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 LA CENTRAL TÉRMICA DE TERUEL, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE ANDORRA (TERUEL)

Expediente nº: INF/DE/132/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta
Dª María Fernández Pérez

Consejeros
D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala
D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 11 de febrero de 2020

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 la Central Térmica de Teruel, en el término municipal de Andorra (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 acuerdo:

1. ANTECEDENTES

1.1 Trámite de autorización administrativa de cierre de la Central

Con fecha 19 de diciembre de 2018, Endesa Generación, S.A. (en adelante ENDESA) presentó, ante el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Teruel solicitud de autorización administrativa para el cierre definitivo de los Grupos 1, 2 y 3 de la Central Térmica de Teruel (en adelante CT TERUEL), de forma que se otorgue como plazo para el cierre hasta el 30 de junio de 2020 y se fije un plazo de cuatro años 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 detallan las circunstancias técnicas, económicas y medioambientales que lo motivaban, el Proyecto Básico de Demolición y el documento de evaluación ambiental del desmantelamiento.

Con fecha 21 de febrero de 2019, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. (REE), en su calidad de Operador del Sistema (en adelante OS), emitió informe sobre

la viabilidad del cierre de varias centrales térmicas de carbón, entre las que se encontraba la CT TERUEL, alcanzando la conclusión de que, bajo las hipótesis consideradas, el cierre de «*las Centrales Térmicas de Teruel, Compostilla, La Robla, Puentenuevo, Narcea y Meirama es compatible con la seguridad del sistema y la garantía de suministro eléctrico*». Este informe es descrito con mayor detalle en el apartado '*4.3 Informe del Operador del Sistema*'.

Con fecha 26 de julio de 2019, el Jefe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Teruel emitió informe favorable a la solicitud de cierre de la CT TERUEL.

Como consecuencia del procedimiento anterior, con fecha 23 de septiembre de 2019 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 TERUEL (Anexo I), adjuntando la Memoria Justificativa del cierre de la central, el Proyecto de Desmantelamiento de la instalación, así como el Informe del OS, tal y como establecen los artículos 135 y 137 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

1.2 Trámite medioambiental y Proyecto de Desmantelamiento

Con fecha 8 de enero de 2019, tuvo entrada en la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), procedente de la Subdirección General de Energía Eléctrica de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), una solicitud de inicio de la evaluación de impacto ambiental simplificada del proyecto «*Desmantelamiento de la central térmica de Teruel, t. m. Andorra (Teruel)*», cuyo promotor es ENDESA. El 14 de febrero de 2019 se requirió a ENDESA subsanación de la documentación recibida. El 26 de febrero de 2019 tuvo entrada en el MITECO el documento ambiental subsanado.

Con fecha 13 de marzo de 2019, la Subdirección General de Evaluación Ambiental del MITECO inició la fase de consultas a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas en relación con el Proyecto de Desmantelamiento de la CT TERUEL, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 46 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que establece, en el apartado segundo del artículo 7, los proyectos que deben ser sometidos a evaluación de impacto ambiental simplificada, de conformidad con el procedimiento previsto en la sección 2ª del capítulo II del título II. El artículo 47 de la mencionada ley dispone que, teniendo en cuenta el resultado de las consultas realizadas, el órgano ambiental determinará, mediante la emisión del informe de impacto ambiental, si el proyecto debe someterse a una evaluación de impacto ambiental ordinaria, por tener efectos significativos sobre el medio ambiente, o si por el contrario no es necesario dicho procedimiento con base en la ausencia de esos efectos, de acuerdo con los criterios establecidos en el anexo III de la citada norma. El proyecto «*Desmantelamiento de la central térmica de Teruel, t. m. Andorra (Teruel)*» ha sido encuadrado por el promotor en el artículo 7.2, apartado c) de la mencionada Ley 21/2013.

Mediante Resolución de 27 de septiembre de 2019, la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental y como resultado de la evaluación de impacto ambiental practicada, concluye que no es necesario el sometimiento al procedimiento de evaluación ambiental ordinaria del proyecto «*Desmantelamiento de la central térmica de Teruel, t. m. Andorra (Teruel)*», ya que no se prevén efectos adversos significativos sobre el medio ambiente, siempre y cuando se cumplan las medidas y condiciones establecidas en el documento ambiental y en la propia resolución.

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 aquéllos susceptibles de someterse a evaluación ambiental, así como en su artículo 7 determina qué 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 la CT TERUEL, que deberá realizarse en el plazo de doce meses contados a partir de la fecha de la Resolución, así como cancelar la inscripción de ésta 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, la CT TERUEL quedará declarada indisponible.

Asimismo, se determina que el plazo máximo en el que ENDESA deberá proceder al desmantelamiento de la CT TERUEL 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 de la CT TERUEL en el plazo establecido (doce meses a partir de la fecha de la Resolución), se produciría la caducidad de la autorización.

- El Jefe de Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Teruel 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 proyecto[1].

4. CONSIDERACIONES

La CT TERUEL está constituida por tres grupos generadores de 350 MW de potencia nominal cada uno, inscritos en el RAIPEE del MITECO con los números de registro RO1-0476, RO1-0477, RO1-0478. Está ubicada en el término municipal de Andorra, al noreste de la provincia de Teruel, al sur del denominado desierto de Calanda y al norte del sector oriental del Sistema Ibérico Turolense, entre los cauces de los ríos Martín y Guadalope, afluentes del río Ebro en su margen derecha. Se encuentra aproximadamente a una distancia de 140 kilómetros de Teruel y a 30 de la localidad de Alcañiz. Las instalaciones propias de la central ocupan una zona de 469,9 hectáreas y se encuentran a una altitud media de 600 metros sobre el nivel del mar. El acceso a la Central se encuentra a 8 kilómetros de la localidad de Andorra, por la carretera autonómica A-1407 que une este municipio con Calanda.

La Autorización Administrativa de la Central fue concedida mediante Resolución de la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria de fecha 20 de junio de 1974. Su proyecto de ejecución se aprobó con fecha 22 de

[1] La Propuesta no incluye la fecha de dicha Resolución porque fue redactada antes de que ésta fuera emitida. Por ello, visto que dicha Resolución ha sido formulada con fecha 27 de septiembre de 2019, se sobreentiende que este dato ya será incorporado en la Resolución de autorización de cierre definitiva.

enero de 1976. Mediante Resolución de la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria de fecha 2 de agosto de 1979, se aprobó un proyecto de medidas anticontaminantes en la CT TERUEL. Posteriormente, mediante Resolución de la misma Dirección General de fecha 27 de diciembre de 1979, se autorizó. la ampliación de la central.

La Resolución de la mencionada Dirección General, de fecha 30 de enero de 1996, aprobó el proyecto de ejecución de una planta de desulfuración de los gases de la combustión de los tres grupos existentes de 350 MWe de la central. Este proyecto fue modificado y aprobado mediante Resolución de fecha 6 de julio de 1998.

Se trata de una central térmica clásica de carbón de una potencia bruta total[2] de 1.101,4 MW, diseñada, cuando fue puesta en servicio entre los años 1979 y 1980[3], para utilizar como combustible los lignitos negros procedentes de la cuenca minera turolense. En la actualidad utiliza una mezcla de estos lignitos (70-80% en peso) con hullas de importación tipo Sudáfrica.

Como combustible auxiliar para arranques y apoyo a la combustión se utiliza gas natural que llega a una estación reductora, propiedad de Gas Natural, situada dentro del recinto de la central.

Tal y como determina el artículo 135.2 del RD 1955, la documentación recibida de la DGPEM incluye una Memoria Justificativa del Proyecto de Cierre de la CT TERUEL elaborado por ENDESA, donde se detallan las circunstancias técnicas, económicas, ambientales o de cualquier otro orden por las que se pretende el cierre, así como 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.

Dicha Memoria Justificativa informa que, desde la liberalización del mercado eléctrico en 1998, 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. Durante el periodo de enero de 2011 a diciembre de 2014 la central ha estado acogida al Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero[4].

[2] La potencia bruta del Grupo 1 es de 368,1 MW, la del Grupo 2 de 367,7 MW y la del Grupo 3 de 365,6 MW.

[3] Según consta en el RAIPEE, los Grupos 1 y 2 fueron puestos en servicio en 1979 y el Grupo 3 en 1980.

[4] Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica

Las motivaciones por las que ENDESA ha solicitado el cierre de los tres grupos de la CT TERUEL responden a causas regulatorias, medioambientales, de mercado y de viabilidad económica.

a) Condicionantes regulatorios: Desde la liberalización del sector eléctrico en 1998, mediante la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la central ha operado bajo distintos regímenes regulados, salvo en los periodos de 2007 a 2010 y desde 2015 hasta la actualidad. El Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre[5], determinó la prima al consumo de carbón autóctono para el periodo comprendido entre 1998 y 2006. 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.

   Asimismo, la Directiva 2010/75/UE sobre las emisiones industriales (DEI) fija unos valores límite de emisión (VLE) más exigentes para los contaminantes SO_2, NOx 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 limites más restrictivos basados en las mejores técnicas disponibles, los BREF[6].

   Asimismo, la central estuvo incluida en el marco de aplicación del citado Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, como central que utilizan carbón autóctono como combustible para la que el OS establecerá un plan de funcionamiento, planes semanales elaborados de forma que el consumo de carbón autóctono anual no supere las cantidades previstas en el «*Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras*».

   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.

[5] Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

[6] "*Best Available Techniques References Documents*" o Documentos de Referencia Europeos sobre las Mejores Técnicas Disponibles.

La Orden IET/2095/2013, de 12 de noviembre[7], determinó las ayudas a las unidades de producción con actividad anterior a 2010. La Orden IET/1662/2016, de 13 de octubre, modificó la Orden anterior y concedió a las unidades de producción una ayuda adicional que compensara la diferencia de precio con el API-2[8].

La Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión de 31 de julio de 2017 establece las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles conforme a la DEI, y establece los limites 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 SO_2, NOx 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 Plan Nacional Transitorio (PNT).

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

NOx	200 mg/Nm^3
SO_2	96% de desulfuración
Partículas	20 mg/Nm^3

Desde el 1 de enero de 2016, la CT TERUEL forma parte del PNT, por lo que queda 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 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.

La mencionada Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 establece límites de emisión (BREF) de NOx, SO_2, y partículas, así como la aplicación de nuevos límites de parámetros adicionales, tales como mercurio, compuestos gaseosos clorados y fluorados, etc., antes del 17 de agosto de 2021. Por otro lado, cada Comunidad Autónoma puede adelantar esa fecha) y es

[7] Orden IET/2095/2013, de 12 de noviembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas para los ejercicios 2013 a 2018 destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva y efectúa la convocatoria de ayudas para el ejercicio 2013

[8] Indicador de precios del mercado de los carbones vendidos a Europa.

competente para establecer los VLE que finalmente se apliquen. Para el caso de la CT TERUEL, los limites BREF establecidos son[9]:

NOx	175 mg/Nm^3
SO_2	97% de desulfuración, con un máximo de 320 mg/Nm^3
Partículas	8 mg/Nm^3
Mercurio	4 µg/Nm^3

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

mg/Nm^3	**2016**	**2017**
NOx	398,6	314,6
SO_2	1.184,00	1.085,10
Partículas	17,9	20,6

Por tanto, con este nivel de emisiones, en su configuración actual y según la legislación vista anteriormente, a partir del 1 de julio de 2020 la CT TERUEL no podrá cumplir con los límites establecidos (DEI o BREF) ni por lo tanto seguir en funcionamiento. Para cumplir con estos límites continuando su actividad, la central tendría que realizar fuertes inversiones para adaptarse técnicamente a los requerimientos medioambientales exigidos.

c) Condicionantes de mercado: 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, 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 —salvo en 2015 y 2017, que fueron años atípicos en los que aumentó la participación del carbón debido a que fueron extremadamente secos, alcanzándose precios elevados en el pool—.

Por otra parte, los ciclos combinados han ganado competitividad en coste frente a las plantas de carbón nacional. Además, se han realizado subastas de potencia renovable en las que se han adjudicado 8.737 MW para entrar en 2020, que absorberán el incremento de demanda manteniéndose o incluso reduciéndose el hueco térmico disponible. Adicionalmente, los costes logísticos del combustible importado de la CT TERUEL dan lugar a un mayor coste de combustible frente a las centrales de carbón situadas en la costa, las cuales ocuparán preferentemente el escaso hueco térmico disponible.

[9] Unidades de concentración de una sustancia en la atmósfera: mg/Nm^3: Miligramos por metro cúbico normal; µg/Nm3: Microgramos por metro cúbico normal

d) Viabilidad económica: Según datos aportados por ENDESA en la Memoria Justificativa para el cierre de la Central, la CT TERUEL arroja los siguientes resultados económicos para los últimos años:

Magnitud (M€)	2015	2016	2017	TOTAL
EBITDA[10] ordinario	1	-21	-13	-33
Inversiones	-4	-5	-3	-12
Flujo de Caja	**-3**	**-26**	**-16**	**-45**

La central ha presentado un EBITDA ordinario negativo acumulado por un importe de -33 M€ durante el periodo comprendido entre los años 2015 y 2017. El flujo de caja, definido en este caso como EBITDA menos inversiones —entendiendo estas como las meramente necesarias para el normal funcionamiento de la central—, es negativo por un importe de -45 M€ en dicho periodo. ENDESA recuerda que la variación del EBITDA está fuertemente ligada a la evolución del precio del mercado mayorista y del coste de las "*commodities*", incluyendo el CO_2.

Sobre la base de una previsión de precios a futuro del mercado mayorista y de otros productos energéticos (incluidos los derechos de emisión) para los próximos tres años (2018-2020), fecha límite para que la central se adapte a los límites establecidos en la DEI, la CT TERUEL no sería viable económicamente, puesto que presentaría un EBITDA negativo. Además, las inversiones recurrentes, incluyendo las inversiones derivadas de las revisiones a realizar en 2019 y 2020, necesarias para la explotación de la central, tendrían un impacto negativo añadido.

Magnitud (M€)	2018	2019	2020	TOTAL
EBITDA ordinario	-26	-29	-25	-80
Inversiones	-2	-1	-1	-4
Flujo de Caja	**-28**	**-30**	**-26**	**-84**

ENDESA considera que las inversiones necesarias para adecuar la instalación al cumplimiento de los límites BREF de emisiones y extender la vida de las instalaciones actuales para poder continuar con la explotación de la central serían las siguientes:

CAPEX[11]	158 M€
Extensión de Vida	19 M€
Inversión Total	177 M€

[10] '*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.

[11] '*Capital expenditure*', en español '*gasto en capital*', es la inversión en inmovilizado fijo que realiza una empresa para adquirir, mantener o mejorar su activo no corriente.

Por tanto, vista de la evolución de los mercados y de las inversiones necesarias para que la central pueda operar cumpliendo con los límites BREF, los resultados económicos previstos, según argumenta el titular de la instalación, no permitirían recuperar a futuro dichas inversiones.

Una vez autorizado el cierre, está previsto el desmantelamiento completo de todas las instalaciones de la CT TERUEL, para lo cual se ha presentado un 'Proyecto Básico de Desmantelamiento de la CT TERUEL' y de desarrollará un plan de desmantelamiento detallado. ENDESA ha estimado la ejecución de este plan de desmantelamiento en cuatro años desde el momento en que se autorice el cierre y la baja de la central, incluyendo las etapas de elaboración del proyecto de ejecución, la obtención de permisos y licencias y la ejecución de las obras. Un alcance preliminar y no exhaustivo de los equipos a desmantelar es el siguiente:

- Zona 1 Turbinas: Formada por el edificio de turbinas, grupos generadores, turbinas, condensadores, calentadores de alta y baja presión, bombas, equipos e instalaciones asociadas, puente grúa, transformadores y equipos de carboneo, molinos, tolvas y cintas.
- Zona 2 Calderas: Formada por las calderas, precalentadores primarios y precipitadores electrostáticos.
- Zona 3 Planta desulfuración de gases: Formada por el sistema de desulfuración, absorbedores, conductos de humos, parque de caliza, cintas, tolvas de caliza, depósitos y tanques de lechada de caliza, depósitos de agua desmineralizada, planta de tratamiento de agua de la planta de desulfuración, edificios y nave de molinos de caliza, edificio de yesos, edificio eléctrico, cintas y silos de yesos.
- Zona 4 Estructuras esbeltas: Chimenea, torres de refrigeración y edificio de silos de carbón.
- Zona 5 Parque de carbones: Parque de carbón, edificio de trituración de carbón, torres de transferencia de carbón (4 unidades), edificio eléctrico de carboneo, torres de toma de muestras carbón, tolvas de carbón, cintas de transporte de carbón, descargadero de carbón en el ferrocarril, tolvas de las minas propias, edificios varios de carboneo.
- Zona 6 Edificios y estructuras varias: Edificios varios, edificio de servicios generales, cintas de escorias grupos 1, 2 y 3, silos de escorias, deposito agua cruda, balsas de agua de refrigeración, almacén de explotación, talleres electromecánicos, almacén general y cobertizos, taller de maquinaria pesada y otros pequeños edificios.
- Zona 7 Elementos singulares: Ferrocarril, bombeo y conducción de Calanda, viales y galerías enterradas.

4.1 Características técnicas de la central

Cada uno de los tres grupos que componen la CT TERUEL dispone de caldera, turboalternador, torre de refrigeración y unidad de desulfuración. Completa la instalación el parque de carbones y caliza, el sistema de evacuación de cenizas, escorias y yesos, y la chimenea común, de 343 metros de altura, para la evacuación de los gases de combustión.

Actualmente, la central utiliza como mix de combustible una mezcla de carbón nacional y carbón importado. Como combustible de apoyo para arranques y otras incidencias de la combustión se utiliza gas natural. Cada caldera genera vapor de agua a 169 kg/cm^2 y 540 ºC, a plena carga.

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

CALDERA	GRUPO-1	GRUPO-2	GRUPO-3
Marca	FOSTER WHEELER		
Tipo	Acuotubular de circulación natural, tiro equilibrado, con un solo calderín y recalentamiento intermedio		
Potencia Térmica (MWt)	982	982	982
Presión de timbre (bar)	181,5(*)	181,21(*)	180,8(*)
Presión vapor principal (kg/cm^2)	169	169	169
Temp. vapor principal (ºC)	540	540	540
Caudal vapor principal (Tm/h)	1.090	1.090	1.090
Temp. agua alimentación (ºC)	254,4	254,4	254,4
Altura calderín (m)	60,55	60,55	60,55

(*) Presión de precinto actual.

TURBINA PRINCIPAL	GRUP0-1	GRUP0-2	GRUP0-3
Marca	MITSUBISHI		
Potencia nominal (MW)	350	350	350
Nº de cuerpos	HP y MP-BP	HP y MP-BP	HP y MP-BP
Presión de escape (mm/Hg)	722	722	722
Nº de extracciones	6	6	6
Velocidad (r.p.m.)	3.000	3.000	3.000

ALTERNADOR	GRUP0-1	GRUP0-2	GRUP0-3
Marca	WESTINGHOUSE		
Tipo	eje horizontal		
Nº Fabricación	51.134	51.135	51.136
Potencia (MVA)	389	389	389
Tensión nominal (kV)	18	18	18
Intensidad nominal (kA)	12,5	12,5	12,5
Frecuencia (Hz)	50	50	50
Factor de potencia	0,9	0,9	0,9

Además, la central es propietaria de diversas infraestructuras necesarias para su funcionamiento, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Pista particular asfaltada de 12 kilómetros de recorrido para el tránsito de camiones procedentes de las minas de lignito negro de la cuenca minera turolense próxima, para el transporte de carbón local.
- Ramal de ferrocarril de 40 kilómetros de longitud que une la central con la localidad de Samper de Calanda, donde conecta con la Red Nacional.
- Bombeo y conducción de agua del río Guadalope desde el pantano de Calanda, situado a 25 kilómetros de la central, para abastecimiento de agua para refrigeración y otros usos.
- Cantera de caliza de Horcallana, situada a 4 kilómetros de la central.

También se dispone de una toma de gas natural que llega a la central mediante una conducción de 40 kilómetros de longitud que se conecta en el término de Escatrón con el gasoducto que une Tarragona con Zaragoza.

La central cuenta también con los siguientes sistemas y componentes auxiliares:

- Planta de producción de agua desmineralizada.
- Planta de producción de agua potable.
- Plantas de tratamiento de efluentes.
- Parque eléctrico de potencia, transformadores principales y auxiliares.
- Instalación eléctrica de alta, media y baja tensión.
- Generador diésel de emergencia.
- Sistema de control.
- Sistema de extracción, transporte y almacenamiento de escorias y cenizas.
- Sistema de seguimiento y control medioambiental con medida de emisión en continuo, torre meteorológica y red de inmisión.
- Sistema de aire comprimido.
- Sistema de protección contra incendios.
- Edificios de administración y oficinas.
- Almacenes y talleres.
- Cerramiento, de valla metálica, en todo el perímetro de la central y servicio de vigilancia.
- Vertedero de Corta Barrabasa para la eliminación de los residuos de la combustión del carbón y para los yesos de la desulfuración de gases. Se ubica a dos kilómetros al noroeste de la población de Andorra.
- Balsas de tratamiento de aguas Más de Perlé y Valdeserrana.

Como ya se ha indicado anteriormente, la CT TERUEL se construyó para hacer un uso extensivo de los lignitos negros procedentes de minas locales situadas en la cuenca minera turolense próxima. En la actualidad utiliza una mezcla de estos lignitos con hullas de importación. El lignito se transporta hasta el parque

de carbones de la central por camión y la hulla se transporta por barco hasta el puerto de Tarragona, desde donde se lleva por ferrocarril hasta la central.

Como combustible auxiliar para arranques y apoyo a la combustión se utiliza gas natural, que llega a una estación reductora, propiedad de Gas Natural, situada dentro del recinto de la central, donde se reduce la presión de entrada de 15 kg/cm^2 a la presión de trabajo de 5 kg/cm^2. Este gas es necesario para los encendidos de caldera y el arranque de molinos, ya que la combustión del carbón requiere un precalentamiento previo de la misma para garantizar la llama.

El parque de carbones de la central tiene una capacidad de almacenamiento aproximada de tres millones de toneladas y cuenta con dos parques de homogeneización de carbón para la formación de las mezclas de consumo, constituidos por una apiladora CHEVRON de 2.500 t/h de capacidad y dos recogedoras sistema RASCADOR de 1.200 t/h de capacidad, un parque de importado formado por una apiladora de 1.000 t/h y una recogedora de 600 t/h del mismo tipo que las primeras y de un parque de caliza para la Planta de Desulfuración. Este parque dispone de un sistema de control de entradas mediante tarjeta magnética, básculas, tomamuestras, tolvas de descarga, dos trómeles, una machacadora y un sistema de cintas trasportadoras de 6.000 metros de longitud total, que funciona en automático.

Desde el parque de homogeneización, la mezcla de consumo alimenta a las tolvas situadas encima de los molinos. La central tiene 18 molinos de carbón FOSTER WHEELER de 60 t/h de capacidad (6 molinos por grupo). Un alimentador volumétrico dosifica la vena de carbón que cae al molino. El carbón pulverizado en cada molino es arrastrado por una corriente de aire primario precalentado a través de cuatro quemadores. En total hay 24 quemadores ciclónicos por caldera que introducen el chorro de aire/carbón a esta, formando 24 llamas.

La caldera FOSTER WHEELER es de tipo acuotubular de circulación natural, con fuegos frontales, zona de recuperación de calor y una etapa de recalentamiento. Produce 1.090 t/h de vapor sobrecalentado a 169 kg/cm^2 y 540 ºC y 960 t/h de vapor recalentado, con un rendimiento del 84,24%. Cuenta con dos precalentadores de aire primario tubulares de la marca FOSTER WHEELER, y de otros dos precalentadores de aire secundario regenerativos HOWDEN, que reducen al mínimo las infiltraciones de aire en el sistema y maximizan el aprovechamiento del calor residual de los gases producidos en la combustión. Después de los precalentadores, los gases atraviesan el precipitador electrostático de la marca ROTHEMÜHLE, formado por cinco filas de dos campos cada una, para la captura de las cenizas volantes mediante el establecimiento de una diferencia de potencial de 70 kV, con un rendimiento del 99,89%.

A continuación, los gases se dirigen a la planta de desulfuración (de MITSUBISHI) que tiene un rendimiento de absorción de SO_2>92%. Este sistema de desulfuración de gases, del tipo vía húmeda con oxidación forzada,

tiene dos etapas consecutivas con flujo equicorriente y contracorriente en dos cámaras contiguas de absorción de SO_2, en donde la lechada de caliza que se adiciona, en contacto con los gases de salida de la caldera, absorbe el SO_2 transformándolo en sulfito de calcio. Posteriormente, por inyección de aire atmosférico, el sulfito se oxida a sulfato de calcio (yeso), consiguiéndose así la eliminación del dióxido de azufre de los gases de combustión.

La piedra caliza se obtiene de la cantera de Horcallana (propiedad de Endesa) y, mediante una carretera particular de 4 kilómetros de longitud, llega a la central. El yeso producido se destina a comercialización o para la restauración de escombreras de la minería a cielo abierto.

El equipo principal de la planta de desulfuración de gases de combustión (DGC) lo constituye un lavador de gases (absorbedor) instalado en cada grupo, ya que es en estos equipos donde se produce la reacción química de captación del SO_2 que llevan los gases. Asociados a los absorbedores, existen otros sistemas y subsistemas que producen, almacenan, distribuyen y extraen los diferentes materiales y productos que intervienen en el proceso —agua cruda, agua tratada, aire comprimido, aire de oxidación, lechada de caliza y lechada de yeso—.

El agua que se utiliza en el proceso procede de los excedentes de la operación de la central (purga de las torres de refrigeración) que se reutiliza en el proceso de desulfuración, de forma que el consumo de agua limpia procedente de los embalses de la zona no se vea incrementado por la instalación de la DGC.

La central también cuenta con un parque de caliza en el que se almacena y maneja la caliza necesaria para el funcionamiento de la planta de desulfuración. Cuenta con una zona de descarga de camiones, cinta con recogedora de cangilones y apiladora, cintas transportadoras a silos y tolva de caliza. Desde estos silos se alimentan los molinos de bolas horizontales, en los que la piedra caliza se mezcla con agua para producir la lechada de caliza, que es enviada a los absorbedores y constituye el reactivo principal del proceso.

La extracción de yeso se consigue haciendo pasar la lechada que se produce en los absorbedores por unos filtros de vacío que extraen hasta el 90% del agua presente en la lechada, recuperándola para el proceso.

Después los gases de la combustión, limpios y desulfurados, se conducen a una chimenea de 343 metros de altura por donde son evacuados a la atmósfera.

La turbina es MITSUBISHI, de 367 MW de potencia. Recibe el vapor a 165 kg/cm^2 y 538 ºC y la presión de escape es de 0,069 kg/cm^2. Dispone de seis extracciones de vapor para las correspondientes etapas de precalentamiento del agua de alimentación a caldera y el accionamiento de la turbobomba. El eje turboalternador tiene 22 metros de longitud y está soportado por siete cojinetes. El rotor del alternador (de marca WESTINGHOUSE) tiene una potencia nominal de 389 MVA, está refrigerado por hidrógeno a 4,22 kg/cm^2 y genera en

el estator una corriente eléctrica a 18 kV. El parque de transformación cuenta con tres trafos principales por grupo (uno por cada fase), donde se eleva la tensión de salida a 400 kV y se evacua al exterior a través de dos líneas de alta tensión de REE que conectan la central con la subestación Aragón 400 kV.

La refrigeración del vapor se realiza en circuito cerrado, formado por un conjunto torre/condensador para cada grupo. El condensador (MITSUBISHI), situado debajo del escape de la turbina de baja, es del tipo de dos cajas con doble paso, tiene 23.700 tubos de latón almirantazgo, de 25,4 mm de diámetro y 9,33 metros de longitud, con una superficie de intercambio de 17.650 m^2 y un salto térmico de 10,9 ºC. La torre es de tipo hiperbólico con circulación natural. Tiene 107,3 metros de altura, 81,22 metros de diámetro en la base y 50,70 metros de diámetro en la coronación. El caudal de recirculación es de 38.000 m^3/h. La temperatura de diseño a la entrada es de 35,3 ºC y la de salida de 24,4 ºC. El excedente de la purga del circuito de agua de refrigeración que no se utiliza en la planta de desulfuración se vierte al río Regallo, que desemboca directamente en el río Ebro a la altura de la localidad de Chiprana.

4.2 Proyecto básico de desmantelamiento de la central

El Proyecto de desmantelamiento incluye el desmantelamiento y demolición de todos los edificios, 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. Se incluyen dentro del alcance de este proyecto todos los trabajos previos al desmantelamiento, que consisten en lavados, limpiezas y vaciados, adecuaciones y traslados de las instalaciones a mantener.

Sin embargo, la remediación de suelos será objeto de otro proyecto específico, en función del uso futuro del emplazamiento. Asimismo, el resto de instalaciones exteriores a demoler —el ramal del ferrocarril de 40 kilómetros de longitud para suministro de carbón desde Samper de Calanda, la pista particular de 12 kilómetros de longitud asfaltada que une la central con la mina, el bombeo y la conducción de agua de 25 kilómetros de longitud desde el embalse de Calanda y las estaciones de medición y seguimiento ambiental— se abordarán en proyectos aparte, al igual que la clausura del vertedero de productos no peligrosos (cenizas, yesos, escorias, lodos) y la clausura de la cantera de caliza, que tendrán su propio proyecto específico.

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 refrigeración procedente del embalse de Bárcena se sitúa en la cámara de válvulas del bombeo del embalse de Calanda, donde se colocarán discos ciegos.

La duración total estimada del proyecto de desmantelamiento y demolición de la CT TERUEL son 54 meses, de los cuales 18 son para tramitaciones y actividades previas y los 36 restantes para la ejecución del desmantelamiento y demolición de la central, excluyendo, tal y como se ha indicado, la 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: 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[12] 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 FDG[13].
   - Limpieza de sistemas de transporte de cenizas, escorias, yesos y caliza.
   - Limpieza y eliminación de cargas de fuego para desclasificación de zonas ATEX[14].
   - Vaciado de gas SF_6 (hexafluoruro de azufre) de los diámetros de las posiciones de generación.
   - Vaciado de gas de equipos de ventilación y climatización.
   - Corte, vaciado y barrido de la ERM[15] 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

[12] 24 horas al día, 7 días a la semana.

[13] Yeso obtenido por desulfuración de gases de combustión.

[14] Zonas de atmósfera explosiva, esto es, zonas donde la mezcla con el aire de sustancias inflamables en forma de gases, vapores, nieblas o polvos, en determinadas condiciones atmosféricas, tras una ignición la combustión se propaga a la totalidad de la mezcla no quemada.

[15] Estación de Regulación de Medida.

El alcance de desmantelamiento se ha dividido por zonas con características propias y especificas 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 las turbinas, generadores y equipos asociados.
   - Desmantelamiento de transformadores.
   - Desmantelamiento del condensador.
   - Desmantelamiento de todos los transformadores y barras de fase aislada.
   - Desmantelamiento de todo el sistema eléctrico e I&C[16].
   - Desmantelamiento electromecánico de todos los sistemas auxiliares (aceite, agua, aire, contra incendios, etc.).
   - 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).
   - 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.

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 del precalentador de aire primario.
   - Desmantelamiento de los precalentadores de aire secundario.
   - 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.
   - Triturado del hormigón y segregación de ferrallas.
   - Retirada y gestión de residuos.

[16] Instrumentación y control.

c) Planta de desulfuración: Dentro de esta partida se han considerado las siguientes instalaciones:
   - Desmantelamiento de los absorbedores.
   - Desmantelamiento de todos los conductos hasta la entrada en la chimenea.
   - Desmantelamiento y demolición del edificio de lechada.
   - Desmantelamiento y demolición del edificio de soplantes.
   - Desmantelamiento y demolición del edificio de yesos.
   - Desmantelamiento y demolición del edificio de caliza.
   - Desmantelamiento y demolición de la galería y las tolvas de caliza.
   - Desmantelamiento del parque de almacenamiento de caliza.
   - Desmantelamiento y demolición de edificio eléctrico de la planta de desulfuración.
   - Tanques de vaciado de emergencia, tanques de caliza, 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, borosilicato y revestimientos metálicos.
   - Demolición de la chimenea de hormigón mediante voladura.
   - Triturado del hormigón y segregación de ferrallas.
   - Retirada y gestión de residuos.

e) Torres de refrigeración: Dentro de esta partida se incluye el desmantelamiento y demolición de las tres torres de refrigeración hasta el nivel de rasante. Las fases de demolición son las siguientes:
   - Retirada de todos los elementos internos de las torres, con especial atención a los materiales que contienen asbestos[17].
   - Demolición de las estructuras de hormigón.
   - Triturado del hormigón y separación de las ferrallas.
   - Retirada y gestión de residuos.

f) 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).

[17] También llamado amianto.

- Cintas transporte de carbón.
- Básculas.
- Balsa de decantación y espesado y depósito de agua del lavadero de carbón.
- Tolvas de descargas de carbón y rotoextractoras.
- Trómeles y molinos
- Torres de toma muestras de carbón.
- Edificio eléctrico del carboneo.
- Descargadero de carbón del ferrocarril.
- Torres de transferencia de carboneo.
- Triturado del hormigón y separación de las ferrallas.
- Retirada y gestión de residuos.

g) Edificios y estructuras varias: Dentro de esta partida se incluyen los siguientes edificios e instalaciones:

- Edificio de servicios generales.
- Almacén de explotación.
- Talleres eléctricos y mecánicos.
- Almacén general y cobertizos.
- Taller de maquinaria pesada.
- Recinto de almacenes de RTPs[18].
- Edificio depósito Copa.
- Edificio sala comité eléctrico.
- Edificio control de accesos.
- Vestuarios de contratistas.
- Aparcamientos.
- Almacén de utillaje jardinería.
- Silos de cenizas.
- Cintas de escorias.
- Depósitos de agua CT.
- Depósitos de agua desmineralizada.
- Tanques de GO.
- Tanques de agua cruda.
- Balsas de agua de refrigeración.
- Torres de alumbrado.
- Plantas de aguas.
- Subestación.
- Tuberías y cables de interconexión de los diferentes sistemas, servicios y edificios.

[18] Residuos Tóxicos y Peligrosos.

- Retirada y gestión de residuos de las instalaciones anteriores.

h) Instalaciones singulares:

- Ferrocarril: En esta partida se incluyen los tramos de ferrocarril, tanto el ferrocarril exterior de la central (desde Samper de Calanda) como el ferrocarril interior de la central (transporte interior de carbón y cenizas). Se incluye retirada y gestión de residuos.
- Carretera particular a la mina: En esta partida se incluye la pista particular de 12 kilómetros de longitud asfaltada que une la central con la mina. Se incluye retirada y gestión de residuos.
- Bombeo de agua de aportación desde Calanda: En esta partida se incluye el tramo lineal de 25 kilómetros de conducción y los bombeos de agua desde el embalse de Calanda. Se incluye la gestión de residuos.

i) 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 trasportarán 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 las solicitudes de autorización administrativa para el cierre definitivo de centrales térmicas de carbón que han recibido desde diciembre de 2018, entre las que está la CT TERUEL, informe técnico que considera conjuntamente los cierres de las siguientes centrales térmicas:

- Central Térmica de Compostilla II (Grupos 3, 4 y 5) y CT TERUEL (Grupos 1, 2 y 3), solicitados por la empresa propietaria ENDESA.
- Central Térmica de Meirama, Central Térmica de Narcea (Grupos 2 y 3), Central Térmica de La Robla (Grupos 1 y 2), solicitados por la empresa propietaria Naturgy Generación, S.L.U.
- Central Térmica de Puente Nuevo, solicitado por la empresa propietaria Viesgo Producción, S.L.

Dicho informe, de fecha 21 de febrero de 2019, evalúa la incidencia en la seguridad del sistema eléctrico y en la garantía de suministro que supondría el cierre de la CT TERUEL al mismo tiempo que el resto de centrales mencionadas, ya que han solicitado llevar a cabo el cierre efectivo aproximadamente en el mismo periodo de tiempo[19].

El OS informa que la CT TERUEL entró en servicio en 1979 (grupos 1 y 2) y 1980 (Grupo 3) con una potencia neta de 1.055 MW (352 MW tanto en Grupo 1 como en Grupo 2 y 351 MW en Grupo 3) y que, en 2018, ha tenido 3.094 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga el Grupo 1, 2.830 el Grupo 2 y 2.442 el Grupo 3, lo que ha supuesto una producción total para los tres grupos de la central de 2.942 GWh. Por otra parte, la CT TERUEL ha intervenido en la resolución de restricciones técnicas de la red, pero en un número de horas que no se considera relevante (618 horas en 2018), aun siendo superior al de los cuatro años anteriores.

El Informe del OS realiza una evaluación del impacto del cierre de los grupos mencionados en la cobertura global del sistema eléctrico en el medio plazo, el correspondiente al periodo desde el 1 de julio de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2020, calculando la repercusión en el margen de reserva e índice de cobertura[20] del sistema en situaciones extremas, es decir, condiciones simultáneas de muy baja hidraulicidad, producción eólica con una probabilidad de ser superada del 95% y demanda extrema en los meses de invierno y verano.

Además, se considera una indisponibilidad térmica adicional de 2.000 MW (probabilidad de ocurrencia inferior al 15%). Se han tenido en cuenta los plazos especificados en las solicitudes, de forma que los grupos de Compostilla, Teruel y Narcea se han considerado indisponibles en todo el periodo de estudio; La Robla se considera indisponible a partir del 1 de enero de 2020, y Meirama a partir del 1 de julio de 2020.

En esta evaluación se han considerado ya fuera de servicio aquellos grupos de carbón que han solicitado el cierre en los dos últimos años y para los que el OS no ha identificado condiciones incompatibles con dicho cierre, como es el caso de la Central Térmica de Anllares —que el OS informó el 21 de julio de 2017 y cuyo cierre fue finalmente autorizado mediante Resolución de la DGPEM de 13 de noviembre de 2018[21]— y las Centrales Térmicas de Lada y Velilla[22] que el OS informó el 17 de diciembre de 2018.

[19] ENDESA y Viesgo Producción S.L. han solicitado como plazo para la ejecución de los cierres el 30 de junio de 2020; en ambos casos, el cierre se efectuaría con anterioridad a esa fecha. Naturgy Generación, S.L.U. ha solicitado el cierre de los grupos 2 y 3 de Narcea a partir del 30 de junio de 2019, para los grupos 1 y 2 de La Robla a partir del 31 de diciembre de 2019, y para la Central de Meirama, el eventual cierre se efectuaría a partir del 30 de junio de 2020.

[20] Cociente entre la potencia disponible y la demanda máxima.

[21] Previo informe aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC con fecha 14 de junio de 2018 (INF/DE/081/18). Posteriormente se ha hecho efectivo, según consta en el Acta de Cierre levantada el 18 de febrero de 2019.

En cuanto a los cinco grupos térmicos de ciclo combinado que totalizan una potencia de 2.019 MW, pertenecientes a Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U. (actual Naturgy), para los que en 2017 solicitó su cierre temporal durante un período de cuatro años, se han considerado disponibles en el caso base del estudio, valorándose posteriormente la sensibilidad a su cierre temporal. Este cierre se consideró compatible con la seguridad de suministro en las condiciones del entorno contempladas en el informe del OS de fecha 22 de agosto de 2017, en el que se condicionaba el cierre temporal a la posibilidad de recuperar la disponibilidad de dichos ciclos en un plazo menor de seis meses si las condiciones del sistema cambiaban de forma relevante respecto a las hipótesis de partida utilizadas.

Por otra parte, se ha considerado un saldo nulo de intercambio con otros países, puesto que, en una situación de escasez en el sistema español, los precios en el mismo serían suficientemente altos para que no hubiera exportación y, además, se está considerando un caso desfavorable en el que no se recibe apoyo de los países vecinos.

En el estudio se observa que los márgenes de reserva mínimos corresponden a las puntas de invierno, caracterizadas por puntas de demanda extrema elevadas y por una contribución reducida de las tecnologías renovables (se considera que la solar fotovoltaica no contribuye a la cobertura de la punta de invierno). También se dan márgenes reducidos en las últimas semanas del otoño (noviembre y principios de diciembre) debido al mayor número de mantenimientos programados en centrales térmicas.

A lo largo del periodo de estudio, sin llevar a cabo los cierres solicitados, el margen de reserva mínimo estimado es de 8.251 MW en invierno de 2019 y de 8.525 MW en invierno de 2020.

El cierre de las centrales consideradas en el estudio supondría la reducción de los márgenes mencionados en las semanas más críticas, bajo los supuestos indicados, hasta un valor del orden de 5.390 MW en 2019 y 4.488 MW en 2020. Un valor de potencia de fallo superior a 5.390 MW tiene una probabilidad de ocurrencia muy reducida (del 0,01%) y un valor de potencia de fallo superior a 4.488 MW tiene una probabilidad de ocurrencia del 0,10%. La probabilidad conjunta de estas magnitudes de fallo de alcanzar la punta de demanda extrema considerada y la indisponibilidad térmica adicional de 2.000 MW, no se considera significativa.

En caso de considerar indisponibles los grupos de las centrales de ciclo combinado de Naturgy que han solicitado el cierre temporal (2.019 MW), los márgenes de reserva mínimos se reducirían a 3.371 MW en 2019 y 2.469 MW en 2020. El fallo fortuito de potencia por estas cantidades tiene una

[22] Informe preceptivo aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC con fecha 21 de noviembre de 2019 (INF/DE/084/19).

probabilidad de ocurrencia del 1,3% y del 8,2% respectivamente, por lo que no se consideran compatibles con la seguridad de suministro.

Para tener un margen de cobertura seguro a lo largo del periodo analizado (en torno a 4.000 MW, con probabilidad de fallo fortuito simultáneo del 0,4%), podría admitirse el cierre temporal de hasta tres grupos de ciclo combinado en 2019 (unos 1.200 MW indisponibles) y hasta el verano de 2020, y de sólo un ciclo combinado a partir del otoño de 2020 (unos 400 MW indisponibles). En el largo plazo, dependiendo de la evolución de la demanda y de la instalación de nueva generación, podría ser necesario recuperar también este ciclo.

Por tanto, desde el punto de vista de la cobertura de nudo único del sistema y bajo las hipótesis consideradas, el OS considera el margen de reserva suficiente para afrontar con garantías la cobertura de la demanda, aun con la reducción del mismo que el cierre de las centrales térmicas estudiadas provocaría en el medio plazo.

En el análisis realizado el OS cree que la tendencia para los próximos años será una ralentización del crecimiento de la demanda, así como un crecimiento en la conexión de nuevas instalaciones de generación de origen renovable, fenómenos alineados con el cumplimiento de los objetivos de 2020 y 2030, tanto a nivel de generación renovable como de reducción de emisiones y de eficiencia energética. Teniendo en cuenta estos escenarios energéticos futuros, considera que los cierres solicitados son compatibles con la seguridad de suministro en el largo plazo.

El OS también realiza un análisis de la seguridad zonal. Considera que el cierre de las centrales incluidas en su informe no comprometería la seguridad de suministro de sus zonas, puesto que su ubicación en zonas excedentarias las hace prescindibles desde el punto de vista de la seguridad zonal.

Por otra parte, el OS considera que los grupos de ciclo combinado, cuyo cierre temporal propuso Naturgy, tampoco tendrían impacto sobre la seguridad de suministro zonal, después de considerar el cierre de las centrales de carbón incluidas en su informe.

El Informe concluye, por tanto, que, bajo las hipótesis utilizadas en el análisis[23], el cierre de las Centrales Térmicas de Teruel, Compostilla, La Robla, Puentenuevo, Narcea y Meirama es compatible con la seguridad del sistema y la garantía de suministro eléctrico. Indica, asimismo, que los resultados

[23] Evaluación realizada bajo la hipótesis de que no se materialice el cierre temporal de los cinco ciclos combinados que había solicitado Naturgy en 2017, ya que el informe del OS sobre dicho cierre temporal, de fecha 22 de agosto de 2017, establecía la necesidad de contar con esos generadores si las condiciones de garantía de suministro y seguridad del sistema lo exigían, caso que se produciría si se procediese al cierre de las centrales objeto del informe del OS de fecha 21 de febrero de 2019. En todo caso, como máximo, podría admitirse —simultáneamente a los cierres de las centrales térmicas de carbón solicitadas— el cierre temporal de tres de los ciclos combinados indicados hasta el verano de 2020, y sólo uno desde el comienzo del invierno 2020-2021.

derivados del análisis realizado deberán ser reevaluados si las condiciones del entorno del sistema eléctrico se modificaran como consecuencia de la implantación de la senda de transición energética elegida.

5. CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC no tiene observaciones a la Propuesta de Resolución por la que se autoriza a Endesa Generación, S.L.U. el cierre de la Central Térmica de Teruel, en el término municipal de Andorra (Teruel).

ANEXO I: Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se autoriza a Endesa Generación, S.L.U. el cierre de la Central Térmica de Teruel, ubicada en el término municipal de Andorra, en la provincia de Teruel

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

Informe: INF/DE/132/19 ID: SWPVMU Copia auténtica

SGEE/Propuesta Resolución AA cierre CT Teruel

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 la Central Térmica de Teruel, en el término municipal de Andorra, en la provincia de Teruel.

Endesa Generación, S.A. solicitó, mediante escrito de fecha 19 de diciembre de 2018, autorización administrativa para el cierre de la Central Térmica de Teruel, formada por tres grupos (grupos 1, 2 y 3) de 350 MW de potencia nominal cada uno y situada en el término municipal de Andorra, en la provincia de Teruel.

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 11 de enero de 2019 se solicitó a Red Eléctrica de España, en su calidad de Operador del Sistema, informe previo relativo a dicho cierre.

El 16 de abril de 2019 se recibió en el Registro de este Ministerio el informe solicitado, en el cual Red Eléctrica de España, S.A. concluye que el cierre de la Central Térmica de Teruel es compatible con la seguridad del sistema y la garantía de suministro eléctrico.

El Área de Industria y Energía de la Subdelegación de Gobierno en Teruel emitió, en fecha 26 de julio de 2019, informe favorable 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 la Central Térmica de Teruel 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.

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 la Central Térmica de Teruel, que deberá realizarse en el plazo de doce meses contados a partir de la fecha de la presente Resolución.

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

Informe: INF/DE/132/19 ID: SWPVMU Copia auténtica

Segundo. - Cancelar la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica de la Central Térmica de Teruel, 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, la Central Térmica de Teruel quedará declarada indisponible

Cuarto. – Endesa Generación, S.A. deberá proceder al desmantelamiento de la central 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 de la Central Térmica de Teruel 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 Teruel 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 Teruel 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.

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas y en el artículo 62.2.i) de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, contra la presente Resolución, que

no pone fin a la vía administrativa, puede interponerse recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía en el plazo de un mes a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Informe: INF/DE/132/19 ID: SWPVMU Copia auténtica