



**INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO DE LOS
COSTES DE LAS INSTALACIONES DE
GENERACIÓN EN LOS TERRITORIOS NO
PENINSULARES DE ENDESA, S.A., ASÍ COMO
EL DÉFICIT DE RETRIBUCIÓN RESULTANTE
PENDIENTE DE LIQUIDAR,
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2011.**

9 de octubre de 2014

INF/DE/0042/14

www.cnmc.es

Índice

1. Objeto y antecedentes.	3
2. Normativa aplicable.....	7
3. Consideraciones sobre los costes de generación.	8
3.1 Costes de generación calculados por el OS.	8
3.2 Coste de garantía de potencia de instalaciones de generación en régimen ordinario pendientes de ser inscritas o de reconocimiento de parámetros.	9
3.3 Coste de los grupos de generación en régimen de alquiler.	10
3.4 Coste por déficit neto de derechos de emisión.	10
3.5 Costes de naturaleza recurrente.....	11
3.6 Costes debidos a mezclas de combustibles.	12
3.7 Costes debidos a peajes de generación.	13
3.8 Costes totales de generación en los SENP para el cierre 2011.....	14
4. Consideraciones sobre los ingresos a cuenta.....	14
4.1 Ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular.....	14
4.2 Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular.	15
4.3 Ingresos en concepto de cobro de la liquidación 14/2011 y 13/2012.....	15
5. Compensación definitiva.	17
ANEXO I. Determinación de los costes de generación reconocidos.	18
ANEXO II. Acta de inspección levantada a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. por las liquidaciones a los generadores en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en 2011... CONFIDENCIAL	21
ANEXO III. Actas de inspección levantadas a GESA, UNELCO y ENDESA por las liquidaciones a los generadores en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en 2011 .. CONFIDENCIAL	1

INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO DE LOS COSTES DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE ENDESA, S.A., ASÍ COMO EL DÉFICIT DE RETRIBUCIÓN RESULTANTE PENDIENTE DE LIQUIDAR, CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2011.

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 9 de octubre de 2014, ha aprobado el presente informe sobre el reconocimiento de los costes de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de ENDESA, S.A., así como el déficit de retribución resultante pendiente de liquidar, correspondientes al ejercicio 2011.

1. Objeto y antecedentes.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 18.4 del Real Decreto 1747/2003¹, de 19 de diciembre (RD 1747), este documento tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (MINETUR) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 25 de abril de 2014, por el que se solicita a esta Comisión la emisión de informe en relación con el reconocimiento de los costes de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de ENDESA, S.A. (ENDESA), así como el déficit de retribución resultante pendiente de liquidar, correspondientes al ejercicio 2011, así como, en su caso, la formulación de una propuesta al respecto.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) —al igual que la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre— dispuso que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollaran en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, hoy denominados Sistemas Eléctricos de los territorios No Peninsulares (SENP), podrían ser objeto de una reglamentación singular, debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial, su reducido tamaño y su carácter aislado.

Dicha reglamentación se diferencia de la peninsular fundamentalmente en lo referente a la actividad de producción, para la que se establece un régimen

¹ «**Artículo 18.** Sistema y procedimiento de liquidaciones.

[...]

4. Las liquidaciones definitivas de la generación en régimen ordinario y del régimen especial, reguladas en los apartados 2 y 3, se harán por años naturales. Para ello los interesados deberán solicitarlo por separado a la Dirección General de Política Energética y Minas, indicando la cuantía que se demanda debidamente acreditada.

La Dirección General de Política Energética y Minas anualmente, previo informe e inspección de la Comisión Nacional de Energía, procederá a aprobar la cuantía definitiva que determine.

Mensualmente la Comisión Nacional de Energía hará las liquidaciones provisionales que correspondan.»

económico regulado de costes reconocidos y el reparto de éstos entre todos los consumidores eléctricos. Así, se establece un sistema de liquidación-compensación del *extracoste* de generación reconocido a las instalaciones de producción en *régimen ordinario* en los SENP, dado que la liquidación del despacho de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción peninsular, no cubriría dicho coste.

En particular, el artículo 12.2 de la LSE disponía que la actividad de producción de energía eléctrica, cuando se desarrollara en territorios insulares y extrapeninsulares, pudiera estar excluida del sistema de ofertas, y que el Gobierno pudiera determinar un concepto retributivo adicional que tendría en consideración todos los costes específicos de estos sistemas:

« [...] Estos costes específicos deberán incluir, entre otros, los de combustibles, operación y mantenimiento, inversión y los de la necesaria reserva de capacidad de generación, que son especialmente singulares en estos territorios. [...] »

Asimismo el apartado 3 del mismo artículo 12 preveía que:

«3. Los costes derivados de las actividades de suministro de energía eléctrica cuando se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares y no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, se integrarán en el conjunto del sistema [...]. »

Los principios recogidos en la LSE —garantizar en los SENP el suministro eléctrico y su calidad, al menor coste posible, tratando de minimizar sus singularidades— fueron objeto de desarrollo principalmente por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (RD 1747/2003), y sendas órdenes ministeriales que detallan el cálculo y la forma de retribución de los costes de generación variables y fijos, respectivamente: la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, respectivamente.

Esta normativa de desarrollo es de aplicación a las instalaciones encuadradas por la LSE dentro del llamado *régimen ordinario*, según lo dispuesto en el Capítulo I, Título IV (Producción de energía eléctrica), por oposición al entonces denominado *régimen especial*, según lo dispuesto en el Capítulo II del mismo Título². Las instalaciones de producción en régimen ordinario ubicadas en los SENP tienen por titular sociedades integradas en el Grupo Endesa (con la sola excepción de

² En el marco regulatorio de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la retribución de las instalaciones de producción en régimen especial en los SENP en nada difería de la aplicable a las instalaciones análogas ubicadas en la Península; no eran, pues objeto de compensación extrapeninsular.

COTESA³). Se trata de centrales térmicas convencionales a partir de combustibles fósiles, en su mayoría hidrocarburos, salvo por una planta de carbón de importación sita en la bahía de Alcudia, en Mallorca.

El RD 1747/2003 determina el mecanismo de liquidación del coste de generación a las instalaciones de producción en régimen ordinario en los SENP, estableciéndose como la suma de los siguientes elementos:

- a) La liquidación a precio medio peninsular (PMP) de la energía en el despacho económico de cada SENP, a realizar por el operador del sistema (OS)⁴.
- b) La liquidación-compensación del extracoste de producción, a realizar por la Comisión⁵.

Adicionalmente, con periodicidad anual y a solicitud del interesado, previo informe e inspección de la CNMC, la DGPEM aprueba la cuantía definitiva de los costes de producción.

De acuerdo con el artículo 18.2 del RD 1747/2003, los artículos 16 y 17 de la Orden ITC/913/2006 y la Regla 14.2 del sistema de liquidaciones, aprobada mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 22 de mayo de 2009, el OS proporciona mensualmente a la CNMC para cada instalación de producción la información sobre las liquidaciones provisionales y definitivas correspondientes al coste de generación y al importe de la energía generada valorada al precio de mercado peninsular.

En los artículos 10 y 16.3 de la citada Orden ITC 913/2006, y en la Regla 10 del sistema de liquidaciones se establece el calendario de liquidación en los SENP, estando previsto el cierre mensual de las liquidaciones del OS una vez se disponga de los parámetros de los grupos de generación y el cierre definitivo de las medidas de energía, necesarios para el cálculo de los costes reconocidos. Para ello se determinan las liquidaciones provisionales y definitivas con detalle horario de cada mes, lo que resulta, siendo 'm' el mes de producción, en liquidaciones provisionales en los meses 'm+1' y 'm+3', así como una liquidación definitiva en el mes 'm+10'.

³ El único grupo generador en régimen ordinario no integrado en el Grupo Endesa es, a partir de junio de 2011, la cogeneración de 37 MW de la refinería de CEPSA en Tenerife (COTESA), que al cumplir sus primeros 15 años de operación, pasó del régimen especial al ordinario.

Con fecha 19 de marzo de 2014, tuvo salida del registro general de la CNMC respuesta a la solicitud de informe de la DGPEM sobre reconocimiento de costes de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares a COGENERACIÓN DE TENERIFE, S.A.U.

⁴ Conforme al artículo 11 del repetido RD 1747/2003, los distribuidores, los comercializadores y los consumidores que participen en el despacho económico adquirirán la energía al precio medio final resultante para cada uno de estos segmentos en el mercado de producción en la Península.

⁵ De acuerdo con lo estipulado en el artículo 18.2 del RD 1747/2003, la extinta CNE realizaba, hasta el ejercicio 2011, esta liquidación-compensación provisionalmente con carácter mensual, abonando su importe a los generadores en régimen ordinario en concepto de cuota con destino específico "*compensación insular y extrapeninsular*", conforme a lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Con fecha 21 de diciembre de 2011 el Consejo de la extinta CNE acuerda inspeccionar a Red Eléctrica de España (REE), en su calidad de OS, por la liquidación a los generadores en régimen ordinario en los SENP. Con fecha 8 de octubre de 2012 se emite orden de inspección a REE que tiene como objeto:

- Inspeccionar conforme al artículo 18.4 del RD 1747/2003 los despachos de los SENP gestionados por REE en los archipiélagos balear y canario, así como en Madrid (desde donde se despachan los SENP melillense y ceutí), para contrastar y verificar el procedimiento de determinación de las distintas partidas, fijas y variables, que componen los costes de generación en régimen ordinario.
- Comprobar los ingresos liquidados por REE a los generadores en régimen ordinario en los SENP por la venta de su energía a precio horario peninsular.
- Inspeccionar cualesquiera otros elementos que relacionados con el objeto de la visita, se estime necesario examinar.

Como parte integrante de las comprobaciones, con fecha 17 de octubre, 18 de octubre y 29 de octubre de 2012, se procedió a realizar visitas a REE en los centros de control situados en Palma de Mallorca, Gran Canaria y Madrid, respectivamente.

La liquidación que da lugar al cierre del año 2011 para las instalaciones de ENDESA fue enviada a esta Comisión por parte del OS con considerable retraso, el 7 de marzo de 2013, debido a la tardía publicación, en diciembre de 2012, de los costes de combustibles definitivos para el segundo semestre de 2011. No fue hasta el 27 de diciembre de 2013 que tuvo entrada en el registro general del MINETUR la solicitud por ENDESA de la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos en 2011 por sus instalaciones de generación en los SENP; el 25 de abril de 2014, dicha solicitud, junto con la documentación aportada, fue remitida a su vez a la CNMC.

En cumplimiento de lo previsto en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y teniendo en cuenta lo establecido en las disposiciones adicionales primera, segunda y cuarta, y en las disposiciones transitorias tercera y cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, el día 29 de mayo de 2014 se han realizado las actuaciones de inspecciones a UNELCO, GESA y ENDESA GENERACIÓN S.A., por parte de la CNMC.

2. Normativa aplicable.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico⁶.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 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.
- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se determina el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 22 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 1 de diciembre de 2010 de la DGPEM, por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 3 de agosto de 2012 de la DGPEM, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

⁶ Esta Ley queda derogada, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera, por la disposición derogatoria única.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sin perjuicio de lo previsto en la disposición final tercera de la citada Ley. No obstante, lo previsto en los apartados 2 y 3 del art. 38 y 2, 3 y 4 del art. 42, se mantendrá vigente hasta que el art. 33 de la citada Ley sea de aplicación, según establece su disposición transitoria séptima.

- Resolución de 27 de julio de 2011, de la DGPEM, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del primer semestre de 2011, a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios de los combustibles provisionales del segundo semestre de 2011, a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares
- Resolución de 4 de diciembre de 2012, de la DGPEM, por la que se fijan los precios definitivos de los combustibles del segundo semestre de 2011 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupos generador y los precios provisionales de determinados combustibles del año 2012 en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

3. Consideraciones sobre los costes de generación.

3.1 Costes de generación calculados por el OS.

Según la antedicha normativa de aplicación, los costes de generación reconocidos a los generadores en régimen ordinario en los SENP se componen de:

1. Costes de la garantía de potencia: contemplan los costes de inversión y los costes fijos de operación y mantenimiento, que podrán incluir los gastos de naturaleza recurrente (re inversiones parciales).
2. Costes variables: contemplan los costes de combustible, los costes de arranque o alternativamente, los de reserva caliente, los costes variables de operación y mantenimiento, y los costes de banda de regulación.

El cuadro siguiente resume los principales epígrafes de los costes de generación en régimen ordinario de ENDESA en los SENP en el ejercicio 2011, de acuerdo con la información remitida por el OS a la CNMC. El informe de inspección al OS ([Anexo II CONFIDENCIAL](#)) ha concluido la validez del procedimiento de determinación de las distintas partidas, fijas y variables, que componen los costes de generación reconocidos, por lo que se considera que el coste total calculado por el OS, igual a 2.628 M€, corresponde al que resulta de la aplicación de la normativa.

Cuadro 1 Costes de generación en régimen ordinario de ENDESA en los SENP contemplados por el OS, 2011

COSTES DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO SENP EN 2011						
SEIE	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Importe coste variable (euros)	Importe garantía de potencia (euros)	Importe total (euros)	Coste unitario (euros/MWh)
Baleares	GESA	5.398,94	537.337.272,95	243.564.175,24	780.901.448,19	144,64
Canarias	UNELCO	8.202,79	1.435.430.815,93	287.778.734,90	1.723.209.550,83	210,08
Ceuta	ENDESA	202,97	37.135.785,67	25.530.998,62	62.666.784,29	308,74
Melilla	ENDESA	207,94	40.384.533,72	21.115.746,75	61.500.280,47	295,76
Total SENP		14.012,64	2.050.288.408,27	577.989.655,51	2.628.278.063,78	187,56

ENDESA ha declarado que “los costes de generación SEIE en régimen ordinario determinados por el Operador del Sistema” en 2011 son 2.628 M€, coincidente con la cantidad que figura en el cuadro anterior.

Por otro lado, en el escrito que acompaña el oficio de 25 de abril de 2014 que da lugar a este informe, ENDESA solicita la compensación de determinadas partidas adicionales de coste, expuestas a continuación, que no han sido recogidas en los cálculos del OS por precisar la autorización previa de la DGPEM.

3.2 Coste de garantía de potencia de instalaciones de generación en régimen ordinario pendientes de ser inscritas o de reconocimiento de parámetros.

ENDESA solicita el reconocimiento de un total de 32,145 M€ de coste adicional correspondiente al coste fijo por garantía de potencia de instalaciones de generación en régimen ordinario pendientes de ser inscritas con carácter definitivo en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción durante el ejercicio 2011, o que carecían de parámetros autorizados en la fecha de la solicitud, motivo por el que tal coste no ha sido liquidado pese a que han sido despachadas por el OS por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico, según se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro 2 Garantía de potencia de grupos pendientes de inscripción y/o de reconocimiento de parámetros

GARANTÍA DE POTENCIA DE GRUPOS PENDIENTES DE INSCRIPCIÓN Y/O RECONOCIMIENTO DE PARÁMETROS, 2011				
SENP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	----	----	----
CANARIAS	UNELCO	32.144.908,00	32.144.908,00	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		32.144.908,00	32.144.908,00	0,00

3.3 Coste de los grupos de generación en régimen de alquiler.

ENDESA solicita el reconocimiento de 1,95 M€ adicionales en concepto de costes de alquiler y combustibles de grupos de generación en régimen de alquiler que transitoriamente ha sido necesario instalar por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico puestos de manifiesto por el OS, bien para garantizar la cobertura de las puntas de demanda, bien para paliar determinadas deficiencias de la red de transporte.

En los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA ([Anexo III-CONFIDENCIAL](#)), se señala que se solicitaron a estas empresas las autorizaciones de funcionamiento de los grupos, los requerimientos de funcionamiento dados por el OS, los contratos de alquiler de los mismos y el desglose de los combustibles consumidos, lo que ha sido convenientemente aportado. Asimismo, se ha valorado el coste de los combustibles consumidos. El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por este concepto, junto a los solicitados por ENDESA:

Cuadro 3 Costes por alquiler de grupos de generación

COSTES DEL ALQUILER DE GRUPOS DE GENERACIÓN				
SENP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	1.946.594,00	1.948.368,00	1.774,00
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		1.946.594,00	1.948.368,00	1.774,00

3.4 Coste por déficit neto de derechos de emisión.

ENDESA solicita el reconocimiento de 59,78 M€ adicionales en concepto de déficit neto de derechos de emisión de CO₂, aplicando un precio de 13,02 €/tCO₂ a sus emisiones por encima de los derechos gratuitos.

De acuerdo con el artículo 7.7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, los costes de combustible se revisarán en relación con el coste o ingreso neto que resulte al final de cada año como consecuencia de las desviaciones que se produzcan entre los derechos de emisión asignados gratuitamente y los necesitados realmente por los grupos como consecuencia de la explotación real.

Se considera que el precio aplicable a las emisiones en 2011 es igual a 12,92 €/tCO₂, lo que es la media aritmética de los precios de cierre diarios de cotización en Bluenext (BNS 08-12). Este valor tiene en cuenta el precio de cierre del último día de negociación en el caso de aquellos días en que no había cotización (según lo dispuesto en artículo 5 de la Orden ITC/1721/2009, de 26 de junio, por la que se regula, para el año 2007, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos

de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente). En el cuadro siguiente se reflejan los importes propuestos por este concepto, junto a los solicitados por ENDESA:

Cuadro 4 Costes por déficit de derechos de emisión de CO₂

COSTES POR DÉFICIT DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO ₂ , 2011				
SENP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	17.130.782,37	17.259.677,00	128.894,63
CANARIAS	UNELCO	40.399.529,76	40.703.502,00	303.972,24
CEUTA & MELILLA	ENDESA	1.800.774,70	1.814.324,00	13.549,30
TOTAL		59.331.086,83	59.777.503,00	446.416,17

3.5 Costes de naturaleza recurrente.

ENDESA solicita el reconocimiento de 16,19 M€ adicionales en concepto de diferencia entre los costes de naturaleza recurrente auditados y provisionalmente reconocidos en cada sistema. ENDESA solicita el reconocimiento de estos costes no solamente en grupos de carbón, fuel y de ciclo combinado, sino también en otros grupos.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.3 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, los costes provisionales de naturaleza recurrente para cada grupo de carbón, fuel y ciclo combinado serán el 1,5% del valor unitario de la inversión reconocida al grupo, aunque los valores definitivos serán los gastos reales auditados que apruebe la DGPEM. La Orden no precisa si las compensaciones definitivas se han de limitar igualmente a las tecnologías anteriormente mencionadas⁷.

Se solicitó a ENDESA el detalle sobre el modo en el que se habían realizado las imputaciones de estos costes para cada grupo ([Anexo III- CONFIDENCIAL](#)). Con ello se ha comprobado que las cantidades solicitadas como costes de naturaleza recurrente de cada grupo son el resultado de sumar, a las inversiones anuales realizadas en el grupo, un reparto de los costes de inversión incurridos en cada central entre los grupos que la componen. Estas inversiones se activan en la contabilidad y se añaden al valor bruto de inversión de los grupos, comprobándose que son inferiores en Baleares⁸ y Canarias, y coinciden en Ceuta

⁷ La extinta CNE, en sus informes a la compensación definitiva correspondientes a los ejercicios 2001-2005, 2006-2008, 2009 y 2010, consideró la totalidad de los costes de naturaleza recurrente auditados en todas las tecnologías de generación en régimen ordinario en los SENP.

⁸ El valor negativo indicado para Baleares se debe a un desajuste entre el pago a cuenta por este concepto (calculado provisionalmente, como el 1,5% del valor unitario de la inversión reconocida) y el definitivamente comprobado a partir de gastos reales auditados, en coincidencia con la conversión a gas natural de algunos de los grupos de generación correspondientes a centrales de ciclo combinado en Mallorca.

y Melilla, con el importe solicitado por este concepto, tal y como se muestra a continuación:

Cuadro 5 Costes de naturaleza recurrente

COSTES DE NATURALEZA RECURRENTE, 2011				
SENP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	-871.406,00	-870.711,00	695,00
CANARIAS	UNELCO	13.666.181,00	13.667.200,00	1.019,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	3.395.171,00	3.395.171,00	0,00
TOTAL		16.189.946,00	16.191.660,00	1.714,00

3.6 Costes debidos a mezclas de combustibles.

ENDESA solicita el reconocimiento de 11,15 M€ en concepto de costes adicionales por mezclas de combustibles en el funcionamiento y arranque de las instalaciones de generación, dado que el OS únicamente ha determinado el coste variable asumiendo la utilización del combustible principal atribuido a cada grupo. Dicha solicitud refleja tales costes adicionales sólo en Baleares.

De acuerdo con el artículo 6.1.a) de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, el coste de combustible se calculará horariamente para cada grupo de generación a partir de su curva de consumo específico estándar (definida mediante sucesivos puntos de funcionamiento expresados en termias/kWh) y del precio de la termia de los combustibles utilizados en dicha hora (expresado en €/termia). Los costes de arranque también dependen del precio de los combustibles utilizados.

Sin perjuicio de que el coste de los combustibles de apoyo se deba reconocer en el funcionamiento y en los arranques de las instalaciones de generación, se considera que este coste no debe ser reconocido cuando dichos combustibles son empleados como consecuencia de restricciones ambientales. De acuerdo con la normativa de aplicación —no sólo en los SENP sino también en la Península— en el caso de restricciones ambientales en un grupo de generación, el titular debe declarar al grupo indisponible total o parcialmente, y solo en caso de que resulte imprescindible para la cobertura de la demanda, podrá ser programado por el OS. Sólo en este último supuesto se podría reconocer el coste de la mezcla de combustible y así realizar el despacho económico.

El OS ha justificado el hecho de no incluir en sus liquidaciones los combustibles de apoyo, entre otros, en que *“para el correcto despacho de los grupos, según el criterio de mérito económico contemplado en el RD 1747/2003, es necesario previamente estimar unos porcentajes de mezcla de combustible para el cálculo del coste de generación, que no han sido definidos”*, mediante el correspondiente Procedimiento de Operación.

Con fecha 23 de septiembre de 2010 la CNE aprobó su *Propuesta de procedimiento de operación sobre reconocimiento de la mezcla de combustibles*

en las unidades de producción en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, considerando que al establecer horariamente las fracciones de termias de cada combustible, el despacho económico será más eficiente. Esta modificación todavía no se ha hecho efectiva.

Se han detectado diferencias en el caso del incremento de coste por empleo de mezcla de combustibles tanto en los arranques como en el mix de funcionamiento ([Anexo III- CONFIDENCIAL](#)).

En el cuadro siguiente se reflejan los importes propuestos por este concepto, junto a los solicitados por ENDESA:

Cuadro 6 Costes por mezclas de combustibles

COSTES POR MEZCLA DE COMBUSTIBLES, 2011				
SENP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	11.052.355,00	11.150.933,00	98.578,00
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		11.052.355,00	11.150.933,00	98.578,00

3.7 Costes debidos a peajes de generación.

ENDESA solicita el reconocimiento de 7 M€ en concepto de costes derivados de la aplicación del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre⁹. Aplicando el peaje de acceso de 0,5 €/MWh establecido en el real decreto referido a la producción de la tabla 1, la cifra obtenida es ligeramente superior a la solicitada por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 7 Peajes de generación

PEAJES DE GENERACIÓN, 2011				
SENP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	2.699.468,77	2.698.098,00	-1.370,77
CANARIAS	UNELCO	4.101.394,30	4.101.117,00	-277,30
CEUTA & MELILLA	ENDESA	205.456,70	205.377,00	-79,69
TOTAL		7.006.319,77	7.004.592,00	-1.727,76

⁹ Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

3.8 Costes totales de generación en los SENP para el cierre 2011.

Con base en los datos entregados por la empresa y las inspecciones realizadas tanto a ENDESA como a REE en su calidad de OS, el coste total de generación de los grupos propiedad de ENDESA y sus filiales en los SENP a reconocer alcanza un total de 2.756,5 M€ de acuerdo con los apartados anteriores. Esto conllevaría el reconocimiento de 127,67 M€ de costes adicionales a ENDESA por encima de lo estipulado por el OS (2.628,28 M€), según se resumen en la siguiente tabla.

Cuadro 8 Costes totales de generación

Costes de generación SENP 2011	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Garantía de potencia (C6 + C7)	243,564	287,779	46,647	577,990
Costes variables (C6 + C7)	537,337	1.435,431	77,520	2.050,288
Costes de generación OS (C6 + C7)	780,901	1.723,210	124,167	2.628,278
Garantía de potencia grupos pendientes de inscripción y/o reconocimiento de parámetros	0,000	32,145	0,000	32,145
Costes del alquiler de grupos de generación	1,947	0,000	0,000	1,947
Coste neto por déficit de derechos de emisión	17,131	40,400	1,801	59,331
Costes de naturaleza recurrente	-0,871	13,666	3,395	16,190
Mezclas de combustibles	11,052	0,000	0,000	11,052
Peajes de generación	2,699	4,101	0,205	7,006
Costes adicionales al cálculo OS	31,958	90,312	5,401	127,671
TOTAL costes a reconocer	812,859	1.813,522	129,568	2.755,949

4. Consideraciones sobre los ingresos a cuenta.

4.1 Ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular.

ENDESA declara haber percibido 923,226 M€ por su producción en régimen ordinario en los SENP en concepto de liquidación por venta de energía a precio del mercado peninsular (PMP) a los comercializadores y a los clientes directos en mercado durante el ejercicio 2011.

Conforme a la información remitida a la CNMC por el OS, el importe final de este concepto según la liquidación definitiva (C6 + C7) resulta ser de 926,516 M€. Por tanto, la diferencia entre la cantidad declarada por ENDESA y la considerada es de 3,29 M€, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 9 Ingresos por ventas de energía al PMP

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA AL PMP, 2011				
	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	359,247	538,137	25,842	923,226
CNMC	360,617	540,048	25,851	926,516
CNMC - ENDESA	1,370	1,911	0,009	3,290

4.2 Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular.

ENDESA declara haber percibido 887,92 M€ en concepto de cuota con destino específico *compensación insular y extrapeninsular* por su producción en el ejercicio 2011. Se ha ingresado a ENDESA de acuerdo con las “cuotas extrapeninsulares” recaudadas un total de 888,29 M€, según se detalla en el siguiente cuadro¹⁰:

Cuadro 10 Recaudación por cuotas de extrapeninsularidad

RECAUDACIÓN POR CUOTAS POR EXTRAPENINSULARIDAD, 2011				
	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	213,021	618,437	56,460	887,918
CNMC	213,112	618,694	56,481	888,287
Ingresos de liquidaciones ordinarias	203,372	590,084	50,800	844,256
Ingresos de reliquidaciones	9,740	28,610	5,681	44,030
CNMC - ENDESA	0,091	0,257	0,021	0,369

4.3 Ingresos en concepto de cobro de la liquidación 14/2011 y 13/2012.

En la liquidación nº 14/2011, la extinta CNE incluyó un total de 414,30 M€ para los grupos de generación de Endesa en concepto de compensación extrapeninsular en 2011.

¹⁰ Cabe señalar que, hasta el 31 de diciembre de 2011, las órdenes de tarifas incluían la *cuota de extrapeninsulares* (la última en hacerlo fue la Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo), que fue suprimida por el artículo 5.1 de la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, aplicable a partir de 1 de enero de 2012. De esta manera, la cuenta gestionada por la extinta CNE en que los distribuidores y comercializadores ingresaban mensualmente la cuota de extrapeninsulares (financiación con cargo a cuotas del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre), a partir de 2012 ha registrado mensualmente movimientos consignados como re-liquidaciones correspondientes a ajustes correspondientes a 2011.

Cuadro 11 Ingresos por liquidación 14/2011

LIQUIDACIÓN Nº 14/2011 POR EJERCICIO DE 2011				
	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	124,406	270,436	19,457	414,299
CNMC	124,406	270,436	19,457	414,299
CNMC - ENDESA	0,000	0,000	0,000	0,000

La Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011, de acuerdo con el Real Decreto-ley 6/2009, contemplaba que la compensación extrapeninsular alcanzase 1.552,36 M€, de la cual un 51% iba a ser financiada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de 2012. Posteriormente el Real Decreto-ley 20/2011 estableció que sólo el 17% de la compensación, con un máximo cifrado en 256,4 M€, correría a cargo de los PGE. La Disposición Adicional 3ª de la Orden IET/843/2012, determinó que se pagase 535,3 M€ como costes permanentes del sistema para la compensación en 2011 (esta era la diferencia entre lo previsto en la Orden ITC/3353/2010 y lo estipulado en el RD-L 20/2011). A la hora de realizar la liquidación nº 14/2011, la extinta CNE contempló los pagos realizados con cargo a los peajes de acceso a los productores en régimen ordinario en los sistemas aislados, y de esta forma incluía 416,63 M€ en dicha liquidación, cantidad de la cual 414,30 M€ correspondían a ENDESA.

La Ley 2/2012, de 29 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2012, finalmente no incluyó la anteriormente señalada cantidad de 256,4 M€ para financiar la compensación extrapeninsular en 2011. Por otra parte, el punto 1 de la disposición adicional segunda de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, determinó que la CNE incluyese en las liquidaciones de las actividades y costes regulados del año 2012, como un coste permanente del sistema con cargo al ejercicio 2012, 423.400 miles de euros para la financiación de la compensación SENP en 2011. Esta cantidad era la suma de, por un lado, los anteriores 256,4 M€ y por otro lado, una cantidad de 167 M€ derivada de la actualización del coste de la compensación. De esta forma, con ocasión de la liquidación 13/2012, a Endesa se le ingresó la cantidad correspondiente a su participación en la generación convencional en los SENP, por un total de 422.515 miles de euros, según se indica en la siguiente tabla.

Cuadro 12 Ingresos por compensación de 2011 con cargo a la tarifa de 2012

LIQUIDACIÓN Nº 13/2012 POR EJERCICIO DE 2011				
	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	69,633	328,156	24,726	422,515
CNMC	69,633	328,156	24,726	422,515
CNMC - ENDESA	0,000	0,000	0,000	0,000

5. Compensación definitiva.

A continuación se muestran los importes resultantes de la revisión de los costes específicos destinados a la compensación definitiva en los SENP para el año 2011 conforme a lo expresado en las consideraciones anteriores. Resulta un déficit total de 104,33 M€, cantidad inferior en 4,2 M€ a lo solicitado por ENDESA:

Cuadro 13 Ingresos y costes de generación en los SENP, 2011

Costes & Ingresos de generación SENP 2011	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
TOTAL costes a reconocer	812,859	1.813,522	129,568	2.755,949
Ingreso del despacho de generación del OS	360,617	540,048	25,851	926,516
Recaudación por cuotas por extrapeninsularidad	213,112	618,694	56,481	888,287
Ingresos de liquidaciones ordinarias	203,372	590,084	50,800	844,256
Ingresos de reliquidaciones	9,740	28,610	5,681	44,030
Cobros de liquidación 14/2011 por ejercicio 2011	124,406	270,436	19,457	414,299
Cobros de liquidación 13/2012 por ejercicio 2011	69,633	328,156	24,726	422,515
Ingresos totales percibidos	767,768	1.757,333	126,514	2.651,616
Cuantía pendiente de cobro	45,091	56,188	3,054	104,333

ANEXO I. Determinación de los costes de generación reconocidos.

Mediante el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre (RD 1747/2003), se desarrolla la reglamentación singular a la que alude el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. El artículo 7 del RD 1747/2003 define el coste de generación en régimen ordinario como la suma de costes fijos y variables reconocidos. El coste fijo se determina multiplicando la retribución unitaria en concepto de garantía de potencia por la potencia horaria disponible. El coste variable se calcula como la energía generada multiplicada por la suma del precio medio peninsular más una prima de funcionamiento. Como desarrollo del citado real decreto, se aprobaron las dos Órdenes Ministeriales ITC/913/2006 e ITC/914/2006, de 30 de marzo.

En estas Órdenes se fijan los **costes fijos reconocidos** (costes de inversión y costes de operación y mantenimiento, definidos en los artículos 4 y 5 de la Orden ITC/914/2006), y los **parámetros técnicos y económicos** que determinan los **costes variables reconocidos** (en los artículos 4.3 y 6.1 de la Orden ITC/913/2006).

Estos parámetros técnicos y económicos son los siguientes:

1. Parámetros (a , b , y c) de ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario (en termias/h), mediante los que se determina el consumo de combustible cuando el grupo se encuentra acoplado a la red. El coste variable de combustible se obtiene multiplicando dicho consumo por un precio (en €/termia) obtenido de la cotización internacional del combustible al que se le añaden unos costes estándares de logística y las desviaciones que se produzcan entre los derechos de emisión asignados gratuitamente y los necesarios como consecuencia de la explotación real.
2. Parámetros (a' , b' y d) de determinación de los costes de arranque (en €/arr.), mediante los que se determina el coste variable de combustible cuando el grupo arranca o para, así como los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque.
3. Parámetro (cc_{rc}) de determinación del coste de reserva caliente (en termias/h), mediante el que se determina el coste de combustible cuando el grupo se encuentra desacoplado de la red, en reserva (no genera energía eléctrica).

Todos los parámetros anteriores determinan los **costes de combustible** consumido, así como los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque.

4. Parámetros (a'' y b'') de determinación de los costes variables de operación y mantenimiento (en €/h), mediante los que se determina el coste variable de operación y mantenimiento (costes de operación, mantenimiento, fungibles y, en su caso, capital circulante).
5. Costes unitarios ($COMTin$) de operación y mantenimiento fijos (en €/MW), determinados en la Orden ITC/914/2006, incrementados en los gastos de naturaleza recurrente (calculados provisionalmente, como el 1,5% del valor unitario de la inversión reconocida, y definitivamente, a partir de gastos reales auditados).

Todos los parámetros anteriores determinan los **costes de operación y mantenimiento**, a los que se debe añadir el coste adicional debido los arranques, que figura dentro del coste de combustible.

6. Parámetro (a'') de determinación del incentivo de banda de regulación (en €/MW), para que los grupos regulen carga en función de las consignas del operador del sistema.

El artículo 6.2 y la disposición transitoria segunda de la Orden ITC/913/2006 establecen que los parámetros descritos se fijen mediante pruebas de rendimiento, y que en tanto no se realicen éstas, los parámetros técnicos y económicos aplicables a los diferentes componentes de los costes variables serán los reflejados en los Anexos I a VII de dicha Orden.

En definitiva, los costes reconocidos en la regulación a las instalaciones de generación en régimen ordinario en los SEIE se obtienen a partir de:

- Unos parámetros técnicos establecidos para cada grupo, en las instalaciones existentes, y por tecnologías y tamaños, para las instalaciones nuevas.
- Unos parámetros económicos y valores unitarios (precios de los combustibles, costes de operación y mantenimiento variables y adicionales en los arranques, valores brutos de inversión y costes de operación y mantenimiento fijos)

Periódicamente se deben revisar los parámetros técnicos de todas las instalaciones de generación ordinaria (con base en las pruebas de rendimiento) y los parámetros económicos y valores unitarios (de acuerdo con las auditorías realizadas), con el fin de ajustarlos y aplicarlos en los periodos regulatorios siguientes.

ANEXO II. Acta de inspección levantada a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. por las liquidaciones a los generadores en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en 2011.

CONFIDENCIAL

ANEXO III. Actas de inspección levantadas a GESA, UNELCO y ENDESA por las liquidaciones a los generadores en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en 2011.

CONFIDENCIAL

