CNMC
COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**RESOLUCIÓN DEL CONFLICTO DE GESTIÓN ECONÓMICA Y TÉCNICA DEL SISTEMA INTERPUESTO POR ENDESA GENERACIÓN, S.A., CONTRA EL OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO, EN RELACIÓN CON LA LIQUIDACIÓN DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS CORRESPONDIENTE A LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN DE BESÓS 5 POR LOS DÍAS 23 Y 24 DE SEPTIEMBRE DE 2013, EN LO QUE SE REFIERE AL ARRANQUE DE LA SEGUNDA TURBINA DE GAS (C.G.E.T. 6/2013 [ENER 23/2013).**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC**

**PRESIDENTA**
Dña. María Fernández Pérez

**CONSEJEROS**
D. Eduardo García Matilla
D. Josep María Guinart Solá
Dña. Clotilde de la Higuera González
D. Diego Rodríguez Rodríguez

**Secretario de la Sala**
D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 6 de febrero de 2014

Visto el expediente relativo al conflicto de gestión económica y técnica del sistema eléctrico interpuesto por Endesa Generación, S.A., en relación con la liquidación de restricciones técnicas correspondiente a la unidad de producción de Besós 5 por los días 23 y 24 de septiembre de 2013, en lo que se refiere al arranque de la segunda turbina de gas, la SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA ha acordado aprobar la siguiente Resolución:

## ANTECEDENTES DE HECHO

**PRIMERO.-** ***Planteamiento del conflicto*****.**

Con fecha 21 de octubre de 2013 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) escrito de Endesa Energía, S.A., por el que interpone conflicto de gestión económica y técnica frente al Operador del Sistema en relación con la liquidación de las restricciones técnicas de los días 23 y 24 de septiembre de 2013 en lo que se refiere al arranque de la segunda turbina de gas de la unidad de producción de Besós 5.

En su escrito de planteamiento del conflicto, Endesa Energía expone, esencialmente, los siguientes hechos:

- *"El día 23 de septiembre de 2013, Besós 5 estaba funcionando en modo 1+1, es decir, con una turbina de gas y una de vapor acopladas a la red. A las 19:45 horas, REE* [Red Eléctrica de España] *solicita el acoplamiento de la segunda turbina de gas de la central cuanto antes (modo 2+1), sin especificar el horizonte. REE aplica limitaciones de programa mínimo de 320 MW y redespacha 53,3 MWh en H21 y 170 MWh en H22. La segunda turbina acopla a las 20:29 horas y desacopla a las 22:15 horas."*
- *"Al día siguiente, 24 de septiembre de 2013, se repite la misma situación a mediodía. La central de Besós 5 tenía un programa para la hora 13 de 240 MWh y funcionaba en modo 1+1. A las 10:30, REE eleva el programa de las horas 13 y 14 hasta 320 MW, indicando que el nuevo programa debe ser en modo 2+1, acoplando la segunda turbina de gas. Posteriormente, el requerimiento se amplía a la hora 15."*
- En relación con cada uno de estos días, *"La liquidación que practica REE retribuye el redespacho conforme a la oferta de terciaria presentada, pero omite retribuir el arranque de la segunda turbina según el término de arranque caliente de la oferta de restricciones"*, la cual era de euros.
- *"El día 27 de septiembre de 2013, una vez publicada la liquidación por parte de REE y comprobada la no retribución del término de arranque, Endesa procede a efectuar la reclamación que se adjunta."*
- *"El día 2 de octubre de 2013 REE desestima la reclamación… El argumento utilizado es que sólo liquidan los arranques cuando el redespacho asociado se ha liquidado utilizando la oferta compleja."*

Expuestos estos hechos, Endesa Energía alega, básicamente, lo siguiente:

- Que *"El apartado 5.1 del PO* [Procedimiento de Operación] *3.2 establece que se utilizará la oferta de restricciones en ausencia de oferta terciaria"*, y que *"se está contemplando el caso de que un grupo, por no estar acoplado, pueda no tener oferta de terciaria con la que valorar el redespacho pero en ningún caso está indicando que se limite a liquidar los arranques sólo cuando concurra esta circunstancia".* A este respecto, añade Endesa Energía que *"se establece la obligación de liquidar los arranques incurridos, que es adicional e independiente del modo de liquidación del redespacho de energía, como oportunamente indica la palabra "además", por lo que entendemos que la incompatibilidad aducida por REE no sólo no existe sino que de la redacción de la norma se desprende claramente lo contrario."*

- Que, *"Adicionalmente a la literalidad de la norma, esta práctica de REE tiene consecuencias negativas para el funcionamiento económico del sistema, pues obliga a que la oferta de terciaria que exceda de 320 MW (el mínimo técnico en modo 2+1) deba incorporar los costes de arranque de la segunda turbina, ante la eventualidad de que REE decida imponer ese modo de funcionamiento".*

- Que, como consecuencia de la actuación del Operador del Sistema, Endesa Generación ha dejado de percibir euros, correspondientes al precio de arranque en caliente ofertado para Besós 5 ( euros) considerando que los hechos afectan a dos días (el 23 y el 24 de septiembre).

Endesa Generación solicita a la CNMC que *"tenga por planteado conflicto contra la decisión del Operador del Sistema (REE) anulando la liquidación efectuada por REE y otros actos anejos relacionados con dicha decisión que hubiera podido adoptar REE, y, en consecuencia, proceda a rehacer la liquidación de los días 23 y 24 de septiembre de 2013 y condene a REE a abonar a ENDESA el perjuicio económico causado por los arranques realizados y no abonados"*.

Junto con su escrito de planteamiento de conflicto, Endesa Energía presenta la siguiente documentación:

- La reclamación, de fecha 27 de septiembre de 2013, efectuada por Endesa Energía en relación con la liquidación del día 24 de septiembre de 2013.
- La desestimación, de fecha 2 de octubre de 2013, efectuada por el Operador del Sistema en relación con la reclamación relativa a la liquidación del día 24 de septiembre de 2013.
- Las ofertas de restricciones técnicas presentadas por Endesa Generación para Besós 5 respecto de los días 23 y 24 de septiembre de 2013.

**SEGUNDO.-** ***Comunicaciones de inicio del procedimiento y alegaciones del Operador del Sistema*****.**

Mediante escritos de fecha 18 de noviembre de 2013, notificados el 25 de noviembre, el Director de Energía de la CNMC comunicó a Endesa Generación y al Operador del Sistema el inicio del correspondiente procedimiento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 42.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimientos Administrativo Común. Al Operador del Sistema se le dio traslado del escrito de Endesa Energía, confiriéndole un plazo de diez días hábiles –previsto en el artículo 76.1 de la Ley 30/1992- para formular alegaciones y aportar los documentos que estimara conveniente en relación con el objeto del conflicto.

El 29 de noviembre de 2013 se recibió en el Registro de la CNMC escrito del Operador del Sistema solicitando ampliación del plazo conferido para alegaciones; ampliación que le fue concedida mediante escrito del Director de Energía de fecha 2 de diciembre de 2013.

El 13 de diciembre de 2013 se ha recibido en el Registro de la CNMC escrito del Operador del Sistema, en el que, en relación a los hechos producidos efectúa, en primer término, unas matizaciones:

- Respecto al día 23 de septiembre, si bien el Operador del Sistema solicitó *"a las 19:41"* a Endesa Generación, *"tras identificar una situación de insuficiente reserva de potencia a subir"*, el acoplamiento de la segunda turbina de gas de Besós 5 *"lo antes posible"*, lo cierto –según indica el Operador del Sistema- es que *"ENDESA preguntó las horas en las que se iba a programar a lo que el Operador del Sistema contestó que, si bien estaba prevista de 20 a 22 h., al tener la central un tiempo de acoplamiento más largo, la programación se haría a partir del momento en el que a central acoplara a la red"*, y que *"Finalmente acopló a las 20:29 horas y desacopló a las 22:02 horas".*
- Respecto al día 24 de septiembre, el Operador del Sistema aclara que *"tras identificar una situación de insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema eléctrico peninsular español, dio orden a ENDESA, a las 10:33:52 horas, para que acoplase la segunda turbina de gas de Besós 5, indicándole inicialmente, que debía hacerlo hasta las 14:00 horas"*; no obstante, especifica el Operador del Sistema que *"a las 11:26 horas, se le informó de que se ampliaba la limitación de programa por seguridad hasta las 15:00 horas"*.

Expuestas estas aclaraciones, en su escrito, el Operador del Sistema efectúa, básicamente, las siguientes alegaciones:

- Que, en la regulación aplicable, *"en ningún caso se especifica que la reserva de regulación terciaria ofertada por una central no pueda suponer un cambio en el modo de funcionamiento"*, y que *"La oferta de terciaria es independiente de que haya o no cambio de funcionamiento, al incrementar la potencia"*.

- Que, *"en su apartado 7.1.1* [del Procedimiento de Operación 14.4]*, se establece que la energía de restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta de terciaria tiene un derecho de cobro igual a la energía redespachada por su precio de oferta de terciaria"*, y que, en este sentido, *"la energía objeto de reclamación fue redespachada con etiqueta de oferta de terciaria según consta en el correspondiente fichero rp48prec publicado por eSios donde se indica el valor del precio de la oferta de terciaria utilizada"*.

- Que *"el P.O. 3.2, sobre "Resolución de Restricciones Técnicas", aprobado mediante Resolución de 1 de agosto de 2013 y publicado en el BOE con fecha 9 de agosto de 2013, establece en su apartado 5.1 que los incrementos de los programas de generación (redespachos) serán aplicados utilizando la oferta de regulación terciaria y, en caso de que ésta no existiese o fuese insuficiente, se completará con la oferta de restricciones técnicas"*.

- Que, *"En el caso que nos ocupa, al existir una oferta de regulación terciaria para la central de Besós 5 que cubría completamente los incrementos de programa necesarios por seguridad en tiempo real, dicha energía fue programada conforme a la oferta de regulación terciaria presentada por el sujeto para dicha unidad"*.

- Que, *"La retribución de arranque de la segunda turbina de gas por seguridad en tiempo real sería aplicable, únicamente, cuando se utiliza la oferta de restricciones técnicas para la programación de los incrementos de programa por seguridad en tiempo real por no existir, o ser insuficiente, la oferta de regulación terciaria presentada para la correspondiente unidad, como así continúa señalando el apartado 5.1 del P.O. 3.2 vigente"*.

- Que *"RED ELÉCTRICA se limita a aplicar estrictamente los Procedimientos de Operación"*, y que *"La aplicación del apartado 7.1.2 [*del Procedimiento de Operación 14.4] *sobre "Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PBF", para la liquidación de los incrementos de energía a subir por restricciones en tiempo real con oferta de restricciones, hubiera sido de aplicación en el caso de no haberse podido disponer de oferta de regulación terciaria para la UP BES5, o bien habiéndose dispuesto de dicha oferta, ésta hubiera sido de un volumen inferior al redespacho de energía generado por la limitación de programa aplicada por seguridad del sistema sobre dicha UP BES5".*

El Operador del Sistema solicita a la CNMC lo siguiente: *"dicte resolución por la que desestime el conflicto de gestión económica y técnica del sistema eléctrico (ENER 23/2013/AJ) planteado por ENDESA GENERACIÓN, S.A. conforme a lo alegado, y declare:*

1. *Que la actuación del Operador del Sistema ha sido plenamente ajustada a Derecho.*
2. *Que no procede anular las liquidaciones ya practicadas ni, en consecuencia, realizar las correspondientes reliquidaciones de los días 23 y 24 de septiembre de 2013.*
3. *Que, como consecuencia de lo anterior, el Operador del Sistema no está obligado a abonar a ENDESA GENERACIÓN, S.A. la cantidad de euros."*

**TERCERO.- *Trámite de audiencia*.**

Instruido el procedimiento, mediante escritos de fecha de 19 de diciembre de 2013, se puso el procedimiento de manifiesto a los interesados, confiriéndoles plazo de diez días hábiles para formular alegaciones. Dichos escritos fueron recibidos tanto por el Operador del Sistema como por Endesa Energía, el 19 de diciembre de 2013.

No se han recibido alegaciones de los interesados en el trámite de audiencia.

## FUNDAMENTOS DE DERECHO

## FUNDAMENTOS JURÍDICO-PROCESALES.

**PRIMERO.- Existencia de conflicto de gestión económica y técnica del sistema.**

Endesa Generación, empresa generadora de energía eléctrica, interpone conflicto frente al Operador del Sistema. El motivo del conflicto es la liquidación que le ha girado el Operador del Sistema, a favor de dicha empresa generadora, por la energía producida los días 23 y 24 de septiembre de 2013 en la resolución de restricciones técnicas en tiempo real por parte de la unidad de producción de Besós 5, ciclo combinado de titularidad de Endesa Generación, con configuración 2x1 (dos turbinas de gas y una de vapor). En concreto, Endesa Generación considera que la liquidación efectuada en su favor por el Operador del Sistema debería incluir, adicionalmente, la retribución correspondiente al arranque de la segunda turbina de gas.

Se trata, por tanto, de una actuación de Red Eléctrica de España, S.A., efectuada en la condición de Operador del Sistema, y relacionada con la gestión económica y técnica del sistema. En efecto, el artículo 34 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, vigente al tiempo de los hechos, atribuye al Operador del Sistema la función de resolver las restricciones técnicas[1] y la función de liquidar los pagos y cobros derivados de los "servicios de ajuste del sistema" [2] (consideración que tiene, entre otros servicios, la resolución de las restricciones técnicas[3]). Las mismas funciones persisten, como funciones propias del Operador del Sistema, en el texto de la vigente Ley 24/32013, de 26 de diciembre [4].

---

[1] Art. 34.2.k): *"Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación de las ofertas comunicadas por el operador del mercado, con la información recibida de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física, teniendo en consideración las excepciones que al régimen de ofertas se puedan derivar de la aplicación de lo previsto en el artículo 25 y resolviendo las posibles restricciones técnicas del sistema utilizando criterios de mercado."*

[2] Art. 34.2.m): *"La liquidación y comunicación de los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro incluyendo entre ellos los servicios de ajuste del sistema y la disponibilidad de unidades de producción en cada periodo de programación."*

[3] Art. 2, párrafo segundo, del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza el mercado de producción de energía eléctrica: *"El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiendo por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos."*

[4] Artículo 30.2, letras k) y m).

Concurre, por tanto, un conflicto que versa sobre la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

**SEGUNDO.- Competencia de la CNMC para resolver el conflicto.**

La presente Resolución se dicta en ejercicio de la función de resolución de conflictos planteados acerca de la gestión económica y técnica del sistema y del transporte, que, en relación con el sector eléctrico y del gas natural, se atribuye a la CNMC en el artículo 12.1.b).2º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Dentro de la CNMC, corresponde a su Consejo aprobar esta Resolución, en aplicación de lo dispuesto por el artículo 14 de la citada Ley 3/2013, que dispone que *"El Consejo es el órgano colegiado de decisión en relación con las funciones… de resolución de conflictos atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de las delegaciones que pueda acordar"*. En particular, esta competencia recae en la Sala de Supervisión Regulatoria, de conformidad con el artículo 21.2.b) de la citada Ley 3/2013.

**TERCERO.- Procedimiento aplicable.**

El artículo 12.2 de la Ley 3/2013 dispone lo siguiente:

> *"En la resolución de los conflictos a que hace referencia el apartado anterior, la Comisión resolverá acerca de cualquier denuncia y adoptará, a petición de cualquiera de las partes, una resolución para resolver el litigio lo antes posible y, en todo caso, en un plazo de tres meses desde la recepción de toda la información.*
>
> *La resolución que dicte la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en los casos previstos en el apartado anterior será vinculante para las partes sin perjuicio de los recursos que procedan de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36 de esta Ley."*

El artículo 30.3 de la nueva Ley 24/203, del Sector Eléctrico, contempla también un plazo de tres meses para la resolución del procedimiento: *"Contra las actuaciones del operador del sistema podrán presentarse conflictos ante el organismo responsable de la resolución de las mismas, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la solicitud. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto."*

En lo demás, los restantes aspectos relativos al procedimiento se regirán por lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las

Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, conforme a lo indicado en el artículo 2.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

## FUNDAMENTOS JURÍDICO-MATERIALES.

### PRIMERO.- SOBRE LA CUESTIÓN OBJETO DE LA DISCREPANCIA.

Los días 23 y 24 de septiembre de 2013 la unidad de producción de Besós 5 estaba funcionando en modo 1+1 (estando acoplada a la red una turbina de gas y la turbina de vapor). Identificada una situación de insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema eléctrico peninsular español, el Operador del Sistema requirió a Endesa Generación para que acoplara la segunda turbina de gas de la citada unidad y estableció, sobre la misma, una limitación de programa mínimo por seguridad en tiempo real, en relación con determinados períodos horarios.

Ulteriormente, el Operador del Sistema practica las correspondientes liquidaciones, retribuyendo los re-despachos de la energía producida.

Endesa Generación no cuestiona esta retribución liquidada en relación con el re-despacho de la energía, pero sí cuestiona que la liquidación no incluya una retribución específica correspondiente al arranque de la segunda turbina de gas, arranque que fue requerido por parte del Operador del Sistema. En concreto, considera que, conforme a la oferta de restricciones técnicas presentada por esta empresa generadora para Besós 5, el Operador del Sistema debería haberle retribuido, adicionalmente, con el precio de arranque que fue ofertado cada uno de estos días: La oferta tenía un precio de arranque de euros, por cada uno de los dos días; que hacen el global de euros, en los que Endesa Generación cuantifica su reclamación.

Por motivo de esta discrepancia, Endesa Generación efectúa el día 27 de septiembre reclamación al Operador del Sistema, que éste desestima el día 2 de octubre; interponiendo de forma consecutiva Endesa Generación el presente conflicto el día 21 de octubre.

### SEGUNDO.- SOBRE EL REQUERIMIENTO CONSISTENTE EN ACOPLAR LA SEGUNDA TURBINA DE GAS.

El Operador del Sistema requirió los días 23 y 24 de septiembre de 2013 a Endesa Generación para que acoplara la segunda turbina de gas de la unidad de producción de Besós 5 y para que aplicara un programa mínimo de 320 MW [5]. Este requerimiento se efectúa por seguridad *en tiempo real*; pues la restricción técnica que lo motiva se identifica, no a la vista de los resultados del

[5] Si bien, en el día 23 de septiembre de 2013, el programa mínimo requerido es, inicialmente, de 350 MW, éste se corrige antes de llevarse a efecto, aplicando uno de 320 MW.

mercado diario o intradiario, sino durante la operación del sistema en tiempo real.

Endesa Generación alega, en su escrito de planteamiento de conflicto, que la potencia (320 MW) fijada por el Operador del Sistema en su limitación de programa mínimo se podría haber satisfecho por la unidad de Besós 5 en el modo de funcionamiento 1+1, sin necesidad de requerir el acoplamiento de la segunda turbina de gas.

Ha de señalarse, sin embargo, que la concreta incidencia detectada por el Operador del Sistema, y que da lugar a la limitación establecida por seguridad en tiempo real, es la de insuficiente *reserva* de potencia a subir, incidencia que justifica el incremento de *"la variación máxima de potencia a subir"*, que es lo que permite el acoplamiento de la segunda turbina. En efecto, la actuación del Operador del Sistema, ante la situación detectada, consiste, de forma prioritaria, en requerir el acoplamiento de la segunda turbina de gas, decisión que acompaña, de forma inmediatamente consecutiva (caso del día 23 de septiembre), o de forma simultánea (caso del día 24 de septiembre), con una limitación de programa mínimo (la cual deriva, en realidad, de ese requerimiento de acoplamiento de la segunda turbina, pues la limitación de programa mínimo consiste, precisamente, en aplicar el mínimo técnico de funcionamiento correspondiente a ese nuevo modo 2+1).

Así, específicamente, la insuficiencia de *reserva* de potencia a subir se corrige incrementando la *disponibilidad* de potencia (lo que se produce con el acoplamiento de la segunda turbina de gas, que permite contar con una *reserva* de potencia mayor, disponible a modo de regulación terciaria [6]). Ahora bien, adicionalmente al incremento de esta disponibilidad de potencia, es cierto que se produce un incremento de producción, derivado de la limitación de programa mínimo establecida por el Operador del Sistema (incremento de producción que genera el correspondiente re-despacho de energía), pero, como se ha señalado, ello no es sino consecuencia de la necesidad de respetar el mínimo técnico correspondiente al nuevo modo de funcionamiento (320 MW).

En definitiva, no se trata tanto de alcanzar una producción de 320 MW, sino de incrementar la disponibilidad de potencia (hasta los 859 MW, la plena carga de Besós 5, que, de este modo, pasa a integrar la reserva de potencia del

[6] Apartado 3.2 del Procedimiento de Operación 7.3 (*"Regulación terciaria"*), aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE 28 mayo 2009): *"Reserva de regulación terciaria.–A los efectos de la prestación del servicio, se define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas."*

sistema); pero este hecho, que se produce con el acoplamiento de la segunda turbina, necesariamente obliga a alcanzar una producción de 320 MW.

Esta actuación del Operador del Sistema se efectúa en el marco de lo establecido en el artículo 12.1, párrafo segundo, del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica:

> *"A los efectos de este real decreto, se entenderá por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas."*

En este marco, el Procedimiento de Operación 3.2 ("Resolución de restricciones técnicas"), aprobado por Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE 9 agosto 2013), contempla unos medios de resolución de las restricciones, consistentes en los incrementos o reducciones de la energía programada y, específicamente, para la solución de situaciones de insuficiente reserva de potencia a subir, contempla la aplicación de limitaciones de programa mínimo, así como el acoplamiento de grupos adicionales.

Cuestión diferente es si el acoplamiento de la segunda turbina de gas de Besós 5, requerido, conforme a lo dicho, por el Operador del Sistema ante una situación de insuficiente reserva de potencia a subir, debe, o no, ser retribuido específicamente, en los términos indicados por Endesa Generación:

## TERCERO.- SOBRE LA RETRIBUCIÓN DEL ARRANQUE DE LA SEGUNDA TURBINA DE GAS.

### Tercero.1.- Planteamiento de la cuestión interpretativa.

Endesa Generación considera que el arranque de la segunda turbina de gas de Besós 5 requerido por el Operador del Sistema debe ser retribuido conforme al término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que presentó para el día 23 y también para el día 24 de septiembre de 2013 ( euros).

Se ampara, para ello, en el tenor de lo establecido en el apartado 5 ("Resolución de restricciones técnicas en tiempo real") del mencionado Procedimiento de Operación 3.2 ("Resolución de restricciones técnicas"). En este apartado 5 se prevé lo siguiente:

> *"(…)*

*Para la resolución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el OS adoptará la resolución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que en ese momento estén disponibles.*

*En el caso de que la asignación de ofertas de regulación terciaria para la resolución de la restricción resulte insuficiente, esta asignación se completará con la asignación de incrementos y de reducciones de programas conforme a la asignación de las ofertas y/o de los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, y en su caso, de la oferta de restricciones actualizadas, procediéndose a realizar la asignación de esta modificación de programas entre el conjunto de unidades que resuelven la restricción, según el orden de precio de las ofertas presentadas, aplicándose la regla prorrata en caso de igualdad de precio de oferta. En este proceso de asignación de las ofertas de restricciones presentadas, la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario final nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte horario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.*

*En los casos en que la asignación de incrementos de programa requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.*

*(…)"*

Con fundamento en el último párrafo del texto trascrito, Endesa Generación considera que el arranque de la segunda turbina de gas, requerido por el Operador del Sistema, debe ser retribuido conforme al término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones (  euros).

Por su parte, el Operador del Sistema, con fundamento en el párrafo inmediatamente precedente a aquél en que se ampara Endesa Generación (en particular, teniendo en cuenta el inciso *"En el caso de que la asignación de ofertas de regulación terciaria para la resolución de la restricción resulte insuficiente"*) considera que el arranque de la segunda turbina de gas no debe ser retribuido específicamente (al haber resultado suficiente la asignación de ofertas de regulación terciaria para cubrir la energía re-despachada y no ser necesario acudir a la oferta de restricciones), sin perjuicio de retribuir ese re-despacho de energía (la variación al alza en la energía producida –respecto a la programada inicialmente- como consecuencia de la aplicación de la

limitación de programa mínimo derivada del requerimiento de arranque de la segunda turbina).

Así, pues, la cuestión planteada consiste, en definitiva, en determinar si el supuesto de hecho al que obedece la consecuencia prevista en el párrafo de referencia (*considerar el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada)* alcanza a todos aquellos casos en que se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje (que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas) o está establecido para aquellos casos en que -por insuficiencia de la oferta de regulación terciaria- resulte aplicable la oferta de restricciones (que es la que incluye un precio para el caso de arranque de la turbina).

**Tercero.2.- Sobre la oferta de restricciones técnicas y la oferta de regulación terciaria.**

El Procedimiento de Operación 3.2 (*"Resolución de restricciones técnicas"*) regula, en su apartado 3.3, las *"Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas"*. Esas ofertas se emplearán, conforme a lo establecido en su apartado 3.4, en el *"Proceso de resolución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento"*, que es el programa establecido a partir de la casación del mercado diario y de la información sobre los contratos bilaterales con entrega física.

Ahora bien, para la resolución de restricciones técnicas *en tiempo real*, lo que impone el apartado 5 (*"Resolución de restricciones técnicas en tiempo real"*) de este Procedimiento de Operación 3.2 es considerar las ofertas de regulación terciaria (regulación que tiene por objeto *"la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada"*, la cual, a su vez, persigue anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio y mantener la frecuencia del sistema en su valor de referencia).

Pues bien, esta oferta de regulación terciaria está regulada en un procedimiento de operación diferente, el P.O. 7.3 (que también, con anterioridad, se ha mencionado ya).

**Tercero.3.- Resolución de la cuestión interpretativa.**

Esta Comisión coincide con la interpretación efectuada por el Operador del Sistema:

El párrafo en el que Endesa Generación ampara sus pretensiones está previsto para el caso en que resulte de aplicación la oferta de restricciones, la cual puede ser compleja. Pero si dicha oferta no resulta de aplicación (y es una cuestión pacífica entre las dos partes en conflicto que la oferta de restricciones

no resultó de aplicación en el presente caso, por haber suficiencia de la oferta de terciaria[7]), el párrafo de referencia no es aplicable.

Esta conclusión (esto es, que el párrafo relativo a la retribución específica del arranque de una turbina de gas sólo es aplicable en el caso de que se aplique la oferta de restricciones) se puede comprender a la vista de la regulación específica que se hace de las ofertas de restricciones técnicas y de las ofertas de regulación terciaria.

De hecho, el propio P.O. 3.2 contiene las reglas expuestas (los párrafos sobre cuya interpretación versa la discrepancia) en su apartado 3.3.3 (*"Características de las ofertas"*), ubicado en el apartado 3.3 (*"Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas"*), así como en su apartado 3.4.1.1.5.2 (*"Selección y aplicación de los medios de resolución"*), ubicado en su apartado 3.4 (*"Proceso de resolución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF)"*), evidenciando que la regla relativa a la retribución del arranque de la turbina de gas es aplicable al caso en que rija una oferta de restricciones.

En efecto, el apartado 3.3.3 del P.O. 3.2 establece lo siguiente:

> *"Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el sujeto titular de la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar afecta, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.*
> *(…)*
> *Las unidades de venta de energía correspondientes a centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:*
> *Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.*
> *Ingresos por unidad de energía producida.*
> *Ingresos por arranque en frío.*
> *Ingresos por arranque en caliente.*
> *En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas podrán ser tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que*

[7] Tal y como indica Endesa Generación en el escrito de planteamiento del conflicto, como consecuencia de la limitación impuesta, en el día 23 de septiembre se re-despacharon **53,3 MW** en la H 21 y **170 MW** en la H 22, mientras que en el día 24 de septiembre se re-despacharon **80 MW** en la H 13, **80 MW** en la H 14 y **66 MW** en la H 15. La oferta de regulación terciaria presentada por Endesa Generación para esos períodos horarios era superior: 190 MW para la H 21 del día 23 y 200 MW para la H 22 del día 23; 110 MW para la H 13 del día 24, 110 MW para la H 14 del día 24 y 104 MW para la H 15 del día 24.

*constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.*
*Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas podrá ser tenido en cuenta en los casos en los que el programa de la unidad corresponda al modo de funcionamiento de una turbina de gas y una turbina de vapor y, por requerimientos de la seguridad del sistema, se requiera a dicho grupo de ciclo combinado multieje, en los procesos de solución de restricciones técnicas, el arranque de una turbina de gas adicional.*
*(…)"*

Por su parte, en el apartado 3.4.1.1.5.2 se vuelven a expresar las mismas reglas:

*"Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF: En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida y de eficacia equivalente, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquélla que represente un menor coste. A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la resolución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquélla que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF.*
*Los incrementos de programa para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía, dando lugar a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.*
*Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la resolución de las restricciones técnicas serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones.*
*En el caso de ciclos combinados multieje, cuando los incrementos de programa respecto al PDBF requieran un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada."*

En cambio, cuando el P.O. 7.3 ("Regulación terciaria") regula, en su apartado 7, las ofertas de regulación terciaria, nada señala sobre la retribución del arranque de una turbina de gas en los ciclos multi-eje, previendo que *"Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo deberán ofertar, para cada período de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh"*.

Con ello, el párrafo sobre esta retribución del arranque de una turbina de gas ubicado en el apartado 5 (que reproduce lo señalado en los párrafos previos a propósito de la oferta de restricciones técnicas) debe interpretarse en el mismo sentido; esto es, que el mismo <u>es aplicable en el caso en que rija la oferta de restricciones (que es la que recoge un precio para el caso de arranque de la turbina); oferta de restricciones a la que el citado apartado 5 sólo se remite para el supuesto de insuficiencia de oferta de regulación terciaria</u>.

Esta interpretación también es coherente con la regulación del Procedimiento de Operación 14.4 (*"Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema"*), aprobado por Resolución de 24 de julio de 2012 del Secretario de Estado de Energía (BOE 10 agosto 2012). Este P.O., en su apartado 7.1.1, regula los derechos de cobro derivados de las restricciones técnicas en tiempo real a subir cuando resultan cubiertas con la oferta de regulación terciaria; prevé que el derecho de cobro que se genera se calcula como el producto entre la energía re-despachada y el precio de la oferta de regulación terciaria; no recoge mención alguna a la retribución de arranque de una turbina de gas:

> *"Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta de terciaria. La asignación de energía a subir por restricciones en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a un derecho de cobro a la unidad u por cada bloque de energía b que se calcula según la fórmula siguiente:*
>
> *DCERTRTu,b = ERTRTSu,b × POTERSu,b*
> *donde:*
>
> *ERTRTSu,b = Energía a subir del bloque b de la oferta de terciaria a subir de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.*
> *POTERSu,b = Precio ofertado para terciaria a subir para el bloque de energía b."*

Vistos los preceptos legales y reglamentarios citados, la Sala de Supervisión Regulatoria

## RESUELVE

**ÚNICO.-** Desestimar la solicitud de resolución del conflicto de gestión económica y técnica del sistema interpuesto por Endesa Generación, S.A., frente al Operador del Sistema eléctrico, en lo que se refiere a la retribución del arranque de la segunda turbina de la unidad de producción de Besós 5, requerida por seguridad en tiempo real los días 23 y 24 de septiembre de 2013.

Comuníquese esta Resolución al Director de Energía y notifíquese a los interesados.

La presente Resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio.