



IBERDROLA

Mº de Hacienda y Admones. Públicas
Registro General
Subdelegación del Gobierno en Bizkaia
ENTRADA
Nº de Registro: 26797 /RG 3888757
Fecha: 30/11/2012 10:54:00

Mº de Hacienda y Admones. Públicas
Registro General
Subdelegación del Gobierno en Bizkaia
SALIDA
Nº de Registro: 21889 /RG 3582694
Fecha: 30/11/2012 10:54:00

**A LA DIRECCIÓN GENERAL DE MERCADOS DE LA
COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES
(DEPARTAMENTO DE INFORMES FINANCIEROS Y CORPORATIVOS)**

Julián Martínez-Simancas Sánchez, con domicilio a efectos de notificaciones en Plaza Euskadi, número 5, 48009 Bilbao, en nombre y representación de IBERDROLA, S.A. (en adelante, “**Iberdrola**” o la “**Sociedad**”), en su condición de secretario general y del Consejo de Administración

EXPONE

- I. Que el 19 de noviembre de 2012 la Sociedad recibió de esa Dirección General un requerimiento de información, de fecha 12 de noviembre de 2012, relativo a los informes financieros anuales individuales y consolidados correspondientes al ejercicio social finalizado el 31 de diciembre de 2011, del que se acompaña una copia como Anexo 1 para mejor referencia.
- II. Que se adjunta como Anexo 2 la contestación a las cuestiones planteadas en el referido requerimiento de información, siguiendo para ello la misma estructura de este.

En virtud de lo expuesto,

SOLICITA a esa Comisión Nacional que, teniendo por presentado este escrito en tiempo y forma junto con la documentación anexa, se sirva admitirlo y, previos los trámites oportunos, proceda a tener por cumplimentado el requerimiento de información.

Bilbao, a 30 de noviembre de 2012.

Comisión Nacional
del Mercado de Valores
REGISTRO DE ENTRADA
Nº 2012167280 11/12/2012 10:53


IBERDROLA, S.A.

El secretario general y del Consejo de Administración

Anexo 2

Contestación a las cuestiones planteadas en el requerimiento de información

1. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN CON EL CAMBIO DE VIDA ÚTIL DE LOS PARQUES EÓLICOS

1.1 Descripción de las principales conclusiones que se desprenden de los análisis realizados por los expertos independientes, y que les llevan a considerar que la vida útil de los parques eólicos se sitúa en 25 años, identificando el nombre de los expertos, las fechas de los informes, y si los mismos han manifestado algún tipo de limitación al alcance en su trabajo.

En su respuesta deberán explicar cuál es la vida útil estimada de los principales componentes de estas instalaciones, en concreto el generador y las palas.

Como dice el requerimiento, la nota 4.h) de la memoria consolidada señala que “en el segundo semestre de 2011 el grupo ha concluido el análisis que venía efectuando sobre la vida útil de sus parques eólicos, análisis que ha contado con fuentes de información internas y externas, y cuyo resultado ha sido que la mejor estimación, a la luz de las circunstancias actuales, sitúa su vida útil en 25 años”

En primer lugar hemos de señalar que la nota no menciona un experto independiente sino “fuentes de información internas y externas”; las internas se refieren a informes elaborados por los servicios técnicos de renovables y las externas al informe de noviembre de 2011 del fabricante de los aerogeneradores analizados, principal proveedor de aeros del grupo.

El fabricante no ha manifestado ninguna limitación a la conclusión de su informe, que se puede resumir como sigue:

1. *Existe un plan de mantenimiento perfectamente definido que se está aplicando de forma efectiva sobre la flota.*
2. *Este plan se adapta a cada momento y según el estado de los activos mediante técnicas RCM (Reliability Centered Maintenance).*
3. *Cuando se considera preciso se definen e implantan mejoras de diseño y upgrades que erradican los problemas y mantienen la flota al último grado de diseño.*
4. *Se tiene un control exhaustivo de la experiencia operativa, controlando las tasas de fallo y actuando sobre los problemas incipientes de forma contundente.*
5. *No se observan signos de envejecimiento en la flota debido a que las reparaciones son efectuadas con repuestos originales y los máximos grados de calidad en su ejecución.*
6. *El fabricante garantiza la disponibilidad de repuestos más allá de los 20 años de vida útil iniciales y hasta que sus clientes decidan dar por finalizada la explotación.*
7. *Los costes asociados al mantenimiento son iguales o menores que durante los primeros años de explotación y las tasas de fallo de los principales componentes no solo no han aumentado sino que son inferiores en muchos casos a las del inicio.*

Para el fabricante *“Todo ello permite asegurar que estos parques están en condiciones, como mínimo, iguales que las del primer día de entrada en explotación, por lo que considera que los parques eólicos de Iberdrola Renovables pueden seguir funcionando más allá de los 20 años de vida inicialmente estimados, no siendo descabellado considerar que, si la explotación sigue siendo llevada a cabo bajo las mismas pautas que hasta el momento, se puede alargar hasta una horquilla entre los 25 y 30 años.”*

El fabricante considera que *“todavía es posible un alargamiento mayor bajo un estudio técnico más completo que defina las actuaciones a realizar con las mínimas inversiones”*.

Asimismo, el informe interno elaborado por los servicios técnicos de Iberdrola Renovables permite asegurar que los parques analizados están en condiciones iguales o mejores que las del primer día de entrada en explotación, tal y como se pone de manifiesto en los datos de disponibilidades y el resto de indicadores recogidos.

La muestra de parques analizados fueron aquellos que estaban por encima de los siete años en funcionamiento y con una vida media en explotación de más de nueve años y que representaban una potencia instalada significativa, aproximadamente 2.500 MW, 20% de la potencia eólica en operación de toda la compañía, a 30 de Junio de 2011 e incluyeron los modelos de aerogenerador más representativos de este colectivo.

En opinión del fabricante, *“la actual estimación de vida útil, considerada de 20 años, es muy conservadora y resultaría adecuada una revisión de la misma. Considerando la experiencia de operación y mantenimiento acumulada y el estado de los activos analizados en esta muestra (más de 9 años de operación) se puede estimar, de una forma razonable y prudente, que los parques eólicos de Iberdrola Renovables pueden seguir funcionando, como mínimo, desde esta fecha, un periodo adicional de otros 20 años, siempre y cuando se siga aplicando sobre ellos el mismo modelo de explotación.”*

En relación con el resto de parques, más modernos, de diseño y tecnología más avanzados y, por tanto, sometidos a menos solicitudes, dado que se está aplicando la misma estrategia de explotación, tendrán un comportamiento similar.”

Además, la experiencia en la explotación de los parques demuestra que la disponibilidad y producción son homogéneas en todos los años de vida útil de los parques.

En consecuencia, como dice la nota, Iberdrola consideró que la mejor estimación, a la luz de la información técnica, situaba la vida útil de los parques eólicos en 25 años.

En cuanto a la segunda parte de su pregunta relativa a cuál es la vida útil estimada de los principales componentes de estas instalaciones y, en concreto, el generador y las palas, debemos decir que Iberdrola considera que no existen grandes diferencias entre los dos elementos sobre los que pregunta la Comisión por lo que

en aplicación del párrafo 45¹ de la NIC 16 amortiza conjuntamente los elementos a que hace referencia el requerimiento.

En los parques eólicos, los principales componentes diferenciados por el Grupo son la obra civil, la instalación eólica y las instalaciones de evacuación.

Las instalaciones de evacuación, que se pueden asimilar a instalaciones de transmisión y distribución, tienen asignada una vida útil de 40 años, aproximadamente.

1.2 Indiquen si, al realizar este juicio, han tenido en cuenta la práctica habitual seguida por otras entidades que tengan operativos activos de naturaleza similar. En caso afirmativo, remitan una comparación entre la vida útil empleada por Iberdrola y la utilizada por otros operadores en los mercados en los que están presentes.

Iberdrola revisa cada año la vida útil de sus activos². Dentro de ese proceso de revisión, además de las fuentes internas técnicas y económicas, tiene en cuenta las políticas seguidas por otras entidades del sector.

En el análisis efectuado sobre la vida útil de los parques eólicos se tuvo en cuenta la vida útil aplicada por otras compañías como se muestra en el cuadro adjunto. Esta información se extrajo de información pública, como por ejemplo la información financiera anual o intermedia.

Compañía	Región	Vida útil
NextEra (FPL) ³	EE.UU.	30 años
EdPR ⁴	Península Ibérica y EE.UU.	25 años
EDF	Francia	20 - 25 años
RWE	Alemania	20 años
VATENFALL	Suecia	20 - 35 años

¹ NIC 16 45 Una parte significativa de un elemento de propiedades, planta y equipo puede tener una vida útil y un método de depreciación que coincidan con la vida y el método utilizados para otra parte significativa del mismo elemento. En tal caso, ambas partes podrían agruparse para determinar el cargo por depreciación.

² NIC 16 51 El valor residual y la vida útil de un activo se revisarán, como mínimo, al término de cada periodo anual y, si las expectativas difirieren de las estimaciones previas, los cambios se contabilizarán como un cambio en una estimación contable, de acuerdo con la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores.

³ Nextera (líder del sector eólico de USA con una potencia instalada a 31.12.2011 según sus CCAA de 8.569 MW): Modificó en el ejercicio 2011 la vida útil de los nuevos parques eólicos pasando de 25 años a 30 años.

⁴ EdPR (tercera compañía del sector eléctrico tras Iberdrola y Nextera con una potencia operativa a 31.12.2011 s/ sus CCAA de 7.483 MW (3.422 MW en USA): Extendió la vida útil de sus parques eólicos de 20 a 25 años en el ejercicio 2011.

Compañía	Región	Vida útil
Enel Green Power ⁵	Península Ibérica	20 años
SSE	Reino Unido (Escocia)	20 - 25 años

Hemos de señalar que en ocasiones la información no es explícita en las notas a los estados financieros de las empresas analizadas y puede aparecer agrupando otro tipo de instalaciones (por ejemplo EON que informa de la vida útil de todas las propiedades, planta y equipo) por lo que dicha información fue descartada.

1.3 Detallen el régimen tarifario aplicable a las plantas eólicas situadas en España, señalando que opción han elegido.

- (i) **Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación.**
- (ii) **Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, obteniendo el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado, complementado, en su caso, por una prima variable, en función del precio de referencia.**

En primer lugar, recordar como describe la nota 3 a) *Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico en España*, que a 31 de diciembre de 2011 todavía estaba en vigor el Real Decreto 436/2004 que aplicaba a las instalaciones cuya puesta en funcionamiento tuvo lugar con anterioridad al 31 de diciembre de 2007 (excepto las instalaciones fotovoltaicas). Estas instalaciones tuvieron que decidir antes del 1 de enero de 2009 entre permanecer en el régimen establecido por el Real Decreto 436/2004 o cambiar al nuevo marco retributivo.

El Real Decreto 436/2004 establecía dos opciones de retribución:

- la primera consistía en ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica al precio de esta opción que existía en él, sin actualizaciones futuras;
- la segunda opción suponía vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica al precio que resultase del mismo más el incentivo y la prima que existía en dicho real decreto en el momento de la publicación del nuevo, también sin actualizaciones y con finalización en diciembre 2012.

A 31 de diciembre de 2011, aproximadamente el 75% de la producción eólica del grupo en España estaba bajo este régimen RD 436. El 25% ya estaba bajo el RD 661/2007. De este 25%, el 80% estaba bajo la modalidad de tarifa y el 20% en la modalidad “mercado+prima”.

La producción eólica total del año 2011 en España fue de 10.211 GWh. La mayoría de la producción estuvo bajo el amparo del RD 436 (no mencionado por

⁵ El 1 de enero de 2012 han cambiado a 25 años.

la CNMV en su requerimiento). Este régimen expira el 31 de diciembre de 2012. La producción bajo RD 436 fue de 7.846 GWh, estando esta a 31 de diciembre de 2011 en un régimen de precio de mercado más prima.

Por lo tanto, ha habido solo 2.365 GWh bajo RD 661. De este total, 1.942 GWh serían a tarifa, y el resto serían a mercado más prima.

1.4 Indiquen si los análisis realizados por la entidad soportan que la explotación de los parques eólicos será rentable a partir del vigésimo año, cuando se aplique la reducción de la prima establecida en el RD 661/2007.

De acuerdo con las estimaciones realizadas de los ingresos y costes a futuro aplicadas para un parque eólico estándar en España, los flujos estimados a partir del año 20 actualizados a las tasas de descuentos descritas en la nota 8 de las cuentas anuales excederían del valor neto contable a dicha fecha.

1.5 Señalen si la legislación aplicable en otros países donde operan otorga incentivos a la producción de energía en parques eólicos, y si éstos varían en función de los años de explotación de los mismos. En caso afirmativo, deberán aportar la misma información que en el punto 1.4.

En el Reino Unido, el sistema de incentivos *Renewable Obligation Certificate* (ROC) tiene una duración de 20 años (hasta 2037 para instalaciones puestas en servicio antes de 2017). De acuerdo con las estimaciones realizadas de los ingresos y costes a futuro aplicadas para un parque eólico estándar en Reino Unido, los flujos estimados a partir del año 20 actualizados a las tasas de descuentos descritas en la nota 8 de las cuentas anuales excederían del valor neto contable a dicha fecha.

En Estados Unidos el sistema de apoyo *Production Tax Credit* (PTC) tiene una duración de 10 años. De acuerdo con las estimaciones realizadas de los ingresos y costes a futuro aplicadas para un parque eólico estándar en Estados Unidos bajo este régimen (PTC) con contrato de venta de energía a largo plazo, los flujos estimados a partir del año 10 actualizados a las tasas de descuentos descritas en la nota 8 de las cuentas anuales excederían del valor neto contable a dicha fecha.

2. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN CON LOS TEST DE DETERIORO

De acuerdo a NIC 36 párrafo 33 (b) al determinar el valor en uso “*las proyecciones basadas en presupuestos o pronósticos cubrirán como máximo un periodo de cinco años, salvo que pueda justificarse un plazo mayor*” en el entendimiento de que “*no se suele disponer de presupuestos o pronósticos financieros que sean detallados, explícitos y fiables, para periodos superiores a cinco años*”.

No obstante esta misma norma admite en su párrafo 35 que “*La gerencia puede utilizar proyecciones de flujos de efectivo, basadas en los presupuestos o pronósticos para un periodo mayor de cinco años, siempre que esté segura de que son fiables y pueda demostrar su capacidad, a partir de la experiencia pasada,*

para predecir los flujos de efectivo de forma precisa en plazos tan largos de tiempo”.

Iberdrola desarrolla su actividad principal en un sector que requiere grandes inversiones con largos periodos de maduración y considerar en las proyecciones periodos de 5 años y una tasa de crecimiento no refleja adecuadamente la naturaleza del negocio ni es la práctica habitual.

Se considera más apropiado para los negocios en cuestión utilizar los períodos reflejados en la nota 8 de las cuentas anuales que la alternativa de 5 años más una tasa de crecimiento, dado que se pueden estimar los flujos de caja futuros de forma fiable. Por ejemplo, en los negocios de generación se disponen, para algunos casos, de contratos a largo plazo y para el resto existen curvas de precios estimadas para dichos períodos y utilizadas para la operativa habitual del negocio (contratos, coberturas, etc.), y en los negocios de distribución los períodos regulatorios son amplios y existen planes de inversión para el período proyectado.

En los casos de negocios basados en instalaciones con vida útil finita, por ejemplo la generación de energía, la tasa de crecimiento (g) se iría reduciendo año a año a medida que se acerca el final de su vida útil, salvo que se reemplace por otras instalaciones lo que de acuerdo a la NIC 36 no está permitido⁶ dado que los flujos se estiman para los activos en su estado actual sin considerar aumentos de rendimiento.

Asimismo, la toma de decisiones de inversión de importes muy significativos y con periodos de construcción también largos por parte de los órganos de gestión se hace basa en curvas de precios estimadas con un horizonte temporal mucho más amplio que los cinco años de referencia en la NIC y que llegan a considerar toda la vida del activo. Por lo tanto, el análisis de deterioro de forma coherente con ese modelo también utiliza toda la vida el activo.

El perfil de inversión en los activos de generación no es constante (gran inversión al principio por la construcción, y luego picos significativos en determinados años puntuales con paradas y revisiones significativas), que provocaría que si solo analizamos 5 años (incluyendo el valor residual), podríamos tener una imagen distorsionada del flujo de efectivo a considerar a perpetuidad frente a analizar toda la vida útil del activo.

⁶ NIC 36 44 Los flujos de efectivo futuros se estimarán, para el activo, teniendo en cuenta su estado actual. Estas estimaciones de flujos de efectivo futuros no incluirán entradas o salidas de efectivo futuras estimadas que se espera que surjan de:

- (a) una reestructuración futura en la que la entidad no se ha comprometido todavía; o
- (b) mejoras o aumentos del rendimiento de los activos.

2.1 Para cada una de las UGES que tengan asignados fondos de comercio y/o activos intangibles de vida indefinida;

2.1.1 Señalen cuál es la duración media de los contratos de venta de energía suscritos a muy largo plazo a los que se refieren.

Como se describe en la nota 8 de las cuentas anuales del ejercicio 2011 las únicas UGES que tienen asignados fondos de comercio y contratos a muy largo plazo son *Producción de energía renovable en Reino Unido* y *Producción de energía renovable en Estados Unidos*.

- Estados Unidos: Al cierre del ejercicio 2011 existían 4.750 MW medios operativos de los que 3.575MW, aproximadamente el 75%, disponía de contratos de largo plazo, PPA (*Purchase Price Agreement*), con una vida media de 17-18 años.
- Reino Unido: 952 MWs operativos que están a indexados a precio de mercado pero reciben una prima fija ROC que supone un 40% del precio total y que se describe más arriba en el punto 1.4.

2.1.2 Relacionen la duración media de los principales contratos de venta de energía a largo plazo, y el periodo para el que se están proyectando los flujos de efectivo correspondientes. Cuando la diferencia entre ambos plazos sea significativa, justifiquen de manera detallada por qué realizan proyecciones por toda la vida útil de los activos de generación.

Como se ha descrito en el apartado anterior, los periodos de proyección y la duración media de los contratos de largo plazo para el negocio renovable son similares. En consecuencia, es posible estimar los flujos de manera fiable.

2.2 Para las principales concesiones de transporte y distribución eléctrica, indiquen el periodo que resta hasta que finalicen sus correspondientes periodos regulatorios y aporten información más concreta sobre cómo han determinado los flujos de efectivo de esas concesiones desde esa fecha de finalización hasta cubrir los diez años que abarcan las proyecciones de flujos de esos activos.

Las principales concesiones de transporte y distribución eléctrica consideradas como activos intangibles de vida indefinida se corresponden al Reino Unido y Estados Unidos, y aparecen recogidas en la nota 8 de las cuentas anuales. Los marcos tarifarios aparecen brevemente descritos en la nota 3.c Regulación Internacional y se trata de marcos retributivos con funcionamientos homogéneos durante las últimas décadas, estables y predecibles a partir de los costes en los que incurriría un operador de red eficiente y su programa de inversiones necesario para cumplir con unos niveles de calidad objetivo, con el fin de calcular la retribución necesaria para obtener un retorno objetivo sobre el capital.

La vigencia de los periodos regulatorios para dichas concesiones es la siguiente:

- Distribución de energía eléctrica en Escocia: ScottishPower Distribution (SPD) está sujeta al marco de la Distribution Price Control Review 5 (DPCR5), en vigor desde 01/04/2010 hasta 31/03/2015. Con posterioridad le aplicará el Revenue Incentive Innovation Output Electricity Distribution 1 (RIIO-ED1) durante un período de 8 años.
- Distribución de energía eléctrica en Gales e Inglaterra: ScottishPower Manweb (SPM) está sujeta al marco de la Distribution Price Control Review 5 (DPCR5), en vigor desde 01/04/2010 hasta 31/03/2015. Con posterioridad le aplicará el Revenue Incentive Innovation Output Electricity Distribution 1 (RIIO-ED1) durante un período de 8 años.
- Transporte de energía eléctrica en Reino Unido: ScottishPower Transmission (SPT) está sujeta al marco de la Transmission Price Control Review 4 (TPCR4), en vigor desde 01/04/2007 hasta 31/03/2013 (inicialmente para 5 años, pero posteriormente extendido 1 año adicional). Con posterioridad le aplicará el Revenue Incentive Innovation Output Electricity Transmission 1 (RIIO-T1) durante un período de 8 años.
- Distribución de electricidad y gas en Nueva York (NYSEG): marco tarifario (NYPSC rate plan 2010) efectivo desde 25/09/2010 hasta 31/12/2013.
- Distribución de electricidad y gas en Nueva York (RGE): marco tarifario (NYPSC rate plan 2010) efectivo desde 25/09/2010 hasta 31/12/2013.
- Transporte y distribución de electricidad de Maine (CMP): marco tarifario para la distribución (MPUC alternative rate plan 2008) efectivo desde 01/01/2009 hasta 31/12/2013, mientras que para el transporte la FERC establece anualmente las tarifas reguladas.

Al tratarse de marcos retributivos estables y predecibles (lo que se demuestra por la larga historia de estabilidad regulatoria en esos países), los flujos a futuro estimados tras la finalización de los períodos regulatorios vigentes hasta completar los 10 años se realiza estimando el plan de inversiones y los costes eficientes para los años venideros, así como el retorno adecuado al capital en base a nuestra experiencia histórica y la regulación vigente que aseguran una retribución justa, por lo que los grados de incertidumbre sobre las estimaciones realizadas no son relevantes.

2.3 Cualquier otra información que sea relevante para facilitar la comprensión de los test de deterioro de su grupo.

Iberdrola entiende que la información facilitada en la nota 8 de sus cuentas anuales permite entender cómo realiza los test de deterioros y las principales hipótesis utilizadas en los mismos, así como el análisis de sensibilidad ante cambios de las principales hipótesis.

2.4 En consecuencia, deberán explicar cómo han determinado el valor asignado a las tasas de descuento utilizadas para efectuar los test de deterioro de cada UGE.

El método de cálculo de las tasas de descuento sigue siendo el descrito en el punto 10.3 de nuestro escrito de fecha 29 de julio de 2010 notificado a esa Dirección

General en respuesta de su requerimiento de información de fecha 7 de julio de 2010:

Las tasas de descuento antes de impuestos utilizadas sobre los flujos de efectivo de las operaciones están basadas en:

- el valor temporal del dinero o tasa libre de riesgo de ese mercado, más
- los riesgos específicos del activo o prima de riesgo del activo/negocio en cuestión.

La tasa libre de riesgo se corresponde con las emisiones del Tesoro a 10 años en el mercado en cuestión, con profundidad y solvencia suficientes (como por ejemplo la zona EURO, Reino Unido y Estados Unidos).

En el caso de países con economías y/o monedas donde no existe la suficiente profundidad y solvencia, se estima un Riesgo País y un Riesgo Divisa, de forma que el conjunto de todos estos componentes (tasa libre riesgo + riesgo país + riesgo divisa) se asimila al coste de financiación sin el spread de riesgo del activo en cuestión.

La prima de riesgo del activo se corresponde con los riesgos específicos del activo en cuestión, para cuyo cálculo se toman en consideración las betas desapalancadas (business risk index) estimadas con base en empresas comparables (peer groups) que realicen dicha actividad principal.

2.5 A este respecto, deberán detallar a qué unidad generadora de efectivo han sido asignados los activos térmicos que han sido objeto de deterioro en 2011 indicando si dicha UGE tiene algún fondo de comercio o activo intangible de vida útil indefinida.

Tal y como se indica en la nota 10 de las cuentas anuales, el resultado del ejercicio 2011 incluye un cargo de 289 millones de euros por el deterioro de determinadas instalaciones de producción térmica en Reino Unido. La unidad generadora de efectivo (UGE) a la que corresponden dichos activos es “*Generación y comercialización de energía eléctrica y gas en Reino Unido*”⁷.

El Grupo de acuerdo a lo establecido en la NIC 36.9 evalúa, al final de cada periodo sobre el que se informa, si existe algún indicio de deterioro del valor de algún activo para estimar el importe recuperable y registrar el correspondiente deterioro, si fuera necesario. Una vez realizado este análisis, se realizan los test de deterioro de los activos intangibles de vida útil indefinida o que aún no estén disponibles para su uso y de las UGES que tengan asignados fondos de comercio.

Resulta importante señalar que el deterioro registrado se debe fundamentalmente a la introducción del *carbon price floor* en el Reino Unido, que incide negativamente en los márgenes de la generación térmica, lo que unido a la actualización al alza de los costes del Carbon Capture Storage (CCS) en la central térmica de carbón de Longannet hace inviable dicho proyecto, al acortar la vida útil de dicha central (la introducción del CCS permitía la extensión de la vida útil

⁷ Ver nota 8 de las cuentas anuales.

de la planta más allá de 2023). Esta circunstancia sobrevenida supuso un indicador de deterioro del activo que, tras el correspondiente test de deterioro, ha resultado en un cargo de 286 millones de euros (21 millones de euros del proyecto CCS en Longannet y 265 millones de euros de la central térmica de Longannet). Los restantes 3 millones de euros hasta completar los 289 millones de euros indicados en la nota 10 se corresponden al desmantelamiento de la central térmica de Methil.

La anteriormente indicada unidad generadora de efectivo (UGE) “Generación y comercialización de energía eléctrica y gas en Reino Unido” presenta un fondo de comercio a 31/12/2011 de 4.476 millones de euros, tal y como se indica en la nota 8. La introducción del carbon price floor y el abandono del proyecto CCS Longannet se han tenido en cuenta en el test de deterioro de dicha UGE, sin que haya supuesto la necesidad de saneamiento alguno. Se ha realizado además un análisis de sensibilidad de los resultados del test de deterioro ante cambios razonables en una serie de hipótesis básicas, tal y como se indica en la mencionada nota 8, sin que estos cambios considerados de forma independiente pusieran de manifiesto la existencia de deterioro alguno en dicha UGE

3. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN EL REGISTRO DE PREASIGNACIÓN DE RETRIBUCIÓN

3.1 Cuantifiquen el valor de las inversiones llevadas a cabo por Iberdrola en proyectos no incluidos en el registro de preasignación de retribución, y que figuran en el activo del estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2011, así como los MW que representan.

Los proyectos no incluidos en el registro de preasignación suponen una inversión de aproximadamente 69 millones de euros que se corresponden con unos 1.200 MW a instalar entre 2015 a 2020.

En este sentido como señala la nota 6 b) Iberdrola considera que los costes incurridos hasta el momento en proyectos no incluidos en el registro de preasignación de retribución, a los que afecta el Real Decreto-Ley 1/2012, serán recuperados en el nuevo marco regulatorio que en su momento se apruebe.

4. INFORMACIÓN SOLICITADA EN RELACIÓN CON PLANES DE PRESTACIÓN DEFINIDA Y OTRAS PRESTACIONES A LARGO PLAZO

4.1 Explicar la metodología seguida para determinar las tasas de descuento empleadas, en concreto las correspondientes a Reino Unido y Estados Unidos, y cumplir con lo establecido por los párrafos 78 y siguientes de la NIC 19.

La metodología adoptada por Iberdrola en lo relativo al establecimiento de la tasa de descuento es la de fijar una hipótesis que sea capaz de medir las obligaciones de los compromisos en materia de retribución para con los empleados conforme a NIC 19 con respecto a las curvas de mercado, en particular, con los bonos corporativos ó bonos u obligaciones empresariales de alta calidad; generalmente

realizado mediante la adopción de bonos de calificación AA de duración y moneda adecuada.

En el presente caso, la metodología adoptada a tal fin por Iberdrola se basa en emplear un modelo de aplicación de la tasa de descuento que se ajuste a las características de la obligación por retribución post-empleo. El modelo debe producir el mismo valor presente que la aplicación de una actualización individualizada de cada uno de los flujos de prestación comprometidos por la propia obligación por retribución post-empleo. Por tanto, la tasa de descuento refleja el calendario estimado de los pagos de las prestaciones; en la práctica del modelo Iberdrola, esto se consigue utilizando un tipo de descuento único que es un promedio ponderado que refleja el calendario y el importe estimados de los pagos de prestaciones, así como la moneda en la que estas han de ser satisfechas.

Adjunto se facilita detalle del modelo Iberdrola en lo relativo a la determinación de la tasa de descuento conforme a la NIC 19 – Retribuciones a Empleados, tanto para Reino Unido como Estados Unidos. En ambos casos existe un mercado profundo de bonos con un período de vencimiento suficiente para cubrir los vencimientos esperados de todos los pagos por prestaciones. En ambos casos, Iberdrola ha utilizado los tipos corrientes de mercado, con las referencias temporales apropiadas, para descontar los pagos.

- El inventario de bonos AA es obtenido en base a la calificación otorgada por una agencia de calificación crediticia de primer orden.
- Los bonos deben ser seleccionados de un amplio universo de bonos AA que cubran el amplio conjunto de vencimientos.
- Se construyen *target yields* en base a bonos de diferentes vencimientos, y se ajusta una curva a estos *targets*. Esta *yield curve*, en adelante la denominaremos la curva.
- En lo posible, la curva se construye basada en el punto medio (el *mid-point*) de los precios de los oferentes (*bid*) y demandantes (*ask*).
- Se desarrollan *spot rates* (*zero coupon bond yields*) de la curva de mercado que proveerá los factores de descuento para cada uno de los plazos futuros.
- Debido a que los bonos corporativos generalmente no están disponibles con plazos de vencimiento superiores a 25 / 30 años, se hace la presunción que a partir del mayor plazo en el que exista información disponible en lo relativo al universo de bonos para el país en cuestión, se mantendrán al mismo nivel a partir de tal plazo (p. ej. *30-year spot rate*). Por tanto, se estima el tipo a utilizar para los vencimientos superiores extrapolando los correspondientes tipos corrientes de mercado mediante la curva de rendimientos. Tal como recoge la propia normativa, en el actual párrafo 81, es improbable que el valor actual total de las obligaciones por prestaciones definidas sea particularmente sensible al tipo de descuento aplicado a la parte de prestaciones que se pagarán con posterioridad al vencimiento de los bonos de empresa o públicos.
- Considerando las posibles potenciales *mispricing* o *misgrading* de algunos de los bonos, se excluye del universo de bonos AA las referencias pertenecientes al *yielding 10%* inferior así como al *yielding 10%* superior.

- Para la determinación de la tasa por descuento por la obligación por retribuciones post-empleo en cuestión se utiliza la tasa anterior derivada de esta metodología redondeada al entero más cercano múltiplo de 5 p.b.

5. **RECORDATORIO DE CARA A LA ELABORACIÓN DE LAS CUENTAS ANUALES DE LOS PRÓXIMOS EJERCICIOS**

Iberdrola tomará en consideración los dos puntos resaltados por la Comisión en la elaboración de sus cuentas anuales del ejercicio 2012 y siguientes.