

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE AUTORIZA A ENDESA GENERACIÓN, S.A. EL CIERRE DEL GRUPO 2 DE LA CENTRAL TÉRMICA DE COMPOSTILLA, UBICADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE CUBILLOS DEL SIL (LEÓN)

Expediente INF/DE/080/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 24 de septiembre de 2015

De acuerdo con lo establecido en 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), la Sala de Supervisión Regulatoria, acuerda emitir el siguiente informe:

1. Objeto

El objeto del presente documento es emitir informe preceptivo a la Propuesta de Resolución de la DGPEyM por la que se autoriza a ENDESA GENERACIÓN, S.A. (en adelante ENDESA) el cierre del grupo 2 de la Central Térmica de Compostilla (en adelante CT COMPOSTILLA 2), ubicada en el término municipal de Cubillos del Sil, en la provincia de León.

2. Antecedentes

ENDESA solicitó autorización administrativa para el cierre de la CT COMPOSTILLA 2, con fecha 25 de febrero de 2015, ante la Dirección General de Energía de la Junta de Castilla y León, y con fecha 10 de marzo de 2015, ante el Registro de la DGPEyM del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante MINETUR).

Por otra parte, la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en León emitió informe favorable, de fecha 18 de junio de 2015, respecto al cierre de la CT COMPOSTILLA 2, en respuesta al escrito recibido de la DGPEyM de fecha 27 de mayo de 2015.

Asimismo, con fecha 30 de abril de 2015, 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 COMPOSTILLA 2, donde concluye que *“no se ha identificado que el cierre del grupo 2 de la Central Térmica de Compostilla tenga incidencia significativa en la seguridad ni en la garantía de suministro del sistema eléctrico español”*. Este informe es descrito con mayor detalle en el apartado ‘Consideraciones’.

Como consecuencia del procedimiento anterior, con fecha 1 de junio de 2015, ha tenido entrada en el registro de la CNMC solicitud de la DGPEyM del MINETUR de informe preceptivo a los efectos previstos en el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, adjuntando Propuesta de Resolución de la DGPEyM por la que se autoriza a ENDESA el cierre de la CT COMPOSTILLA 2 (Anexo I), adjuntando el Proyecto de ENDESA de cierre y desmantelamiento de la instalación y el Informe del OS, tal y como establecen los artículos 135 y 137 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

3. 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 1955/2000); en particular, el Capítulo IV de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización de cierre de las instalaciones.
- 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; 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.
- 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.

4. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta de Resolución informada tiene por objeto autorizar a ENDESA el cierre de la CT COMPOSTILLA 2, así como cancelar la inscripción de ésta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en el momento en que dicho cierre se haga efectivo. También se indica que, en el plazo máximo de tres meses a partir de la fecha de la Resolución, la CT COMPOSTILLA 2 quedará declarada indisponible, perdiendo ENDESA cualquier derecho de cobro en aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, que revisa las tarifas a partir de 1 de octubre de 2007.

Asimismo, se determina que el plazo máximo en el que ENDESA deberá proceder al desmantelamiento parcial de la CT COMPOSTILLA 2 es de cuatro años contados a partir de la fecha de la Resolución.

La Propuesta de Resolución incluye los siguientes condicionantes, en cumplimiento de lo dispuesto en el RD 1955/2000:

- Si ENDESA no hubiera procedido al cierre de la CT COMPOSTILLA 2 en el plazo de tres meses contados a partir de la fecha de la Resolución, se produciría la caducidad de la autorización.
- El Jefe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en León levantará tanto Acta de Cierre como Acta de Desmantelamiento cuando se hagan efectivos, remitiéndolas a la DGPEyM.

5. Consideraciones

La CT COMPOSTILLA 2 está inscrita en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica del MINETUR, con el número RO1-0463; es una central térmica clásica de carbón que utiliza como combustible hulla y antracita (mezcla de carbón nacional y de importación), puesta en servicio en 1965, con una potencia bruta instalada de 148 MW, según consta en el mencionado Registro.

La Central Térmica de Compostilla cuenta con Autorización Ambiental Integrada (AAI) para sus instalaciones de generación eléctrica e instalaciones asociadas de depósitos de residuos no peligrosos, otorgada mediante Orden de 16 de diciembre de 2008 de la Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Castilla y León, publicada mediante Resolución de 17 de febrero de 2009 de la Dirección General de Prevención Ambiental y Ordenación del Territorio en el Boletín Oficial de Castilla y León (BOCYL) de fecha 5 de marzo de 2009. Dicha AAI ha sido actualizada mediante Orden FYM/463/2014, de 27 de mayo, de la Consejería de Fomento y Medio Ambiente de la Comunidad de Castilla y León y publicada en el BOCYL de fecha 13 de junio de 2014, en aplicación de la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales, recogida en el ordenamiento jurídico español en la Ley 5/2013, de 11 de junio y en el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre.

Tal y como determina el artículo 135.2 del RD 1955/2000, la documentación recibida de la DGPEyM incluye el Proyecto de Cierre de la Central 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 planificación de los trabajos de desmantelamiento.

5.1 Características técnicas de la central¹

La Central Térmica de Compostilla consta de cuatro grupos térmicos activos, denominados 2, 3, 4 y 5, ya que el grupo 1, obtuvo la Resolución de la DGPEyM de autorización de cierre el 4 de mayo de 2005. Por tanto, en la actualidad la Central está constituida por cuatro unidades generadoras que utilizan carbón como combustible: COMPOSTILLA 2, de 147,9 MW de potencia bruta instalada, que entró en operación comercial en 1966; COMPOSTILLA 3, de 337,2 MW, acoplado a la red en 1972; COMPOSTILLA 4, de 358,6 MW, acoplado a la red en 1981; COMPOSTILLA 5, de 355,9 MW, acoplado a la red en 1985. En total la Central tiene instalados 1.199,6 MW en esos cuatro grupos operativos.

Para el conjunto de Grupos de producción de energía eléctrica, se utilizan como combustibles principales una mezcla de carbones (antracitas y hullas tanto nacionales como de importación) y coque de petróleo, y como combustibles auxiliares para las maniobras de arranque y apoyo se usan fuelóleo y gasóleo.

El emplazamiento donde se encuentran enclavadas las instalaciones de la Central Térmica de Compostilla comprende una extensión de 375 Ha., donde se distinguen tres zonas claramente diferenciadas:

- El parque de carbones.
- Área que alberga los grupos de generación eléctrica, los parques de transformación e instalaciones anexas.
- Área de vertido de residuos no peligrosos.

Del total de la superficie indicada, cerca de 250.000 m² se corresponden con superficie libre pavimentada (cubierta con hormigón o asfalto), y otros 180.000 m² a edificaciones situadas, en su mayor parte, en la zona donde están localizados los grupos de generación eléctrica. La superficie restante está sin pavimentar, y se encuentra asociada mayoritariamente con el área de vertido de residuos no peligrosos y en menor medida con el parque de carbones.

La central se encuentra ubicada en la carretera del pantano, en el término municipal de Cubillos del Sil (León), junto al Embalse de Bárcena, que garantiza el suministro de agua, y en el centro de la cuenca minera Bierzo-Villablino, lo que facilita el suministro de carbón local, antracitas y hullas bajas en volátiles de composición heterogénea, para cuya combustión fue diseñada.

¹ Se han considerado para este informe datos procedentes tanto del Proyecto de Cierre presentado por ENDESA como de la AAI mencionada.

El transporte del carbón a la central se realiza en camiones, salvo una parte del mayor proveedor que llega por ferrocarril de vía estrecha.

5.1.1. Equipos principales de la CT COMPOSTILLA 2

Caldera y auxiliares: La caldera es acuotubular² de circulación natural, tiro equilibrado³, con un solo calderín. Está situada a la intemperie, se alimenta del carbón procedente de 4 molinos de bolas (cada uno de 20,16 t/h de capacidad de molienda,). Mediante roto-extractores y aire de secado y arrastre del carbón, éste se vehicula a 24 quemadores ciclónicos, repartidos en dos grupos de 12 situados en paredes opuestas de la caldera. Las cenizas que arrastran los gases se retienen mediante precipitador electrostático, capaz de tratar hasta 900.000 Nm³/h.

- Potencia térmica: 405,91 MWt
- Presión vapor principal: 132,69 atm
- Temperatura vapor principal: 540 °C
- Caudal vapor principal: 429 t/h
- Temperatura agua alimentación: 244 °C
- Altura del calderín: 41 m

Turbina: La turbina de vapor consta de dos cuerpos, con una potencia nominal de 140.000 kW, una presión de escape de 38,1 mmHg y 6 extractores.

El condensador de la turbina principal se refrigera en circuito abierto, tomando agua del embalse de Bárcena adyacente y vertiéndola en el mismo; dispone de 6.970 m² de superficie de intercambio de calor.

El agua se circula mediante dos bombas de eje vertical y velocidad constante, accionadas por motores de 221 kW. La extracción del vapor condensado se realiza mediante dos bombas de eje vertical accionadas por motores de 221 kW.

El ciclo de la turbina dispone de cinco calentadores acuotubulares, más uno de mezcla. De la alimentación a la caldera se encargan dos motobombas que se accionan mediante sendos motores de 1.472 kW cada uno. A diferencia del resto de Grupos, este carece de una bomba principal accionada por la turbina de vapor secundaria.

Alternadores: Son de eje horizontal, de 139,13 MVA de potencia, con una tensión nominal de 14,2 kV, una intensidad nominal de 5,36 kA, frecuencia nominal 50 Hz y un factor de potencia del 0,85.

Transformadores: Cada grupo de la central posee su parque de transformación asociado, mediante el que se vierte la energía generada a la

² Es decir, está formada por un gran número de tubos que contienen agua y rodean un recinto estanco donde se produce la combustión.

³ A la entrada, el aire es impulsado por 2 ventiladores de tiro forzado; los gases de combustión son extraídos por 2 ventiladores de tiro inducido.

subestación de 220 kV. El Grupo 2 cuenta, además de con tres transformadores principales monofásicos con una potencia total de 165.000 kVA, con dos transformadores auxiliares de una potencia total de 7.500 kVA.

Circuito de Refrigeración: La refrigeración necesaria para cerrar el ciclo agua-vapor se realiza en circuito abierto mediante la captación y posterior retorno de agua al embalse de Bárcena. Este sistema supone la toma y retorno de aproximadamente 359 Hm³ anuales de agua.

Depuración de gases de combustión / Silos de ceniza y escorias: El grupo cuenta con un precipitador electrostático para reducir la emisión del material particulado a la atmósfera⁴.

Los silos de ceniza y escorias se utilizan para su almacenamiento temporal, antes de su gestión como residuos. El Grupo 2 cuenta con un silo de ceniza de 750 m³ y un silo de escorias de la misma capacidad.

Área de molienda: El objeto de esta zona es reducir el tamaño de los nódulos de carbón para facilitar su posterior combustión en la caldera. Se trata de un circuito constituido por tolvas de almacenamiento, alimentadoras, molinos de bolas y clasificadores. El Grupo 2 consta cuatro tolvas y cuatro molinos.

5.1.2. Instalaciones y equipos comunes

Puesto que en la actualidad la Central está constituida por otros tres grupos que utilizan carbón como combustible, existen instalaciones comunes necesarias para su funcionamiento que mantendrán su operatividad después del cierre de COMPOSTILLA 2. Entre estas instalaciones cabe indicar las siguientes:

- *Planta de Aguas Residuales*, utilizada para la depuración de efluentes líquidos. Los distintos flujos de aguas residuales son canalizados hacia la planta de tratamiento, donde son sometidos a distintas fases de depuración: balsas de acumulación (donde tiene lugar la adición de coagulantes, antiespumante e hidróxido sódico dependiendo de las características físico-químicas del vertido), balsas de decantación y tratamiento físico-químico (cámara de mezcla, cámaras de floculación, cámara de coalescencia, cámara de decantación y arqueta de purga de fangos). Los lodos generados tras el proceso de depuración de efluentes son gestionados mediante su depósito en vertedero.
- *Planta de tratamiento de agua desmineralizada*, para el acondicionamiento de agua para las calderas. La línea de tratamiento consiste en: Decantación lamelar, filtros de arena, filtro de carbón activo y resinas de intercambio iónico.

⁴ El principio de funcionamiento de este sistema de depuración consiste en la creación de un campo eléctrico de alto potencial, capaz de cargar negativamente las partículas de ceniza de la propia corriente de gases que, por atracción electrostática, se depositan en las placas colectoras de polaridad positiva. Posteriormente, mediante golpes de las placas colectoras, la ceniza retenida cae a las tolvas inferiores, de donde se extrae por transporte neumático para llevarlas a los silos de almacenamiento provisional.

- *Sistema de tratamiento de agua de aportación:* La central cuenta con un sistema de tratamiento de agua de aportación en el que se distinguen cuatro etapas principales: pretratamiento, desmineralización, equipo de regeneración y filtro de carbón activo para el agua que se destina a la red de saneamiento de la Central. El objetivo de este tratamiento es purificar el agua bruta procedente de la captación del río Sil, con el fin de producir agua desmineralizada para la reposición de pérdidas en los ciclos agua-vapor y para el resto de procesos donde se precise. En la etapa de pretratamiento se realiza el acondicionamiento previo del agua, eliminando sólidos en suspensión y coloides. El agua filtrada se bombea a las cadenas de desmineralización, donde se somete a un tratamiento de eliminación de todas las sales disueltas, por medio de un intercambio iónico. Cada cadena dispone de un lecho de resina catiónica, otro aniónico y un tercero de afino mixto. Las resinas catiónicas se regeneran con ácido sulfúrico diluido en dos etapas, y las aniónicas con sosa diluida, en una sola etapa.
- *Almacén de Residuos Peligrosos:* Depósito temporal de residuos peligrosos previo a su gestión. Esta instalación se sitúa en un recinto aislado del resto de edificaciones, de 107,65 m² de superficie, bajo cubierta, con solera impermeabilizada, sistema de contención de derrames e instalación contra incendios.
- *Parque de almacenamiento de carbones:* Tiene una capacidad de 260.000 toneladas, distribuidas en dos parvas lineales de 130.000 toneladas cada una, más un parque anexo con una capacidad para 25.000 toneladas y otra zona de almacenamiento en pilas. Desde el parque de homogeneización el combustible se distribuye a las calderas por medio de cintas transportadoras.
- *Sistema de cintas transportadoras:* El transporte de carbón desde el parque hasta las tolvas de alimentación de la caldera se realiza mediante cintas transportadoras no totalmente cubiertas. Las instalaciones cuentan también con sistemas de cintas transportadoras para el traslado de cenizas y escorias hasta el vertedero.
- *Depósitos de combustibles líquidos:* La central cuenta con tres depósitos en superficie de almacenamiento de gasoil, de 770 m³ uno de ellos y 160 m³ cada uno de los otros dos. Además cuenta con un tanque de fuel-oil de 5.230 m³ de capacidad.
- *Instalaciones auxiliares:* Laboratorio, edificio de oficinas, salas de control, báscula, taller y almacenes.

5.2 Proyecto de cierre y plan de desmantelamiento de la central

Desde la liberalización del mercado eléctrico (en 1997) la central funciona en régimen de regulación, modificando hora a hora la carga, en general con cargas bajas por la noche y paradas frecuentes los fines de semana. A ello se superpone la regulación secundaria, mediante la cual la demanda horaria de carga se modifica por telecontrol.

Con la implantación del Plan del Carbón (plan progresivo de reducción y cierre de las minas locales insostenibles sin ayudas), entre los años 1998 y 2005 ENDESA inicia un proyecto de búsqueda de combustibles compatibles y

complementarios para mantener la actividad de la central. Como resultado, desde el año 2000 se inicia la co-combustión de carbón con coque de petróleo de alto nivel de azufre y la incorporación de carbones de importación en la elaboración de mezclas, excepto en el Grupo 2 que, por exigencia condicionante de su AAI, puesto que carece de planta de desulfuración, no puede consumir coque de petróleo. A esto se añade la progresiva reducción de los suministros de carbón autóctono y el empeoramiento de su calidad (en cuanto a incremento de su contenido en azufre y cenizas).

La central está acogida al Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, de resolución de restricciones por garantía de suministro (en adelante RD 134/2010). Dicho Real Decreto, de aplicación prevista hasta 31 de diciembre 2014, entró en vigor al día siguiente de su publicación en el BOE (BOE de 27-2-2010) y se aplicó a partir del 26 de febrero de 2011, y en su virtud anualmente se han publicado resoluciones en las que figuran las cantidades máximas de carbón a adquirir y de energía eléctrica a producir.

En el Proyecto de Cierre presentado, ENDESA justifica el cierre de la CT COMPOSTILLA 2 por razones ambientales, de eficiencia energética, de disponibilidad de carbón autóctono, obsolescencia tecnológica y agotamiento de vida útil, que han propiciado una baja utilización de la central en los últimos años.

- a) *Impacto medioambiental:* Los valores límites de emisiones (VLE) de la AAI vigente individuales para el Grupo 2 son de 2.300, 1.500 y 300 para el SO₂, NO_x y la materia particulada (MP), respectivamente (en mg por cada Nm³ de gases secos y corregidos a un 6% en volumen de oxígeno). Para cumplir estos límites, el grupo se debe alimentar con una mezcla de carbones: carbones autóctonos de bajo contenido en azufre (0,8% sobre seco), con unas cenizas del 36,5% sobre seco, y antracitas de importación (del 0,6% de azufre y 14% de cenizas) en una cantidad que asegure los VLE. Como resultado, ENDESA informa que las emisiones actuales de este grupo (en junio de 2014 en que el Grupo 3, con el que comparte chimenea, estuvo parado los días 17, 18 y 19) fueron aproximadamente de 1.700, 1.020 y 200 mg/Nm³ de SO₂, NO_x y MP respectivamente. Por otra parte, la emisión media específica de CO₂ en 2013 fue de 1,106 kg por kWh neto producido, siendo el valor habitual en la generación térmica de carbón inferior a la unidad.

Por tanto, ENDESA considera que, aunque las emisiones actuales del Grupo son inferiores a sus VLE individuales, éstas distan mucho de cumplir las exigencias futuras que se derivan de la Directiva de Emisiones Industriales en los plazos y con el alcance requeridos en la misma. Considera, además, que el Grupo carece de medios para reducir las emisiones ya que no cuenta con planta desulfuradora, quemadores de bajo NO_x o sistemas de control de captación de partículas de eficiencia superior a los ahora aplicados.

- b) *Eficiencia Energética:* ENDESA manifiesta que el rendimiento neto actual del grupo 2 es del 31,50%, 2,69 puntos inferior al original; es decir, por cada MWh entregado a la red consume 2.730 termias de energía calórica neta (en PCI) del combustible. Se trata de una tecnología de los años 60 cuyo

rendimiento está muy por debajo del actualmente requerido; la presión alcanzada en el cuerpo principal de la turbina es bastante inferior a la de los grupos de construcción posterior; también es el único carente de turbobomba de alimentación de agua a la caldera. En definitiva, el consumo energético es muy superior al de los grupos con los que tiene que competir, lo que supone, además de un coste superior de explotación por el mayor consumo específico de carbón, la generación de mayores emisiones gaseosas a la atmósfera.

- c) *Carencia de carbón autóctono*: El impacto del "Plan del Carbón" (1998-2005) trajo como consecuencia una reducción de los suministros de carbón autóctono. Como alternativa al cierre de Grupos, se incorporaron nuevos combustibles, más competitivos. Sin embargo, la incorporación al mercado de generación de los ciclos combinados y el aumento de la participación de las energías renovables redundó en una reducción drástica del funcionamiento del Grupo. La prohibición expresa de consumir coque de petróleo en este Grupo, en la concesión de la AAI de 2009 por las razones antes comentadas, implicó que este dejara definitivamente de entrar en las casaciones del régimen general de libre competencia a partir de ese año. La entrada en vigor del RD 134/2010 supuso inicialmente una utilización superior al 29% los dos primeros años de aplicación, pero sólo del 9,9% el tercero.

En cuanto al futuro, ENDESA considera que existe una gran incertidumbre en cuanto al suministro de carbón nacional a partir del año 2015, tanto por la finalización de la vigencia del mencionado RD como por la situación del sector minero en la zona de influencia de la central. La progresiva reducción de los suministros de carbón autóctono se ha visto además acompañada de un empeoramiento de su calidad (se ha incrementado el contenido en cenizas y en azufre, a la vez que se ha reducido su PCI), lo que ha resultado en una progresiva disminución de las cantidades consumidas.

En concreto, de 2011 a 2013, de aplicación del RD 134/2010, las cantidades consumidas resultaron inferiores a las previstas, por carencia de suministros. En este contexto, el Grupo 2, el de menor eficiencia energética de la instalación, con capacidad limitada de molienda y carente de sistemas de depuración de gases, resultó ser el de menor funcionamiento, siendo necesaria la adición de elevados porcentajes de antracita de importación para conseguir mantenerlo en operación.

- d) *Obsolescencia tecnológica y agotamiento de vida útil*: Las horas de servicio de este grupo, con más de 250.000 desde su puesta en marcha en 1965, ha llevado a presentar síntomas de agotamiento de vida útil (pérdida de espesor por corrosión en el exterior de los tubos de la planta de quemadores, bajo espesor en los tubos de la tolva del hogar, degradación en la tolva del cenicero, agotamiento de vida en las bancadas de los molinos, fisuras incipientes en los asientos de las válvulas de la turbina, puntos calientes en los transformadores principales de salida del grupo con degradación de aislamiento...). ENDESA descarta inversiones adicionales por las razones anteriormente expuestas.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, el Proyecto de Cierre, fechado en enero de 2015, indica que es intención de ENDESA proceder al cierre del grupo térmico existente en cuanto se disponga de autorización para el mismo.

Asimismo, informa que está previsto el desmantelamiento completo de todas las instalaciones que conforman este Grupo 2 que no tengan uso común con otro grupo de la central o que no alberguen instalaciones comunes, para lo cual desarrollará un plan de desmantelamiento detallado. ENDESA estima que dicho desmantelamiento se llevará a cabo en un plazo de cuatro años desde el momento en que se autorice el cierre y baja del grupo, incluyendo las etapas de elaboración del proyecto de ejecución, obtención de permisos y licencias y ejecución de las obras.

5.3 Informe del Operador del Sistema

En cumplimiento del artículo 137 del RD 1955/2000, se ha incluido en la documentación remitida el informe previo del OS sobre la solicitud de autorización de cierre, de fecha 30 de abril de 2015 (remitido a la Subdirección General de Energía Eléctrica con fecha 6 de mayo de 2015). Dicho informe evalúa la incidencia en la seguridad del sistema eléctrico del cierre de la CT COMPOSTILLA 2. El OS informa que se trata de un grupo térmico convencional de 148 MW de potencia instalada (138 MW b.c.), que entró en servicio en 1965, aunque ha sido equipado con una caldera nueva en 1986 y, hasta la actualidad, ha acumulado más de 214.000 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga.

El Informe del OS realiza una evaluación del impacto del cierre de la Central en la cobertura del sistema en el medio plazo, el correspondiente a los meses siguientes al de la fecha del informe hasta diciembre de 2016, calculando la repercusión en el margen de reserva e índice de cobertura 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 algunas semanas de los meses de invierno y verano.

En esta evaluación se han considerado ya fuera de servicio aquellos grupos que han solicitado el cierre y para los que el informe correspondiente del OS no ha identificado razones de seguridad de suministro incompatibles con dicho cierre, como es el caso de la central de Foix, el grupo 3 de la Central de Ciclo Combinado de Castellón, la central de Ciclo Combinado de Tarragona de Viesgo, el grupo 2 de Soto de Ribera y la central de Elcogás. También se ha considerado la indisponibilidad de larga duración de los dos grupos de ciclo combinado de Campo de Gibraltar y de la central nuclear Santa María de Garoña.

En la semana más crítica, que según el estudio realizado tendría lugar en diciembre de 2015 (según datos adjuntados en la tabla "*Valores del índice de cobertura semanal periodo abril 2015-diciembre 2016*"), el margen de reserva teórico es del orden de 4.450 MW, considerando simultáneamente una demanda extrema de 45.000 MW, condiciones de hidraulicidad muy seca, los niveles mencionados anteriormente de producción eólica y una indisponibilidad térmica adicional de 2.000 MW. La probabilidad de un fallo térmico superior a

este valor es inferior a 2%. La probabilidad conjunta de este fallo de alcanzar la punta de demanda extrema considerada y la indisponibilidad térmica adicional de 2.000 MW es inferior al 0,003%.

El cierre de la CT COMPOSTILLA 2 supondría la reducción del margen teórico en la semana más crítica, en los supuestos indicados, hasta un valor 4.310 MW. La probabilidad de un fallo térmico superior a este valor es inferior al 2,6%. La probabilidad conjunta de este fallo de alcanzar la punta de demanda extrema considerada y la indisponibilidad térmica adicional de 2.000 MW es inferior al 0,004%. En estas circunstancias no se estima como significativa la reducción de potencia disponible en el sistema que provocaría el cierre de la CT COMPOSTILLA 2, puesto que la disminución del margen de reserva en 138 MW no afectaría significativamente a la probabilidad de que dicha potencia disponible sea superada por otras indisponibilidades de generación.

Por tanto, desde el punto de vista global del sistema, el margen de reserva se estima suficiente para afrontar con garantías la cobertura de la demanda, y la reducción del índice de cobertura que el cierre del mencionado grupo provocaría en el medio plazo se estima como admisible.

En cuanto al horizonte a largo plazo, en el análisis de cobertura de la demanda eléctrica peninsular, en todos los escenarios de crecimiento de demanda, con la hipótesis de la hibernación de 6.000 MW de ciclos combinados, se evalúa un margen suficiente para cubrir la demanda punta prevista más una reserva de operación de 2.000 MW hasta 2018, siendo la probabilidad de cubrir la punta de demanda superior al 98%. Únicamente en la senda superior de crecimiento de la demanda para 2019 se detectaría un valor de índice de cobertura inferior a 1,1, suponiendo condiciones extremas de hidraulicidad, que podría llevar a no cubrir el valor punta de demanda (49.000 MW) con la reserva de operación citada. El cierre de la CT COMPOSTILLA 2 no modificaría esta evaluación a largo plazo.

El OS también realiza un análisis de la seguridad zonal, concluyendo que el cierre de la CT COMPOSTILLA 2 no comprometería la seguridad de suministro de la zona, puesto que se encuentra ubicada en una zona excedentaria en generación.

El Informe concluye, por tanto, que **el cierre de la CT COMPOSTILLA 2, no tendría incidencia significativa en la seguridad del sistema eléctrico español ni en la garantía de suministro eléctrico.**

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA

ÚNICO.- Informar favorablemente en los términos expresados, la propuesta de Resolución de 27 de mayo de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a ENDESA GENERACIÓN, S.A. el

cierre del grupo 2 de la Central Térmica de COMPOSTILLA, en Cubillos del Sil (León).

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas.