencia entre los derechos en circulación y las emisiones del año anterior supera los 833 millones, se retirará el 24% de los derechos en circulación en el periodo 2019-2023, y el 12% a partir de entonces. Además, la UE ha establecido y regulado un objetivo de reducción de emisiones del 43% respecto a 2005, lo que supone una tasa reducción anual del 2,2% de los derechos puestos en circulación en el periodo 2021–2030, superior a la tasa actual del 1,74% anual. En línea con las directrices del Acuerdo de París, el marco europeo está preparado para una más que probable revisión al alza de la ambición, lo que redundaría en un incremento adicional de presión en el mercado. Como consecuencia, desde julio de 2017 se viene experimentando un importante incremento en el precio de los derechos de emisión, pasando de estar estabilizado en el rango de los 4,50 – 5 €/t CO₂ a superar los 29 €/t CO₂ en julio de 2019. Las previsiones de los principales analistas apuntan a un escenario futuro de precios elevados y al alza en el medio plazo, previendo ya para 2021 precios en torno a 30 €/t CO₂ y en ascenso para los siguientes años.

- c) Condicionantes del mercado eléctrico: La creciente introducción de energía renovable ha provocado una reducción de la participación de las centrales de carbón en el hueco térmico, lo que ha dado lugar a una reducción de las horas de funcionamiento de la generación térmica en general y de las plantas de carbón en particular —salvo en 2015 y en 2017, que fueron años atípicos en los que aumentó el hueco térmico debido a que fueron extremadamente secos, alcanzándose precios elevados de pool—. Además, los ciclos combinados han ganado competitividad en coste (orden de mérito) frente a las plantas de carbón, sobre todo por la subida del precio de los derechos de emisión de CO₂ mientras el precio del gas ha evolucionado a la baja. Asimismo, en las subastas realizadas de potencia renovable se han adjudicado 8.737 MW para entrar en servicio en 2020, que absorberán el incremento de demanda manteniéndose o incluso reduciéndose el hueco térmico disponible. Adicionalmente, la supresión desde octubre de 2018 del ‘céntimo verde’ para los ciclos combinados y no para el carbón, llevada a cabo por medio del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, ha deteriorado aún más la competitividad de las centrales de carbón. Por otra parte, el aumento de la capacidad de interconexión, en particular con Francia, que pasó de 1.500 MW a 3.500 MW en octubre de 2015, ha provocado un mayor flujo de importación de energía, lo que supone una disminución del hueco térmico en España y, en consecuencia, una reducción de las oportunidades de mercado de las centrales de carbón ante la creciente

competitividad de los ciclos combinados. ENDESA argumenta, además, el cambio de sentido del saldo de la interconexión con Marruecos tras la puesta en marcha a finales de 2018 de una central de carbón que no paga derechos de emisión de CO₂, originando una nueva asimetría en detrimento de las centrales de carbón españolas. ENDESA recuerda también la asimetría fiscal de la generación portuguesa (caso de la central de Sines), que vende en el MIBEL sin los impuestos que soportan las centrales de carbón españolas.

Desde 2011 hasta 2014 la central ha despachado la totalidad de su producción bajo el régimen de restricciones técnicas por garantía de suministro, lo que favoreció su operación estable. A partir de 2015, la finalización de dicho marco regulatorio y la creciente introducción de energía renovable han provocado una reducción de la participación de las centrales de carbón en el hueco térmico, tal y como se ha indicado anteriormente, lo que ha llevado a una reducción de las horas de funcionamiento de la generación térmica en general y de las plantas de carbón en particular.

- d) Viabilidad económica: Según datos aportados por ENDESA en la mencionada Memoria Justificativa respecto al cierre de la central, la CT LITORAL arroja los siguientes resultados económicos para los últimos años:

Magnitud (M€)	2017	2018	Sept-2019
EBITDA ⁶ ordinario	37,4	65,7	-17,0
Inversiones ordinarias	-7,3	-16,0	-13,1
Flujo de Caja	30,1	49,7	-30,1

La central ha presentado un EBITDA ordinario negativo en 2019, como consecuencia de su escaso funcionamiento. En consecuencia, también el flujo de caja operativo se vuelve fuertemente negativo e impide la sostenibilidad de la central.

Por tanto, vistas las circunstancias regulatorias, ambientales y de mercado analizadas, ENDESA manifiesta que el mantenimiento de la situación actual de la central representa una pérdida considerable de valor para la empresa ya que en dicha situación es imposible obtener un EBITDA positivo, lo que conlleva no poder recuperar ni los costes fijos ni las inversiones necesarias para la explotación de la central.

Una vez autorizado el cierre está previsto el desmantelamiento completo de todas las instalaciones de la CT LITORAL, para lo cual se ha presentado un '*Proyecto Básico de Desmantelamiento*' que se desarrollará en un plan de desmantelamiento detallado.

4.1 Características técnicas de la central

⁶ '*Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization*', esto es, beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, por lo que es el beneficio bruto de explotación calculado antes de deducir los gastos financieros.

La actividad de la CT LITORAL se centra en la producción de energía eléctrica a partir de carbón de importación, para lo cual dispone de dos grupos térmicos de vapor con una potencia bruta de 577 MW el Grupo 1 y de 582 MW el Grupo 2, lo que supone una potencia total de 1.159 MW. Utiliza carbón de importación y gasóleo como combustible auxiliar en los arranques de los grupos, así como para asegurar la estabilidad de la llama durante transitorios de caldera. El carbón es suministrado a través de la Terminal Portuaria de Endesa en Carboneras, almacenado en el parque de carbones y transportado mediante un sistema de cintas capotadas y torres de transferencia hacia las respectivas calderas.

Las características de los principales equipos de los grupos de la central son las siguientes:

CALDERA	GRUPO 1	GRUPO 2
Marca	Combustion Engineering	ABB-Combustion Engineering
Año de fabricación	1985	1997
Tipo	Circulación controlada	Circulación controlada
Presión de timbre (Atm)	203,25	198,41
Presión vapor principal (Atm)	175,81	175
Temp. vapor principal (°C)	540,55	540
Caudal vapor principal (t/h)	1.524	1.584
Temp. agua alimentación (°C)	253,16	254
Altura calderín (m)	66	66

TURBINA PRINCIPAL	GRUPO 1	GRUPO 2
Marca	General Electric	General Electric
Potencia nominal (MW)	550 (original)/577 (real)	550 (original)/582 (real)
Nº de cuerpos	4	4
Presión de escape (mmHg)	35,33/44,96	33,02/42,41
Nº de extracciones	7	7
Velocidad (r.p.m.)	3.000	3.000

ALTERNADORES	GRUPO 1	GRUPO 2
Marca	General Electric	General Electric
Tipo	2 polos	2 polos
Potencia (MVA)	636	636
Tensión nominal (kV)	20	20
Intensidad nominal (kA)	18,36	18,39
Frecuencia (Hz)	50	50
Factor de potencia	0,9	0,9

4.1.1 Parque de carbones

En el parque de carbones se almacena el carbón transportado desde el puerto mediante cintas transportadoras cerradas o encapotadas, con destino a la CT LITORAL o a las instalaciones de Holcim (España), S.A. en Carboneras. Es rectangular de 450 x 250 metros, con una capacidad máxima para 600.000 toneladas. El carbón se coloca a la intemperie mediante una máquina apiladora de brazo giratorio y se dispone en cuatro parvas longitudinales según su procedencia y contenido de azufre. El apilado y desapilado de las parvas se realiza mediante bulldozer. El transporte del carbón desde el parque a las tolvas de alimentación de los molinos se realiza con dos máquinas rotoextractoras colocadas en un túnel debajo de las parvas que vierten el carbón en unas cintas dobles encapotadas que lo transportan hasta las torres de transferencia y de allí a las seis tolvas de los molinos de cada grupo.

El parque de carbones dispone de una red de hidrantes y de una una red de recogida de aguas de escorrentía que se conducen a una balsa de decantación y, posteriormente, a la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR).

4.1.2 Sistemas de recepción de carbones en la instalación y de alimentación a los grupos

Según el consumo de cada caldera, desde las tolvas se alimentan los seis molinos de rodillos de cada grupo. Tras la molienda, el carbón es transportado mediante aire caliente hasta las distintas elevaciones de los quemadores.

4.1.3 Turbogrupos de vapor

Cada grupo de está constituido por los siguientes elementos:

- a) Caldera: Las dos son de vapor subcrítico, con recalentamiento intermedio, de circulación forzada del tipo DBB o de escoria seca. El encendido se realiza con gasóleo. El Grupo 1 tiene 24 quemadores tangenciales con inclinación regulable y el Grupo 2 tiene también 24 quemadores tangenciales de bajo NOx con inclinación regulable. Cada caldera se compone de hogar, economizador, calderín, sobrecalentador y recalentador. El vapor generado se expande en la turbina y retorna a la caldera tras su paso por el condensador.
- b) Turbina: Las dos cuentan con sección combinada de alta-media presión y dos cuerpos de baja presión. Se realizan un total de siete extracciones de vapor para calentar el agua de alimentación y un recalentamiento intermedio después de la séptima extracción. El vapor llega a la turbina con una temperatura de 540 °C y a una presión de 169,6 kg/cm², con un caudal aproximado de 1.636 t/h. La velocidad nominal es de 3.000 revoluciones por minuto (r.p.m.) para mantener los 50 Hz de frecuencia. La lubricación de cojinetes y el control de turbina se realiza mediante aceite a presión.

- c) Alternador: Los alternadores generan 636 MVA a 20 kV con un factor de potencia de 0,9 y se refrigeran mediante hidrógeno a una presión de 4,2 a 4,6 kg/cm² y agua.
- d) Condensador: La refrigeración de los grupos de vapor se realiza en circuito abierto con agua de mar, produciéndose un incremento medio de temperatura de ésta de 9,5 °C, alcanzándose ocasionalmente valores puntuales superiores debido a condiciones particulares de funcionamiento de la planta.

4.1.4 Sistema de tratamiento de gases de combustión

Los gases procedentes de la combustión pasan por varios procesos de depuración antes de su emisión a la atmósfera por la chimenea. En primer lugar, para disminuir las emisiones de NOx existentes en los gases de caldera, la CT LITORAL cuenta con un Sistema de Reducción Catalítica de NOx de cada Grupo (SCR 1 y SCR 2). El principio de funcionamiento de los SCR está basado en la reducción de los NOx con una disolución de amoníaco (en estado gaseoso), en presencia de O₂, y un catalizador, transformándose en agua y nitrógeno molecular. Estos sistemas se encuentran situados entre el economizador y el precalentador de cada uno de los grupos para realizar la reducción catalítica a altas temperaturas (312 °C – 380 °C). Para minimizar la emisión de partículas, los gases de cada grupo pasan por sus respectivos precipitadores electroestáticos, que recuperan las partículas contenidas en los gases, las cuales posteriormente se envían a los silos de cenizas. A la salida de los precipitadores se dispone de sendas plantas de desulfuración de gases (DGC) para que, antes de su salida a la atmósfera a través de una chimenea común, los gases se laven a contracorriente con una lechada de carbonato cálcico en agua. Los óxidos de azufre presentes en los gases pasan a la fase líquida y, al final del proceso, se obtiene yeso (sulfato cálcico dihidratado), que es transportado hacia el silo de almacenamiento correspondiente una vez deshidratado.

4.1.5 Chimenea común

Tras su paso por los sistemas de depuración, los gases se mezclan y son descargados a la atmósfera mediante una chimenea común de 200 metros de altura y 9,35 de diámetro interior en la coronación.

4.1.6 Subestación eléctrica a 400 kV

Para la conexión a la red eléctrica nacional existe una subestación de intermedia a 400 KV, blindada en hexafluoruro de azufre, situada al otro lado de la calle de transformadores de fachada, propiedad de Red Eléctrica de España (REE), que se une con las subestaciones de Huéjara, en Granada, y Totana, El Palmar 2 y Asomada, en Murcia.

4.1.7 Sistemas de escorias, cenizas y rechazo de molinos

El sistema actual de recogida de escorias del Grupo 1 está constituido por un cenicero húmedo y dos silos de decantación, enviándose el agua a la PTAR. Las escorias procedentes del Grupo 2 se recogen en cenicero seco, se trituran y, posteriormente, se depositan en el vertedero o bien se comercializan.

Las cenizas recogidas en los electrofiltros, precalentadores y economizadores se transportan de forma neumática a los silos de cenizas. Posteriormente se depositan en el vertedero o bien se comercializan.

Los rechazos de los molinos de carbón se almacenan en dos pequeños silos y se transportan mediante camión hasta el parque de carbones, donde se almacenan para su incorporación al proceso.

4.1.8 Sistemas de aportación y tratamiento de agua

Desde el año 2002 la central se abastece de agua bruta procedente de la desaladora de Carboneras —que tiene dos calidades⁷ en función de su uso: afino (10 $\mu\text{S}/\text{cm}$) y desalada (500 $\mu\text{S}/\text{cm}$)—, salvo en lo referente al agua de mar de refrigeración de los condensadores.

Los sistemas de tratamiento y almacenamiento son los siguientes:

- Tanques de almacenamiento de agua desalada.
- Planta desmineralizadora: Se usa para restaurar las pérdidas de agua en los ciclos de vapor. El agua de afino pasa por unos filtros de cartucho y luego a los lechos de resinas de intercambio, que se regeneran con agua de lavado, ácido sulfúrico y sosa cáustica. Esta agua se almacena en tanques.
- Sistema de adición química a caldera: Evita el deterioro del sistema agua-vapor, mediante la adición de amoníaco, hidracina y fosfato trisódico. Se incorpora a la salida del sistema de pulido del condensado.
- Sistema de pulido del condensado: Consiste en una planta desmineralizadora del condensado con resinas intercambiadoras. La regeneración es similar a la de la planta desmineralizadora de aporte al ciclo.

4.1.9 Sistemas de circulación de agua de mar

El sistema de captación y bombeo de agua de mar, en circuito abierto para la refrigeración de los condensadores de los grupos de vapor, se sitúa al borde la costa, al abrigo del puerto, y cuenta con rejillas fijas y móviles para la retención de gruesos. Entre ellas se dosifica hipoclorito sódico procedente de la planta de electrocloración a partir de agua de mar. Dispone de dos bombas por grupo, de caudales nominales 34.500 m^3/h cada una para el Grupo 1 y 33.000 m^3/h para

⁷ Atendiendo a su conductividad eléctrica, medida en microsiemens por centímetro. La conductividad da una idea del contenido iónico de una solución: es tanto más baja cuanto más pura es el agua. La conductividad del agua de mar es aproximadamente un millón de veces superior a la del agua desionizada.

el Grupo 2. Tras su paso por el condensador, se devuelve al mar mediante un canal abierto, al que se incorporan las demás corrientes de aguas residuales. Antes de su vertido, se procede, si se considera necesario, a la dosificación de antiespumante. La zona de descarga dispone de un dique de defensa.

4.1.10 Sistema de tratamiento de aguas residuales

- a) Fosas de neutralización: Donde se tratan, en la fosa del Grupo 1, los efluentes de lavado de la desmineralización y de pulido de condensado, además de la limpieza de pequeños equipos, y en la del Grupo 2, el efluente de lavado del grupo. Una vez ajustado el pH, estas corrientes se dirigen a la PTAR.
- b) Plantas de tratamiento de aguas residuales desulfuraciones: Constan de:
 - ⇒ Neutralización y precipitación de metales pesados
 - ⇒ Floculación y decantación
 - ⇒ Filtros de arena
 - ⇒ Deshidratación de lodos
- c) Tratamiento de escorrentías del parque de carbón: Consistente en una balsa de decantación a la que se dirigen, además de las aguas de la red del parque, las procedentes de la zona interior de los cubetos de combustibles líquidos y el efluente generado en el lavado de calderas. Las aguas recogidas se envían a la PTAR. Cuenta con una balsa auxiliar.
- d) Planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR): Procesa las aguas procedentes de la red de pluviales, efluente de fosas de neutralización, efluente del tratamiento de las aguas sanitarias, agua de los silos de escorias, agua de lavado de los precalentadores, efluentes de salida de las plantas de tratamiento de las aguas procedentes de la DGC (planta de desulfuración de gases) y las aguas amoniacales procedentes del proceso de reducción catalítica del NOx. El agua llega bien directamente, bien a través de un pozo de distribución. Está constituida por dos líneas paralelas de predecantadores y decantadores cuyo funcionamiento es alternativo. A continuación se dispone de un decantador-floculador, cuyos fangos se recirculan a la balsa, y el agua de rebose al canal de descarga.

4.1.11 Almacenamiento de combustible auxiliar y productos químicos

Existen dos áreas principales de almacenamiento de gasóleo (combustible auxiliar), una para cada grupo. Aparte, también se dispone de otras áreas para servicios diversos de menor entidad.

Se dispone de un almacén de reactivos industriales, un área por grupo para aditivos al agua del ciclo —para pulido de condensado y para las plantas de desulfuración—, un área diferente para la planta de electrocloración y para la planta desmineralizadora y un almacenamiento para gases licuados.

4.1.12 Sistema de cenizas y escorias

Las cenizas volantes recogidas en los tolvinos de los precipitadores electrostáticos se envían, mediante transporte neumático, a los silos de cenizas A y B de 2.500 t cada uno, situados entre el canal de descarga de agua de refrigeración y la calle 5, y enfrentados al edificio de control de silos. Desde estos silos, mediante cintas transportadoras, se pueden enviar por vía húmeda tanto las cenizas como las escorias a la escombrera que está situada a aproximadamente 550 metros —longitud de tramo de cinta entre la central y la escombrera de la esquina noroeste de la misma— en una hondonada natural.

4.1.13 Sistemas auxiliares

Como parte del proceso de la generación de energía existen los siguientes sistemas transversales a todos los procesos:

- Sistema de protección contra incendios
- Sistema de riego
- Sistemas de transformación y distribución eléctricos
- Sistemas de fuerza y alumbrado
- Sistemas de control
- Sistemas de refrigeración
- Sistemas de climatización
- Aparatos elevadores
- Sistema de aire comprimido

4.1.14 Vertedero

El vertedero, diseñado en el proyecto original para la deposición de escorias y cenizas, consta de un sistema de transporte mediante cintas cubiertas y un apilador. En él se llevan a cabo diversas actuaciones para la minimización de emisiones difusas y dispone de cunetas perimetrales para la recogida de escorrentías.

Posteriormente se hicieron adecuaciones en las condiciones de explotación del depósito para cumplir con la AAI y con el Real Decreto 1481/2001, de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero, para continuar su explotación incluyendo un nuevo tipo de residuo no peligroso, los yesos provenientes del proceso de desulfuración.

4.1.15 Edificios varios

En la parcela de la central se encuentran distribuidos diferentes edificios con servicios varios de mantenimiento como son las oficinas, el laboratorio, los talleres, los almacenes y los vestuarios.

4.2 Proyecto básico de desmantelamiento de la central

Se considera el desmantelamiento y demolición de todos los equipos, estructuras e instalaciones sobre nivel de rasante contenidos dentro del vallado de la central, salvo las instalaciones y edificios necesarios para continuar con el seguimiento de las obligaciones medioambientales. Dentro del alcance del Proyecto de Desmantelamiento se contemplan todos los trabajos previos al desmantelamiento, consistentes en lavados, limpiezas y vaciados; adecuaciones y traslados de las instalaciones a mantener. La remediación de suelos será objeto de otro proyecto específico, en función del uso futuro del emplazamiento.

El punto límite de desmantelamiento eléctrico está en los seccionadores de barras de la posición de generación de la subestación de cada grupo, incluyendo las líneas de generación desde los transformadores principales a la subestación.

El punto límite del circuito de agua de mar se encuentra en la aspiración de las bombas de circulación en la casa de bombas donde se colocarán discos ciegos.

La clausura del vertedero de productos no peligrosos (cenizas, yesos, escorias) tiene su propio proyecto.

La duración total estimada del proyecto son 54 meses, 18 de los cuales serán de tramitaciones y actividades previas y los 36 restantes de ejecución de desmantelamiento y demolición de la central, excluido el tema de remediación de suelos y aguas subterráneas.

Las diferentes fases del proyecto se explican a continuación:

4.2.1 Implantación de infraestructuras y servicios de obra

- a) Infraestructura eléctrica de obra: La instalación deberá estar desenergizada, con la excepción de la alimentación a los servicios esenciales (baliza de chimenea, iluminación, servicio de control de accesos, puente grúa y ascensores, video-vigilancia, servicios de gestión de aguas, ...). Para poder proceder al desmantelamiento será necesario disponer además de fuentes de alimentación eléctrica alternativa en las diferentes zonas de demolición, bien sean fijas o móviles.
- b) Infraestructura de gestión de aguas durante la ejecución de las obras: Se deberá mantener un estricto control de todas las aguas para evitar vertidos incontrolados. Se tratará de mantener, en la medida de lo posible, las instalaciones existentes, pero será necesario realizar modificaciones para adaptar la instalación a los trabajos de desmantelamiento. Las principales aguas a gestionar son las aguas pluviales, el agua bruta, el agua potable para vestuarios y oficinas de obra, las aguas sucias de vestuarios y oficinas, las aguas de la red de aguas aceitosas y las aguas de lavados.
- c) Infraestructuras para el personal de obras y contratistas: Para la gestión de la obra habrá que habilitar una zona para la implantación de los contratistas de

obra que cuente con red de aguas, alimentación eléctrica, zonas para casetas y vestuarios, zonas de aparcamientos, etc. En principio se tratarán de utilizar todas las infraestructuras existentes con un mínimo de mejoras o adaptaciones a las nuevas condiciones de la central.

- d) Infraestructura para la gestión de residuos: Durante el desmantelamiento será necesario habilitar una zona dentro de la central donde se puedan acopiar de forma segregada los diferentes tipos de residuos. Se tratará de utilizar, en la medida de lo posible, instalaciones existentes, pero, dada la gran cantidad de residuos que se van a producir, será necesario habilitar nuevas zonas. Entre los trabajos a realizar estarían el vallado de la zona, la compartimentación de la zona para cada tipo de residuo, la impermeabilización del suelo donde sea necesario, cubetos, cubiertas, etc.
- e) Servicios de mantenimiento de infraestructuras de obra: Será necesario disponer de un servicio de mantenimiento para atender las averías o modificaciones que se puedan ir produciendo en las instalaciones cada día de la obra. También será necesario disponer de un servicio de poda para eliminar toda la materia vegetal que pueda producir riesgo de incendios.
- f) Servicio de control de accesos y vigilancia: Habrá que mantener un servicio de control de acceso a la central 24/7 y un servicio de vigilancia perimetral para evitar el intrusismo y los robos.
- g) Servicio médico: Durante todo el tiempo que haya trabajos en obra deberá haber un servicio médico para atención primaria y una ambulancia.

4.2.2 Actuaciones previas al desmantelamiento

- a) Limpiezas, vaciados y lavados de sistemas: Dentro de esta partida se incluyen fundamentalmente las siguientes actividades:
 - Limpieza interior de calderas, electrofiltros y conductos de gases.
 - Limpieza de las líneas de gasoil, fueloil y aceites.
 - Vaciado y limpieza de tolvas de carbón.
 - Vaciado e inertización de tanques y depósitos de combustible.
 - Vaciado e inertización de tanques y depósitos de productos químicos.
 - Vaciado y lavado de equipos de plantas FDG⁸.
 - Vaciado y lavado de equipos de planta de desnitrificación.
 - Limpieza de sistemas de transporte de cenizas, escorias, yesos y caliza.
 - Limpieza y eliminación de cargas de fuego para desclasificación de zonas ATEX⁹.
 - Vaciado de gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) de los diámetros de las posiciones de generación.
 - Vaciado de gas de equipos de ventilación y climatización.

⁸ Yeso obtenido por desulfuración de gases de combustión.

⁹ Lugares con presencia de gases o vapores inflamables.

- Corte, vaciado y barrido de la ERM¹⁰ y línea interna de gas natural.
- b) Adecuación de la central y resolución de interferencias: Dentro de esta partida se incluyen todas las actividades necesarias para adecuar y desviar los servicios esenciales que, debiendo permanecer activos en la central, constituyen una interferencia con las instalaciones a demoler. Las actuaciones principales serán:
- Adaptación de sistemas eléctricos.
 - Adaptación de edificios existentes.
 - Adaptación de sistemas de control.
 - Adaptación de sistemas de suministro y tratamiento de aguas.

4.2.3 Desmantelamiento y demolición de instalaciones, edificios y estructuras

El alcance del desmantelamiento se ha dividido por zonas con características propias y específicas desde el punto de vista de las técnicas y maquinarias de demolición.

- a) Desmantelamiento y demolición de la nave de turbinas: Dentro de esta partida se incluyen las siguientes actividades principales:
- Desmantelamiento electromecánico de la turbina, generador y equipos asociados.
 - Desmantelamiento de todos los transformadores y barras de fase aislada.
 - Desmantelamiento del condensador.
 - Desmantelamiento de todo el sistema eléctrico e I&C¹¹.
 - Desmantelamiento electromecánico de todos los sistemas auxiliares (aceite, agua, aire, contraincendios...).
 - Desmantelamiento de todos los sistemas agua-vapor (calentadores, bombas, tuberías, intercambiadores, etc.).
 - Desmantelamiento electromecánico de todo el sistema de alimentación de carbón a tolvas, principalmente cintas y *tripper* (carro repartidor).
 - Desmantelamiento de la pasarela de comunicación de turbina a subestación.
 - Demolición de todos los forjados y pórticos de la nave hasta el nivel de rasante.
 - Demolición del edificio de silos de carbón hasta el nivel de rasante.
 - Demolición de todas las bancadas hasta el nivel de rasante.
 - Triturado del hormigón y segregación de ferrallas.
 - Retirada y gestión de residuos.

¹⁰ Estación de Regulación y Medida.

¹¹ Instrumentación y control.

- b) Calderas: Dentro de esta partida se ha considerado el desmantelamiento y demolición de los siguientes equipos e instalaciones:
- Desmantelamiento de los molinos.
 - Desmantelamiento de las partes a presión de las calderas.
 - Desmantelamiento de la estructura soporte de las calderas.
 - Desmantelamiento de los precalentadores de aire secundario.
 - Desmantelamiento del sistema de desnitrificación.
 - Desmantelamiento de los ventiladores.
 - Desmantelamiento de los sistemas de extracción de cenizas y escorias.
 - Desmantelamiento de los conductos hasta la entrada a la desulfuración.
 - Desmantelamiento del electrofiltro.
 - Demolición de las bancadas hasta el nivel de rasante.
 - Retirada y gestión de residuos.
- c) Plantas de desulfuración: Dentro de esta partida se han considerado las siguientes instalaciones:
- Desmantelamiento de los absorbedores.
 - Desmantelamiento de todos los conductos, compuertas e intercambiadores (GGH) hasta la entrada en la chimenea.
 - Desmantelamiento y demolición del edificio de recirculación de lechada.
 - Desmantelamiento y demolición del edificio de yesos.
 - Desmantelamiento y demolición del edificio de caliza.
 - Desmantelamiento y demolición de galería y tolvas de caliza.
 - Desmantelamiento y demolición del edificio eléctrico de FGD (sistemas de desulfuración de gases de combustión).
 - Desmantelamiento de tanques de vaciado de emergencia, tanques de lechada de caliza, tanques de agua, etc.
 - *Racks* de tuberías y cables.
 - Triturado del hormigón y segregación de ferrallas.
 - Retirada y gestión de residuos.
- d) Chimenea: Dentro de esta partida se incluye el desmantelamiento y demolición de la chimenea hasta el nivel de rasante. El proyecto considera que la demolición de la chimenea se hace en las siguientes fases:
- Desmantelamiento interno de la chimenea: Retirada de ladrillos, juntas de expansión y revestimientos metálicos.
 - Demolición de la chimenea de hormigón mediante voladura.
 - Triturado del hormigón y segregación de ferrallas.
 - Retirada y gestión de residuos.
- e) Parque de carbones: La demolición del parque de carbones incluye las siguientes instalaciones:

- Desmantelamiento de máquinas apiladoras y recogedoras.
 - Demolición de edificios varios de carboneo (edificio de recepción de carbones, salas eléctricas, sala de control, edificio de básculas, edificio de trituración).
 - Cintas de transporte de carbón.
 - Torres de transferencia.
 - Tolvas de descargas de carbón y rotoextractoras en túnel.
 - Torres de toma muestras de carbón.
 - Torres de cribado.
 - Edificio eléctrico de carboneo.
 - Triturado del hormigón y separación de las ferrallas
 - Retirada y gestión de residuos.
- f) Edificios y estructuras varias: Dentro de esta partida se incluyen los siguientes edificios e instalaciones:
- Edificio de servicios generales.
 - Almacén general.
 - Talleres eléctricos y mecánicos.
 - Almacén de grasas, productos químicos, gases, varios.
 - Edificios eléctricos: desulfuraciones, cenizas, contra incendios, precipitadores, cenicero.
 - Edificio de control de accesos.
 - Edificio de aseos y vestuarios.
 - Aparcamientos.
 - Silos de cenizas y escorias.
 - Cintas de cenizas y escorias.
 - Tanques de gasoil.
 - Tanques de agua, agua desalada, agua demi, agua potable.
 - Torres de alumbrado.
 - Plantas de aguas: electrocloración, aguas residuales, aditivación química.
 - Subestación.
 - Tuberías y cables de interconexión de los diferentes sistemas, servicios y edificios.
 - Retirada y gestión de residuos de las instalaciones anteriores.
- g) Tratamiento de residuos: El proceso de clasificación y selección de los residuos se realizará conforme al proyecto de demolición:
- Retirada de residuos peligrosos, aislamientos y materiales con contenido en amianto.
 - Desmantelamiento y retirada de equipos metálicos.
 - Demolición de bancadas, forjados y otras estructuras.

Una vez segregados y clasificados los residuos retirados de la construcción se transportarán a los diferentes gestores autorizados en función de su naturaleza y peligrosidad.

Los escombros generados en la demolición de procedencia mayoritariamente de las estructuras de hormigón, se reciclarán mediante una planta de machaqueo para obtener zahorra artificial apta para relleno dentro de la parcela y regularización de zonas.

4.3 Informe del Operador del Sistema

En cumplimiento del artículo 137 del RD 1955, se ha incluido en la documentación remitida el informe previo del OS sobre la solicitud de autorización de cierre, emitido con fecha 28 de febrero de 2020, ante la solicitud recibida de la DGPEM. Dicho informe evalúa la incidencia en la seguridad del sistema eléctrico y en la garantía de suministro que supondría el cierre de la CT LITORAL. El OS informa que ENDESA solicitó al MITERD, mediante escrito de fecha 27 de diciembre de 2019, autorización administrativa para proceder al cierre de la CT LITORAL antes del 30 de junio de 2021. Se trata de una central con dos grupos térmicos de carbón, puestos en servicio en 1985 el Grupo 1 y 1997 el Grupo 2 y con una potencia neta de 558 y 562 MW respectivamente. Además, se informa de la producción de la central en los últimos cinco años (2015 a 2019)¹² y del número de horas equivalentes de funcionamiento a plena carga en el mismo periodo¹³. En cuanto al número de horas en las que la central fue programada por restricciones técnicas a lo largo de los últimos cinco años, ha pasado de 7.596 a 1.455 horas en el caso del Grupo 1 y de 6.960 a 1.938 en el caso del Grupo 2¹⁴, mientras que en el período transcurrido desde el 1 de enero al 10 de febrero de 2020 la central no ha participado en la resolución de restricciones técnicas del sistema.

El informe del OS realiza una evaluación de impacto del cierre de la CT LITORAL en la cobertura del sistema desde un punto de vista de nudo único, mediante un

12

Central	Potencia neta (MW)	Producción (GWh)				
		2015	2016	2017	2018	2019
LITORAL Grupo 1	558	3.609	3.035	2.730	3.607	686
LITORAL Grupo 2	562	3.756	2.047	3.389	3.366	1.129

13

Central	Potencia neta (MW)	Horas equivalentes funcionamiento a plena carga				
		2015	2016	2017	2018	2019
LITORAL Grupo 1	558	6.473	5.443	4.896	6.471	1.231
LITORAL Grupo 2	562	6.684	3.643	6.031	5.989	2.008

14

Central	Potencia neta (MW)	Horas con participación en restricciones técnicas de red				
		2015	2016	2017	2018	2019
LITORAL Grupo 1	558	7.596	6.712	5.531	7.418	1.455
LITORAL Grupo 2	562	6.960	3.356	6.789	6.119	1.938

análisis probabilista para evaluar el riesgo de déficit de cobertura, considerando la incertidumbre asociada a las siguientes variables:

- Demanda de potencia.
- Aportación de tecnologías renovables: eólica y solar, y la disponibilidad de recurso hidráulico.
- Disponibilidad del equipo generador térmico, teniendo en cuenta indisponibilidades programadas e indisponibilidades sobrevenidas.

Y teniendo en cuenta las siguientes hipótesis:

- Se parte de la potencia renovable instalada actualmente.
- Se han considerado fuera de servicio los grupos de carbón que han solicitado el cierre en los últimos tres años y para los que el OS no ha identificado condiciones incompatibles con el mismo.
- Se consideran medias históricas por tecnología de potencia en mantenimiento para cada mes.
- Las series históricas de producción eólica y solar se normalizan con la potencia instalada en cada momento para que el tratamiento estadístico de su aportación sea homogéneo.
- Se ha estimado un crecimiento moderado de la demanda de energía en el medio plazo.
- No se cuenta con la aportación de los intercambios internacionales.

Se han utilizado las series históricas de las variables mencionadas anteriormente para generar múltiples escenarios por simulación de Montecarlo¹⁵, repitiendo el proceso para todas las horas del año, con objeto de cuantificar el riesgo de déficit de cobertura a través del índice LOLE¹⁶ de fiabilidad.

De acuerdo con el análisis probabilista, el cierre solicitado es compatible con la seguridad del suministro del Sistema Peninsular Español, habiéndose obtenido un valor del índice LOLE de 0,003 horas/año, lo que indica una probabilidad despreciable para afrontar situaciones con déficit de cobertura debido al cierre de la central¹⁷.

¹⁵ Método estadístico mediante variables aleatorias y la transformación de estas en variables discretas o continuas. En concreto, en el estudio de nudo único utilizado para el informe de REE, se evalúa el riesgo de déficit de cobertura utilizando esta metodología probabilista que modela la incertidumbre mediante simulaciones por dicho método de Montecarlo que sorteja los valores posibles de las variables que intervienen en el cálculo, teniendo en cuenta su comportamiento estadístico observado en el pasado. Así se obtiene una distribución estadística de los indicadores objeto del estudio (márgenes de cobertura) y se calcula su índice LOLE asociado.

¹⁶ *Loss of Load Expectation*. Índice que mide el número esperado de horas con déficit de cobertura a lo largo de un periodo de estudio.

¹⁷ Se considera que 3 horas/año es un valor límite aceptable (valor utilizado por Bélgica, Francia y Reino Unido).

Además de la anterior simulación probabilista, se ha estimado el balance eléctrico en los próximos años, incorporando el cierre solicitado, con objeto de estimar la variación en el reparto de tecnologías, teniendo en cuenta también la previsión de instalación de potencia renovable adicional según los valores estimados para el año 2025 en la versión actualizada del borrador del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC)¹⁸. Además se ha considerado un saldo de intercambios internacionales importador —similar a los valores observados en los últimos doce meses— y se han observado los resultados tanto bajo la hipótesis de hidraulicidad media como de hidraulicidad seca. Bajo ambas hipótesis, la disminución de producción de carbón se ve sustituida, en términos globales, por la mayor aportación de energías renovables, que también inciden en una menor producción de ciclos combinados¹⁹.

En los años posteriores a 2022, se estima que el crecimiento moderado de la demanda de energía se compensará con el incremento en potencia instalada renovable.

El OS también realiza un análisis de la seguridad zonal, recordando que la CT LITORAL contribuye a mantener las tensiones en niveles estables y aceptables en la red de 400 kV de Granada y Almería y a evitar sobrecargas en la Red de Transporte ante contingencias, pudiendo verse afectada también la distribución en la zona. Por tanto, no contar con los dos grupos de la CT LITORAL dificulta el control de las tensiones de la zona, pero no impide poder mantener dichas tensiones dentro de los niveles admisibles.

El OS manifiesta que, aun así, persiste el problema de sobrecargas en el eje de 220 kV entre las provincias de Granada y Almería ante un posible fallo del eje de 400 kV entre Caparacena y Tabernas, sobrecargas que se producen fundamentalmente en verano y que, previsiblemente, se acrecentarán en la medida en que se incremente la generación solar instalada en Andalucía. Considera que este problema se resolverá con la futura puesta en operación del eje Caparacena – Baza – La Ribina 400 kV, incluido en la Planificación Energética vigente, por lo que considera que la baja del segundo de los grupos debería quedar condicionada a la puesta en servicio de dicho eje.

¹⁸ La previsión de instalación adicional de potencia eólica y fotovoltaica desde el final de 2019 hasta el final de 2022 (interpolada de acuerdo con los objetivos mencionados para 2025) utilizada para el balance eléctrico 2020-2022 es la siguiente:

	Año			
	2019	2020	2021	2022
Eólica (MW)	25.274	27.074	29.069	31.259
Solar (MW)	7.885	9.885	12.079	14.468

¹⁹ En situaciones con baja aportación de renovables, serán las centrales de ciclo combinado las que sustituyan el funcionamiento de la CT LITORAL.

Por otra parte, respecto al análisis de la estabilidad del sistema llevado a cabo por el OS, considera que la transición energética va a suponer un cambio sustancial en el funcionamiento y comportamiento del sistema eléctrico, derivado de la pérdida de algunas de las propiedades y capacidades tradicionalmente provistas por los generadores síncronos, hasta que la tecnología de los generadores renovables (eólica y fotovoltaica) sea capaz de proveer por sí misma estas propiedades. En particular, el cierre de ciertos grupos térmicos en escenarios de alta penetración de renovables, provocará una reducción significativa de los valores de potencia de cortocircuito trifásico (Scc) e inercia en la zona, además de suponer la pérdida de una fuente de control dinámico de tensión. Esta menor fortaleza de la red podría llegar a provocar inestabilidades e interacciones entre los equipos de electrónica de potencia cercanos.

En el caso particular de la CT LITORAL, se encuentra en zonas periféricas del sistema y con elevadas concentraciones de generación renovable en donde estos problemas se pueden hacer especialmente patentes. Una alternativa para mantener la fortaleza de la red en cuanto a las propiedades antes mencionadas (Scc, inercia y control dinámico de tensión), sería la conversión de las centrales térmicas de carbón en compensadores síncronos. Esta solución dispone de la suficiente madurez tecnológica, permite aprovechar activos ya existentes y sus puntos de conexión a red, si bien la conversión de los generadores síncronos actuales en compensadores síncronos podría requerir de ciertas modificaciones en el esquema eléctrico y/o en los propios generadores que habría que analizar en detalle.

5. CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y a tenor del contenido del informe aportado por el Operador del Sistema, se recomienda reformular la propuesta de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a Endesa Generación, S.A. el cierre de uno de los grupos, 1 o 2, de la Central Térmica de Litoral, en el término municipal de Carboneras (Almería) para, en lugar de posponer el cierre de uno de los dos grupos, plantear su conversión en compensador síncrono. En efecto, la relevancia del grupo a mantener no se debería tanto a su cada vez menor aportación de potencia activa cuanto a su contribución a la potencia de cortocircuito y el control de tensiones en la zona de su implantación ante un escenario de creciente integración de fuentes de energías renovables, características que un compensador síncrono aportaría de forma continuada y no solo durante el tiempo en que estuviera acoplado por restricciones, como sería el caso del grupo convencional.

ANEXO I: Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se autoriza a Endesa Generación, S.A. el cierre de uno de los dos grupos de la Central Térmica de Litoral, situada en el término municipal de Carboneras, en la provincia de Almería



MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA
ENERGÉTICA Y MINAS

SGEE/Propuesta Resolución AA cierre 1 Grupo CT Litoral

Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a Endesa Generación S.A. el cierre de uno de los dos grupos, 1 o 2, de la Central Térmica de Litoral, situada en el término municipal de Carboneras (Almería).

Endesa Generación S.A. solicitó, mediante escrito de fecha 27 de diciembre de 2019, autorización administrativa para el cierre, antes del 30 de junio de 2021, de los Grupos 1 y 2 de la central termoeléctrica de carbón de Litoral de Almería, con una potencia neta de 557 y 562 MW, respectivamente, en el término municipal de Carboneras (Almería)

Conforme a lo dispuesto el artículo 53.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el artículo 137 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, el 6 de febrero de 2020 se solicitó a Red Eléctrica de España, en su calidad de Operador del Sistema, informe previo relativo a dicho cierre.

El 20 de febrero de 2020, se recibió en el Registro de este Ministerio el informe solicitado, subsanado con fecha 28 de febrero de 2020 en el cual Red Eléctrica de España, S.A. concluye que:

- *El cierre de uno de los grupos de la Central Térmica de Litoral es compatible con la seguridad del sistema y la garantía de suministro eléctrico. El segundo grupo de Litoral, por razón de seguridad zonal, deberá esperar a la puesta en servicio de eje Caparacena – Baza - La Ribina 400 kV, incluido en la Planificación Energética vigente*

El Área de Industria y Energía de la Subdelegación de Gobierno en Almería emitió, en fecha 11 de junio de 2020, informe sobre dicho cierre.

Se remite la propuesta de resolución a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para emisión de informe preceptivo.

El proyecto de desmantelamiento de los Grupos 1 y 2 de la central termoeléctrica de carbón de Litoral de Almería, con una potencia neta de 557 y 562 MW, respectivamente, en el término municipal de Carboneras (Almería) ha sido sometido a evaluación de impacto ambiental simplificada, de conformidad con el procedimiento previsto en la Sección 2ª del Capítulo II del Título II de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Pº de la Castellana, 160
28071 – Madrid
Tif.: 91 349 40 00



Por todo lo anterior, teniendo en cuenta lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, esta Dirección General de Política Energética y Minas resuelve:

Primero. - Autorizar a Endesa Generación S.A el cierre de uno de los dos grupos, 1 o 2, de la Central Térmica de Litoral, que deberá realizarse en el plazo de doce meses contados a partir de la fecha de la presente Resolución.

Segundo. - Cancelar la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica del Grupo de la Central Térmica de Litoral en el momento en que el cierre de la central se haga efectivo de acuerdo con lo previsto en la presente Resolución.

Tercero.- En el plazo máximo de doce meses a partir de la fecha de la presente Resolución, el Grupo de la Central Térmica de Litoral quedará declarado indisponible y, en su caso, Endesa Generación S.A perderá cualquier derecho de cobro en aplicación de la Disposición Adicional 2ª de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008

Cuarto. – Endesa Generación S.A. deberá proceder al desmantelamiento del Grupo de la Central Térmica de Litoral en el plazo máximo de cuatro años contados a partir de la fecha en que el cierre se haga efectivo.

Esta autorización se concede sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, en especial la licencia de obras de carácter municipal y de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con las condiciones especiales siguientes:

1. Si Endesa Generación S.A no hubiera procedido al cierre del Grupo de la Central Térmica de Litoral en el plazo establecido en el apartado primero de la presente Resolución, se producirá la caducidad de la autorización.
2. A estos efectos, el Jefe de Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Almería levantará Acta de Cierre cuando éste se haga efectivo, remitiendo la misma a esta Dirección General de Política Energética y Minas.
3. El titular de la instalación deberá cumplir para el desmantelamiento las medidas y condiciones establecidas en el documento ambiental y en la Resolución, de fecha XXX de la Dirección General



de Biodiversidad y Calidad Ambiental, por la que se formula informe de impacto ambiental del proyecto.

4. El Jefe de Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Almería levantará Acta de Desmantelamiento cuando éste se haga efectivo dentro del plazo establecido en el apartado cuarto de la presente Resolución, remitiendo la misma a esta Dirección General de Política Energética y Minas.