



El Déficit Tarifario Español

Septiembre 2010

Agustín Martín Calmarza |
Senior Credit Analyst |
agustin.martin@grupobbva.com | + 34 91 537 80 84

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

BBVA Global Markets Research, S.A. es una persona jurídica constituida al amparo de la legislación española y no es miembro de la New York Stock Exchange o la NASD. Las personas que han preparado este informe o que han contribuido a su preparación no son miembros registrados de la NASD. Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América

Visión General del sector de Utilities Europeo

Utilities Europeas: ¿Todavía un safe haven?

- **El status de “safe haven”** del que tradicionalmente disfruta el sector de utilities europeo se ha puesto en cuestión en los últimos meses debido al incremento de la incertidumbre regulatoria en los mercados alemán e ibérico.
 - **En Alemania** se ha anunciado recientemente un acuerdo para extender la vida operativa de sus centrales nucleares entre 8 y 14 años a cambio de un nueva tasa sobre esta tecnología de EUR2.3bn/año hasta 2016 más una contribución voluntaria para el fomento de las energías renovables (aprox EUR300/año) que se incrementaría a partir de la fecha anterior. Se espera nuevas medidas regulatorias de importancia en las próximas semanas.
 - **En España**, han confluído dos eventos que se han sumado a la presión sobre la deuda soberana en los países periféricos que venimos observando desde comienzos de 2010 y que también se han trasladado a la deuda corporativa:
 - **La inesperada congelación de la subida en las tarifas** prevista para el pasado mes de Julio, contraviniendo el RD 6/2009, para compensar el exceso de déficit tarifario de 2009 (EUR4.1bn) frente al presupuestado (EUR3.5bn) cuestiona la determinación del Gobierno español de resolver esta cuestión pendiente.
 - Además, se anunció la intención de llegar a un **“Pacto de Estado”** sobre energía que incluía una revisión completa de los costes del sistema, con el objetivo de cerrar el déficit tarifario no más allá de 2013, como se prevé en el RD 6/2009. Entre las medidas a tomar podrían considerarse la imposición de una tasa sobre la producción nuclear e hidráulica y la revisión de los costes a las actividades reguladas (transporte y distribución), entre otros, además del recorte a las primas del sector renovable que se ha anunciado en las últimas semanas.
 - Hasta la fecha, las únicas medidas en firme anunciadas han sido el acuerdo con los productores de energía eólica (donde se acordó una reducción en las primas del 35% para la capacidad puesta en marcha desde 2008, pero sin cambiar el floor) y con los productores de energía termosolar, donde se retrasa la entrada de algunos proyectos que ya estaban en el pre-registro, además de un cap a la energía producida. Todavía no se ha llegado a un acuerdo con los productores de solar fotovoltaica, donde se baraja un recorte del 30% en las primas.
 - La recuperación por parte de las compañías eléctricas del déficit tarifario acumulado (EUR10bn reconocidos hasta 2008 y los EUR4.1bn generados en 2009) se ha visto retrasada por el estallido de la crisis financiera, presionando las calificaciones crediticias de las utilities domésticas ante la incertidumbre generada por el timing. La consideración de un posible haircut sobre el volumen acumulado de déficit tarifario hasta la fecha para evitar una subida “excesiva” de las tarifas eléctricas también ha aparecido en diversos medios de prensa.
 - Por otro lado, el cumplimiento de los compromisos medioambientales a nivel EU (el compromiso ‘20-20-20’ para 2020) y la directiva de 2001/80/EC, que requiere el cierre gradual de las planas más contaminantes para 2012, implica una necesidades de Capex para la próxima década en el sector previsiblemente muy superiores a las de los últimos 20 años. De manera particular, aquellos parques de generación más obsoletos (i.e, Alemania, UK) se verán sujetos a grandes necesidades de inversión/modernización

Origen del Déficit Tarifario: La Década de los 80 y el MLE

La década de los 80 como origen de la situación actual

- **El sector eléctrico español había pasado por un difícil momento en la década de los 80**, caracterizado por un desmesurado programa de inversiones como resultado del Plan Energético Nacional (PEN) de finales de la década de los 70, que contemplaba previsiones de crecimiento en exceso optimistas para los hechos reales que definieron la década de los 80: elevada inflación, altos tipos de interés real y bajo crecimiento de la demanda. El objetivo principal era la sustitución del petróleo de los balances energéticos de las compañías, a costa de fuertes inversiones en otras tecnologías como el carbón (5,000MW nuevos instalados) y nuclear no sujeta a moratoria. Las inversiones en curso llegaron a suponer en algunos casos hasta el 100% de su cifra de negocio.

Tránsito del MLE a LOSEN como origen del problema

- Las compañías domésticas tuvieron que recurrir a los mercados internacionales en busca de financiación, básicamente en dólares, divisa que experimentó una elevada apreciación durante esos años, unida a las sucesivas devaluaciones de la peseta.
- Por lo tanto, **la situación del sistema eléctrico español a finales de la década de los 80 era muy complicada**, con una gran sobrecapacidad en el sistema y niveles de apalancamiento no sostenibles. Como consecuencia de ello, se estableció un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas, que permitió a las compañías eléctricas sanear sus balances (el Marco Legal Estable, MLE), que se comenzó a implantar desde 1988. Desde este periodo hasta la entrada de la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), las compañías eléctricas domésticas se beneficiaron de un sistema remuneratorio claramente más favorable, apoyado además en la estabilidad económica que provocó la integración real en la UE y de hecho comienza la internacionalización de las compañías más grandes del sector. Se reconoce también los Derechos de Cobro asociados a la moratoria nuclear, se producen diversos swaps de activos entre las compañías, y se crea Endesa para adquirir las compañías en situación financiera más desequilibrada. El MLE se basaba en una política de planificación centralizada en el desarrollo y operación de la industria eléctrica, y abiertamente intervencionista en el establecimiento de los precios de la electricidad.

Fracasa la convivencia entre generación liberalizada y tarifas reguladas

- Por lo tanto, en 1998, fecha del comienzo de la liberalización del sector (Ley 54/1997), el balance de las compañías estaba completamente saneado, al haberse visto favorecidas de un sistema regulatorio que puede ser calificado como generoso para el sector (por lo que los consumidores estaban sobrepagando). **Ello permitió los continuos descensos en la tarifa eléctrica en los primeros años desde la entrada en vigor de la liberalización del sector**, posibilitada además en ese momento por:
 - Nuevas tecnologías más eficientes, como los ciclos combinados de gas.
 - Precios bajos de las materias primas: carbón, gas y petróleo.
 - Elevada reserva de capacidad de generación existente, expectativas de menores necesidades de nuevas inversiones.
 - Mejores expectativas de liquidez en los mercados financieros y tipos de interés mucho más bajos que en los ochenta.
 - Mejores expectativas de estabilidad y liquidez a nivel mundial, con bajas tasas de inflación.

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

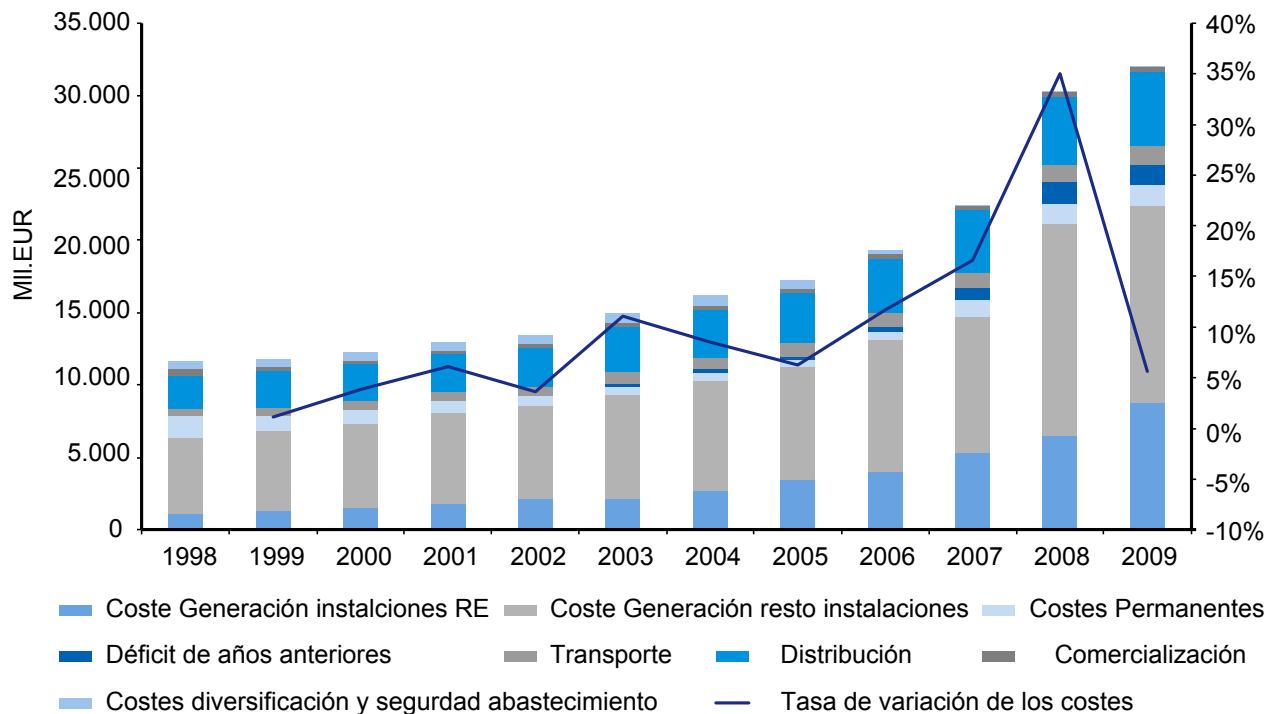
Origen del Déficit Tarifario: Inicialmente una Solución Transitoria

Los Déficit Tarifarios comienzan en 2000-2002

- **El sistema eléctrico español ha experimentado un significativo incremento en sus costes desde 1998 a 2009, distinguiéndose los siguientes periodos:**
 - En un primer periodo, hasta 2002, el incremento de los costes fue moderado debido a la reducción de los tipos de interés que abarató los costes financieros y el fuerte incremento en la demanda eléctrica durante ese periodo.
 - A partir de 2003 y especialmente de 2005 en adelante, el aumento de los costes ha sido exponencial, dado tanto el incremento de los costes asociados a la producción en Régimen Especial (Renovables) y de los costes asociados a la generación en Régimen Ordinario debido al incremento en los precios de las combustibles fósiles.

Evolución de los costes y las tarifas

Fuente: CNE



VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

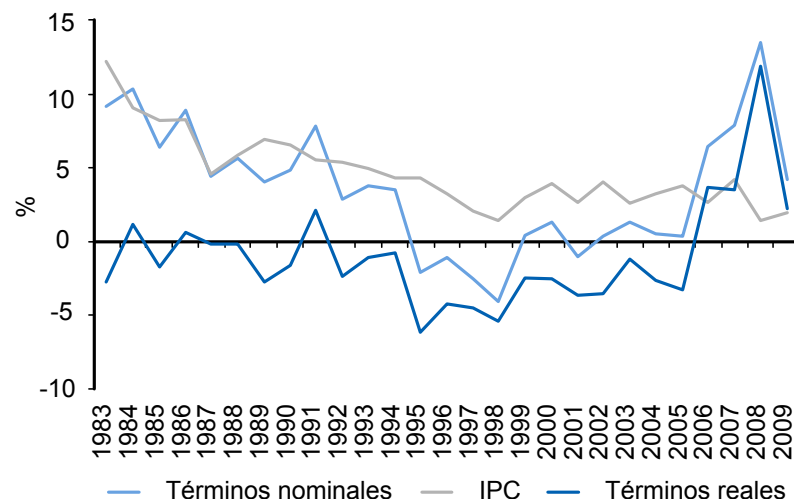
Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

Origen del Déficit Tarifario: Inicialmente una Solución Transitoria

- La evolución observada en los costes no ha sido recogida adecuadamente en la evolución de las tarifas eléctricas, que desde 1983 ha experimentado una caída en términos reales del 25% del 11% desde el inicio de la liberalización

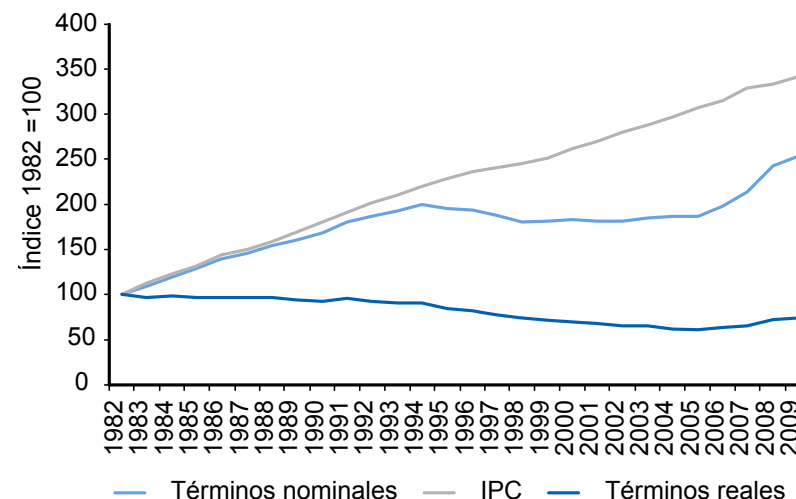
Variación anual de la tarifa eléctrica en términos nominales y reales (1983-2008)

Fuente: CNE



Variación acumulada de la tarifa eléctrica en términos nominales y reales (1983 = 100)

Fuente: CNE



El Déficit Tarifario como opción second-best

- El diseño de la tarifa es un ejercicio de previsión, sujeto por lo tanto tanto a error si las variables estimadas difieren de las registradas realmente, diferencia que en condiciones normales debería ser absorbida por los consumidores en posteriores revisiones tarifarias. El problema del déficit surge cuando las tarifas no son aditivas, es decir, no incluyen todos los costes.
- Si el déficit generado es de gran magnitud, su recuperación en un único ejercicio provocaría un incremento desmesurado de la Tarifa, por lo que se extiende el periodo de recuperación en varios años, incorporándose los cotes financieros correspondientes. El déficit tarifario permite:
 - **Reconocer los costes reales de suministro.**
 - **Incrementos de Tarifa viables política y socialmente.**
 - **Es una solución second best para hacer frente a un aumento importante y transitorio de los cotes subyacentes**
 - **En los ejercicios 2001, 2002, 2005 y 2006 el precio de compra de la energía por los distribuidores fue sensiblemente mayor que el recogido en la Tarifa.**
- **El problema se agrava cuando el déficit generado deja de ser una circunstancia coyuntural (periodo 2000-2002) para pasar a convertirse en un problema estructural que lastra de manera creciente los balances de las compañías.**

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

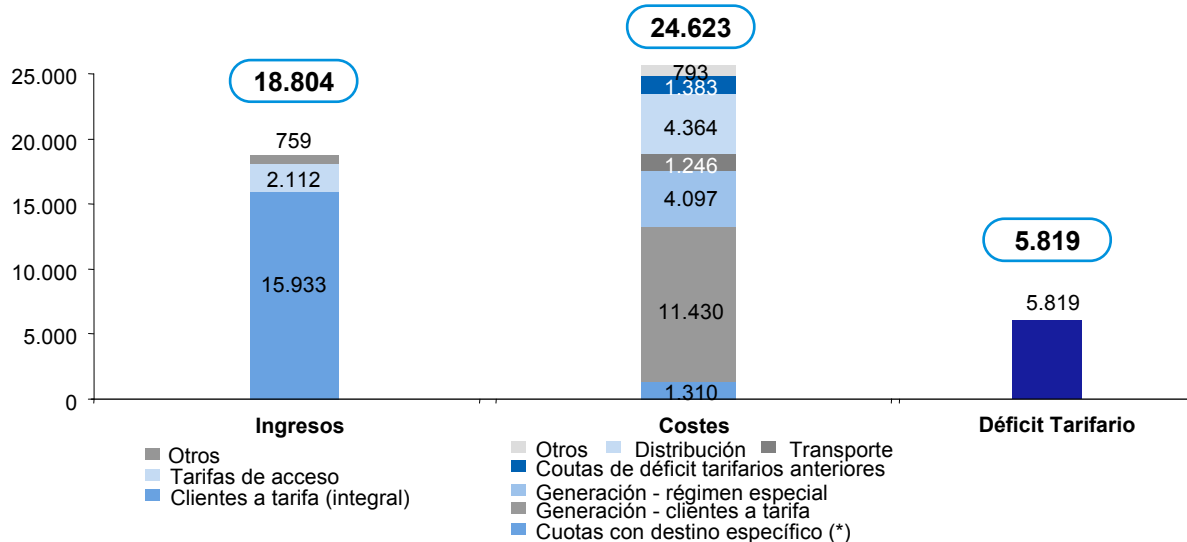
Origen del Déficit Tarifario: Tarifa Regulada vs Mercado Liberalizado

Del coste de los combustibles a las renovables

- **El sistema de liquidación del Sector Eléctrico**, por el que se liquidan una parte relevante de las actividades del sector, se ha encontrado condicionado durante los últimos años por los siguientes factores:
 - **Ingresos:** tarifas reguladas por la Administración y fijadas siguiendo criterios políticos: tarifas integrales (hasta 1 de julio de 2009) y tarifas de acceso.
 - **Costes:** un elevado porcentaje de los importes a liquidar corresponde a la actividad de generación, principalmente a primas del régimen especial (precios “subvencionados” y, hasta el 1 de julio de 2009, a generación en régimen ordinario, cuyos precios se fijan libremente en el mercado mayorista liberalizado (el *pool* eléctrico).
 - **El déficit tarifario en su origen no tuvo relación alguna con las primas a las energías renovables**, sino con los costes de generación de las centrales convencionales, como se puede ver en 2008. Sin embargo, a partir de 2009 ha sido las crecientes subvenciones a las renovables las principales causantes del déficit, con una dinámica de crecimiento insostenible para el sistema bajo el actual marco regulatorio (EUR6.1bn en 2009 vs EUR3.4bn en 2008, superando EUR11bn en 2018)

Liquidación Actividades y Costes Regulados de 2008 (MII. EUR)

Fuente: CNE, BBVA Research



- La diferencia negativa entre ingresos y costes da lugar a los “desajustes de ingresos” (también conocido como déficit tarifario)

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

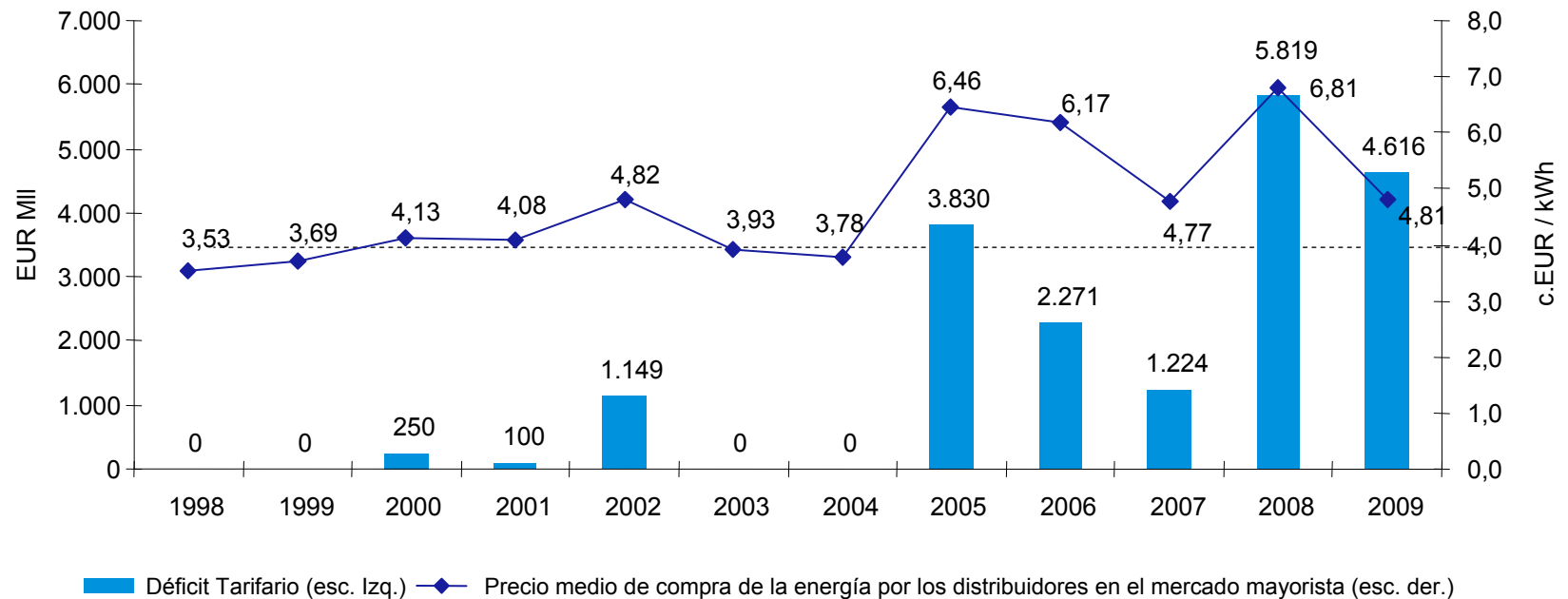
Origen del Déficit Tarifario: Drivers Principales

La relación entre pool-déficit se comienza a romper en 2009

- Como se desprende del gráfico inferior, históricamente el déficit tarifario ha sido consecuencia de elevados precios en el pool eléctrico (siempre que este superaba de media anual los 4 c.EUR/kWh), al no repercutirse estos precios en la tarifa integral a los consumidores.
- **Esta correlación comienza a romperse a partir de 2009**, al seguirse produciendo un déficit tarifario de elevado volumen pese al fuerte descenso en los precios de las commodities en comparación con 2008.

Evolución del precio medio anual de compra de energía al pool y déficit tarifario 1998-2009

Fuente: BBVA Research



VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

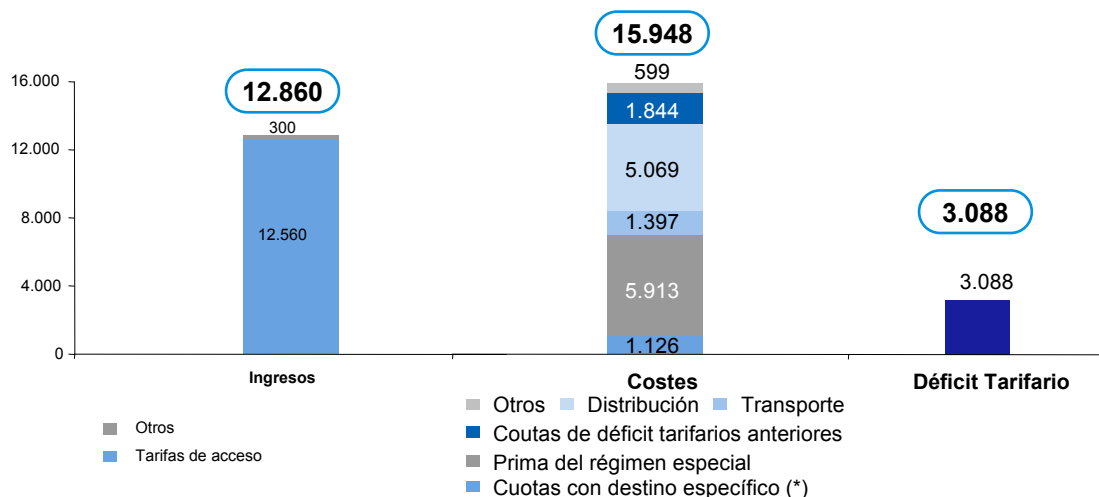
Origen del Déficit Tarifario: Las Tarifas de Acceso

La tarifa no reúne las condiciones de aditividad y suficiencia

- El 1 de julio de 2009 desaparecen las tarifas integrales, traspasándose desde esa fecha los costes de generación (a excepción de las primas del régimen especial) directamente a los consumidores, y dejando este de ser un coste liquidable del sistema.
- El resto de costes, que son repercutidos a los consumidores vía tarifas de acceso y siguen liquidándose a través del sistema de liquidación del Sector Eléctrico, se distribuirán en 2010, según previsiones de la CNE, de la siguiente forma:

Previsión de la CNE de Liquidación Actividades y Costes Regulados de 2010 (Mil. EUR)

Fuente: CNE, BBVA Research



- De acuerdo a nuestras estimaciones y con objeto de eliminar el déficit tarifario en 2013, bajo el actual marco regulatorio (sin ningún cambio), **las tarifas de acceso tendrían que subir un 64% hasta 2013** (que implicaría un incremento de la tarifa completa en torno al 34%), lo que demuestra la insostenibilidad del sistema actual.
- La diferencia entre coste medio de acceso (el coste que habría que repercutir a los consumidores para cubrir todos los costes) y el ingreso medio de acceso (media de las tarifas de acceso) es, según una estimación de la CNE para el 2010, de 1,31 c.EUR/kWh, lo que representa un 25% sobre la tarifa media de acceso: éste es el porcentaje que habría incrementar las tarifas medias de acceso para que desapareciese el déficit tarifario en el ejercicio 2010.

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

Déficit Tarifario: Definición

Definición del Déficit Tarifario

RD 6/2009 y 6/2010 establecen la suficiencia de los peajes de acceso

- El “Déficit Tarifario” se puede definir como la diferencia entre:
 - a) La recaudación por las tarifas reguladas que fija la Administración y que pagan los consumidores por sus suministros regulados y por los peajes de acceso hasta el 1 de Julio de 2009 y
 - b) los costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico.
- Los Reales Decretos 6/2009 y 6/2010 establecen límites para limitar el incremento del déficit tarifario y **definen una senda para la progresiva suficiencia de los peajes de acceso:**
 - **A partir del 1 de Enero de 2013** los peajes de acceso serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas y se regula el periodo transitorio hasta dicha fecha.
 - Se prevé la **cesión de los correspondientes Derechos de Cobro del Déficit Tarifario** a un Fondo de Titulización (FADE).
 - La cantidad asignada de derechos de cobro del Déficit Tarifario asociadas a los ejercicios 2009, 2010, 2011 y 2012 es definitiva a efectos de cesión al Fondo.
 - La eventual aparición de desviaciones coyunturales por desajustes entre los costes e ingresos reales respecto a los que sirvieron de base para la fijación de los Peajes de Acceso dará lugar a que **las tarifas de acceso del periodo siguiente se modifiquen en la cuantía necesaria para su ajuste.**
 - **Se calculará la anualidad necesaria para satisfacer los Derechos de Cobro cedidos al fondo**, que serán recuperados en quince anualidades desde la fecha de cesión de cada uno de ellos al Fondo e incluida en los peajes de acceso como coste permanente del sistema. Esta anualidad se irá actualizando a medida que vayan teniendo lugar nuevas cesiones de Derechos de Cobro del Déficit Tarifario al Fondo de Amortización (FADE).

La Desintermediación del Déficit Tarifario

Un proceso complejo, que se complica en el entorno actual

- Los derechos de compensación correspondientes a los DT 2000-2002 y DT 2005 fueron desintermediados directamente por las Compañías Eléctricas y adquiridas por diversas entidades bancarias en los años 2003 y 2006, respectivamente.
- Ante la magnitud del importe de déficit tarifario generado en los años 2005 y 2006 y la evidencia de su componente estructural, se promovió por parte de la Administración un proceso ex-ante (el déficit ex-ante), **por el que se pretendía cubrir las previsiones anuales de déficit con subastas de derechos de cobro realizadas por la CNE**, lográndose cubrir con este procedimiento el DT 2007; el estallido de a crisis financiera en septiembre de 2008 imposibilitó dar continuidad a este sistema.
- Desde finales de 2008 se ha estado trabajando sobre una nueva estructura normativa que permitiese cumplir con los siguientes objetivos:
 - Desaparición paulatina de los desajustes de ingresos, a lograr mediante la liberalización total del sector (desaparición de las tarifas integrales) y el paulatino incremento de las tarifas de acceso.
 - Creación de una estructura de titulización que garantizase la desintermediación de los derechos de compensación en los balances de las Compañías Eléctricas, aportando la garantía directa del Tesoro a los instrumentos a emitir.

Impacto en las Compañías Eléctricas (i)

El déficit tarifario tiene un peso importante en el balance de las C. Eléctricas

- Los **desajustes de ingresos han sido y son soportados en primera instancia por las Compañías Eléctricas**, al no cobrar en las liquidaciones todos de ingresos que les corresponden.
- La Administración reconoce a las Compañías Eléctricas, por los desajustes de ingresos soportados durante el año natural, **un derecho de compensación (DC)**, consistente en unos derechos de cobro con las siguientes características básicas:
 - Reconocimiento de una rentabilidad financiera por el saldo pendiente de cobro.
 - Recuperación de “forma lineal” (cuotas mensuales, calculadas con sistema francés) y en un plazo determinado (15 años, excepto los anteriores a 2003, que fueron a 7 años).
 - Inclusión de las cuotas como coste del sistema de liquidación del Sector Eléctrico.
 - Una vez regulados explícitamente, posibilidad de desintermediación vía adquisición por terceros, ajenos al Sector Eléctrico.
- Los derechos de compensación regulados hasta la fecha se encuentran en la siguiente situación:

	Importe Inicial EUR MII	DC a 31/12/2008 EUR MII	Situación actual
DT 2000-2002	1.522	419	Desintermediado
DT 2005	3.830	3.497	Desintermediado
DT 2006	2.271	2.082	EN BALANCE DE C. ELÉCTRICAS
DT 2007	1.224	1.208	Cubierto con Subasta CNE
DT 2008	4.136	4.136	EN BALANCE DE C. ELÉCTRICAS
DT 2009	4.616	3.500 (*)	EN BALANCE DE C. ELÉCTRICAS

(*) DC reconocido a efectos de titulización a 31/12/2009, resto de importe debería incrementar déficit del año 2010

Fuente: BBVA Research

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

Impacto en las Compañías Eléctricas (ii)

El déficit tarifario tiene un peso importante en el balance de las C. Eléctricas

- Desde el punto de vista de la contabilidad de las empresas eléctricas, **los déficits tarifarios se clasifican en el balance de las empresas eléctricas como un activo (derecho de cobro), al no cobrar en las liquidaciones todos de ingresos que les corresponden, al que la legislación reconoce una rentabilidad igual al Euribor, sin margen.**
- Para IBE, el déficit representa el 13,6% de su deuda financiera neta a finales de 1H10 (0,67x EBITDA), para Enel es el 12,5% de su deuda neta (0.5x EBITDA) y 7,6% y 0.3x EBITDA para Gas Natural. El impacto sobre el balance de las compañías es significativo, como puede observarse en las dos Tablas que siguen:

(*) DC reconocido a efectos de titulización a 31/12/2009, resto de importe debería incrementar déficit del año 2010

Déficit tarifario acumulado en el sistema eléctrico español por los principales jugadores						
Billones Eur	Déficit tarifario a 31-03-10	% del déficit total a 31-03-10	Deuda bruta ajustada a 31-12-09	Déficit tarifario a 31-12-09	Deuda neta con déficit tarifario a 31-12-09	Deuda neta sin déficit tarifario a 31-12-09
Enel	7	51,85%	74,6	6,9	70,6	63,7
Endesa	7	51,85%	22,6	6,9	20,7	13,8
Iberdrola	3,8	28,15%	31,6	3,6	30,4	26,8
Gas Natural Fenosa	1,4	10,37%	23	1,3	22,4	21,1
EDP (via HC Energia)	0,6	4,44%	19,5	0,5	17,3	16,8
Otros	0,7	5,19%		0,4		
Total:	13,5	100,00%		12,6		

Fuente: Moody's

Impacto en las Compañías Eléctricas (iii)

Impacto del déficit tarifario en la métrica 2009 de las compañías						
	FFO / DEUDA NEETA		RCF / DEUDA NETA			
Con déficit tarifario	Sin déficit tarifario	Con déficit tarifario	Sin déficit tarifario	Rating y outlook actuales	Perspectivas de Moody's para el rating actual	Con déficit tarifario
Enel	16,10%	17,80%	11,70%	12,90%	A2* Negativo	Para estabilizar el rating, Enel debe demostrar que puede alcanzar un ratio RCF/deuda neta de aprox. 15%, FFO/deuda neta de al menos el 20% y FFO/intereses de más de 4x
Endesa	25,50%	38,20%	-6,90%	-10,30%	A3 Negativo	RCF/deuda neta entorno al 15%, FFO/deuda neta de al menos el 20% y FFO/intereses de más de 4x
Iberdrola	16,30%	18,50%	11,50%	13,00%	A3 Negativo	Esperamos que Iberdrola demuestre su capacidad para alcanzar ratios a medio plazo de RCF/deuda neta 14%, FFO/deuda neta del 20% y FFO/intereses de 4,5x
Gas Natural Fenosa	13,00%	13,80%	9,70%	10,20%	Baa2 Estable	RCF/deuda tendiendo hacia > 10% y/o FFO/cobertura de intereses >3x
EDP	15,50%	16,00%	12,60%	12,90%	A3* Estable	RCF/deuda neta de doble dígito bajo y FFO/deuda neta entorno a 15%

Fuente: Moody's

Déficit Tarifario: Objetivos del RD 6/2009

Eliminación del Déficit Tarifario en 2013: RD 6/2009

- De acuerdo a las cifras publicadas en 1H10, **el déficit tarifario acumulado por las compañías eléctricas domésticas asciende a EUR14,6bn** (incluyendo 2009 y provisional 1H10), distribuidos de la siguiente manera: Endesa/Enel (EUR7,7bn), IBE (EUR4,4bn), Gas natural (EUR1,6bn) y EDP (EUR0,7bn).

Medidas crediticias de las utilities españolas 2009						
Compañía	Rating	D. neta EBITDA	FFO Interés bruto	FFO D. neta	Apalan. neto	Margen EBIT
Iberdrola	A3 Neg/A-	4.3x	4.7x	18%	50%	18%
Endesa	A3 Neg/A-	2.4x	6.4x	30%	47%	20%
EDP*	A3/A-Neg	4.2x	4.6x	17%	58%	16%
Media rango A		3.0x	5.9x	26%	53%	17%
Gas Natural	Baa2/BBB+Neg	5.4x	4.5x	14%	63%	16%
Media rango BBB		4.2x	4.4x	18%	60%	13%

Fuente: datos compañía, CreditSights

Nota: Compañías con el ratio más bajo de Moody's o S&P

Las compañías con asterisco (*) se benefician de una subida de rating porque se percibe apoyo estatal

- Desde 2006, dada la elevada magnitud del déficit tarifario alcanzado, el Gobierno ha adoptado diversas medidas (pago por las compañías de los derechos de emisión de CO₂, inicialmente gratuitos, eliminación de incentivos por capacidad, en especial a las centrales nucleares...) para contenerlo e incluso eliminarlo totalmente, con un éxito limitado, al seguir las tarifas en la práctica casi congeladas.
- En vista de la dificultad para las empresas eléctricas de titular el déficit tarifario acumulado en los mercados financieros, **el Gobierno aprobó el Real Decreto-Ley 6/2009, donde se proponía eliminar el déficit tarifario en 2013 y se reconocían explícitamente los EUR10bn acumulados de déficit hasta 2008.**
 - La senda de reducción del déficit aprobada es: EUR3.5bn (2009), EUR3bn (2010), EUR2bn (2011) y EUR1bn (2012). El objetivo de 2009 ya se ha incumplido y en los siete primeros meses de 2010 ya se acumulado un déficit de EUR2,585m.
 - Bajo del RD 6/2009 se elevó la tarifa eléctrica satisfecha por los usuarios, dando carácter mensual al pago de los recibos, hasta entonces bimensual; y se obliga a la Administración a elevar automáticamente la tarifa si el año precedente el déficit tarifario era mayor al previsto.
 - Se concedió además el aval expreso del Estado a los bonos de titulización** que se emitan para que las compañías eléctricas puedan cobrar los "déficits tarifarios" –tanto el ya acumulado como los nuevos que se produzcan hasta 2012 inclusive.
 - Queda claro además **que el derecho de recuperación del déficit es un deber bien establecido y desarrollado legalmente**, por lo que la posibilidad de un haircut sobre éste es una posibilidad más que remota.

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

El Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE): Cronograma

Cronograma de FADE

- **Principales pasos dados hasta la fecha en el proceso de titulización:**
- **Abril de 2009:** Publicación del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se sientan las bases para (i) el reconocimiento explícito de los derechos de compensación de las Compañías Eléctricas; y (ii) la creación del Fondo de Titulización del Déficit del Sector Eléctrico (FTDSE) y el proceso de titulización.
- **Septiembre de 2009:** Elección de la Sociedad Gestora de Titulización: TdA.
- **Abril de 2010:** Publicación del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, con el que se completa el desarrollo normativo necesario para proceder a la titulización.
- **Junio de 2010:** Nombramiento de las entidades financieras colocadoras de la primera emisión: BBVA, Santander, BNPP, Deutsche Bank y Goldman Sachs; nombramiento del despacho de abogados para completar la documentación de la titulización.
- **Agosto-Septiembre 2010:** Nombramiento del Comité de Seguimiento del FTDSE, cierre de la documentación de la titulización, aprobación del folleto de emisión por la CNMV, proveedor de la línea de liquidez (ICO), rating provisional otorgado por las agencias, road show y marketing.
- **Principales hitos pendientes:**
- Catalogación por el BCE de los bonos a emitir (última semana de Septiembre).
 - Este es un punto clave, porque si se clasifican como grupo V (ABS), además del elevado haicurt aplicado (superior al 20%), desde Marzo de 2010 se exige a los nuevos ABS dos calificaciones AAA, por lo que no sería papel elegible como descuento ante el ECB. Los precedentes previos como el FROB (en grupo II) o los GGBs (grupo III) nos hace ser positivos al respecto.
- Publicación de la Orden Ministerial que regula el aval del Tesoro.

La Catalogación por el ECB como principal hito pendiente

Aun está pendiente de definir la fecha en la que se pretende salir con la primera emisión (previsiblemente para la segunda-tercera semana de Octubre), que en principio se estima que alcance un volumen estimado de EUR3bn.

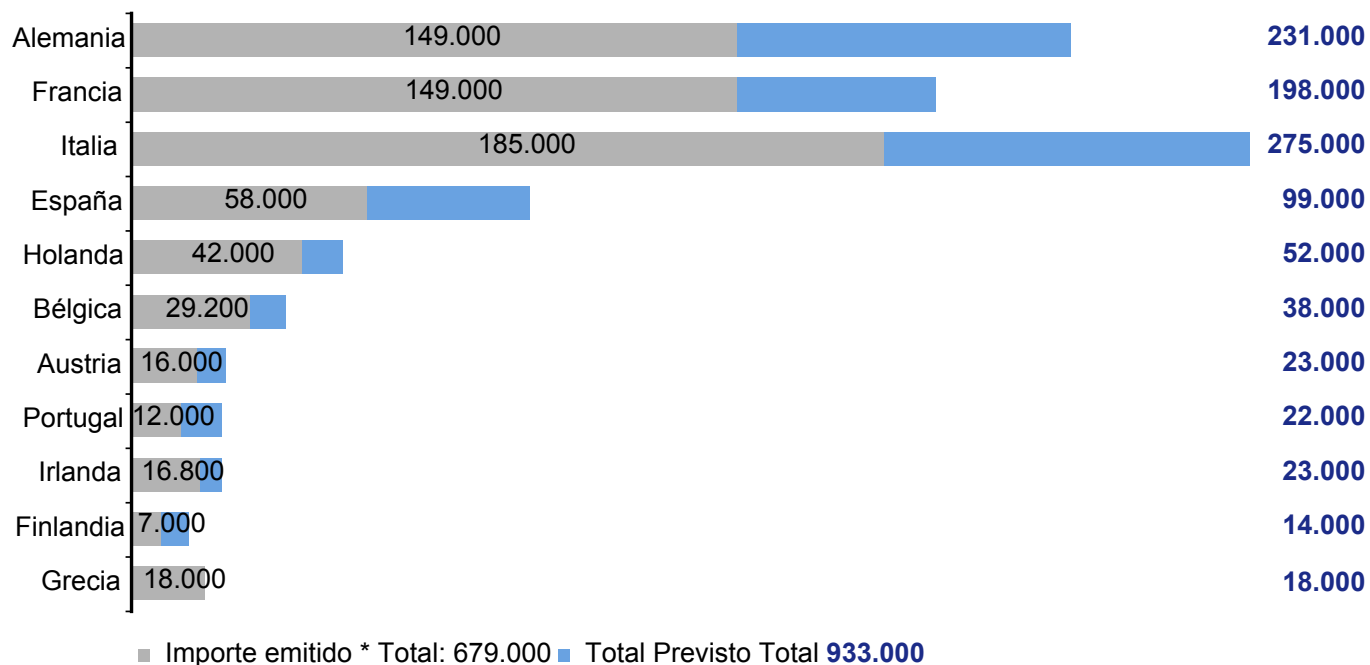
FADE: ¿Una Solución Factible? (I)

Contexto de Mercado más favorable para FADE

- A nuestro juicio, la mejora en las condiciones de mercado ocurridas en los últimos doce meses hacen factible que la emisión inaugural del FTDSE pueda ser a lo largo de 4Q10. **¿En qué basamos nuestra argumentación?**
 - **Menor presión por el lado de las necesidades de financiación del Tesoro**, que ya ha emitido un 70% de los EUR97bn que tenía previstos en 2010, sin ningún cluster de vencimientos pendientes relevante.

Estrategia de Financiación en cada país en 2010 (MII. EUR)

* Hasta el 31 de agosto
Fuente: Expansión



FADE: ¿Una Solución Factible? (II)

Contexto de Mercado más favorable para FADE

Resultados de la Subasta			
Plazo	Importe en MII. EUR	Ratio de cobertura en veces	Interés en %
10 Años	2.723	2,32	4,164
30 Años	1.276,9	2,10	5,081

Fuente: Expansión

Menor presión de papel competidor (FROB, GGBs)

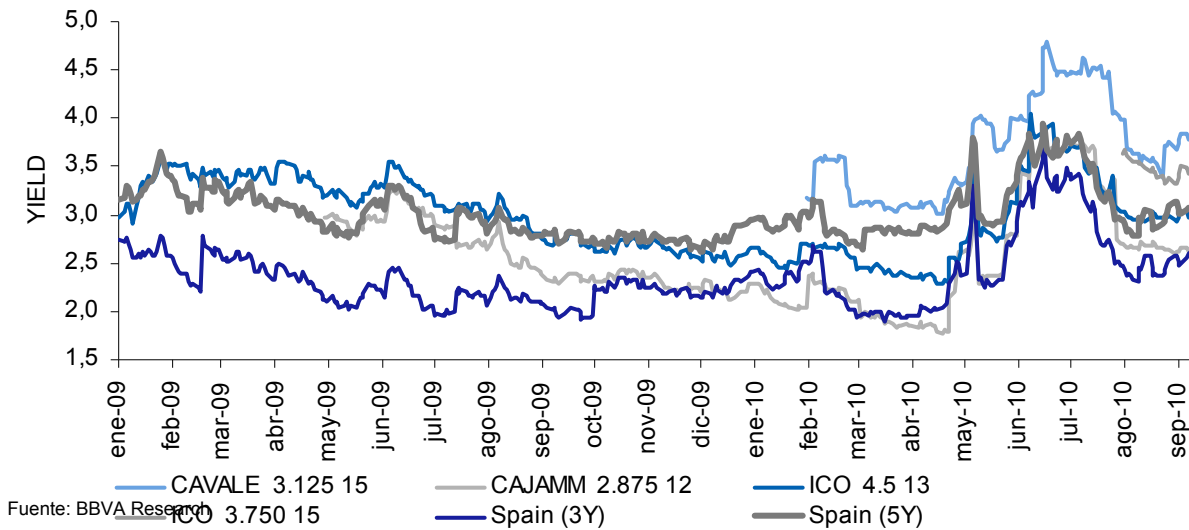
- **Menor presión por el lado de “papel competidor” como por ejemplo el FROB o los GGBs**, que también gozan de la garantía explícita del Estado:
 - Las necesidades de recapitalización del sistema financiero español son mucho más limitadas de lo que estimaba hace apenas unos meses, apenas de EUR2bn de acuerdo al pero escenario del stress test. El FROB acaba de conseguir EUR3bn adicionales de funding vía financiación bancaria a los EUR12bn que ya disponía.
 - La reapertura del mercado de covered bonds a nombres domésticos Tier 2 implica una menor necesidad de captación de funding vía GGBs.
- Los niveles de yield en los govies de los países “core” está reactivando un cierto “hunt-for-yield” por parte de los inversores de crédito, como hemos visto en los recientes niveles de sobre subscripción de las últimas emisiones de corporates (FT, TEF, Atlantia) que favorece la colocación de papel.
- Mejor performance de la deuda pública española una vez pasado Julio (el mes de mayor concentración de vencimientos), que ha convergido en CDS y cash con Italia, desmarcándose así del resto de periféricos (Grecia, Irlanda, Portugal) que siguen sujetos a una presión significativa.

FADE: Referencias de Pricing

Entre el ICO (floor) y los GGBs (cap)

- **El límite inferior (floor)** de pricing de la deuda emitida por el FTDSE vendría dado por la **deuda emitida por el ICO**, agencia estatal (mismo rating que el Reino de España), con una presencia destacada con volúmenes significativos en los mercados de crédito.
- **El límite superior (cap) vendría a nuestro juicio determinado por los GGBs** (deuda senior unsecured con el aval del Estado), por su link con el sector financiero doméstico y en particular con el sector de cajas, muy presionado tanto desde el punto de vista de funding/capitalización como de rating.
- El bono de EUR3bn emitido por el **FROB** en 2009 también constituiría una referencia válida, **aunque la liquidez de FADE será sensiblemente mayor a la del FROB**, donde no prevemos nuevas emisiones de deuda en los próximos meses.
- Riesgo sector eléctrico (fundamentalmente regulatorio) vs riesgo sector financiero (funding, capitalización, ratings, ...).

Comparativa: GGBs vs ICO vs España



VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

La Moratoria Nuclear: Un Precedente Previo

La Moratoria Nuclear como Precedente de FADE

- La Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), decretó en 1994 la paralización definitiva de cinco centrales nucleares en España que se empezaron a construir en la década de los 80, al rescindirse el Estrado los permisos de manera unilateral. Esta normativa también fijó en **EUR4,383m** la compensación que deberían recibir los titulares de las centrales por inversiones realizadas y costes de financiación.
- **El RD 2202/1995 emplazaba a la Dirección General de Política Energética y Minas**, dependiente de Industria, a calcular las anualidades necesarias para satisfacer las compensaciones establecidas, correspondientes a las desinversiones y enajenaciones, así como gastos incurridos en el desmantelamiento y cierre de las centrales paralizadas.

Derechos de Cobro cedidos a un Fondo de Titulización

- El cesionario de todos los derechos de compensación fue el **Fondo de Titulización de Activos Resultantes de la Moratoria Nuclear**. Las eléctricas cedieron los derechos de cobro al Fondo de Titulización, constituido en 1996, por EUR4,278m. Las compañías recibieron esta cantidad de una sola vez, lo que les permitió liquidar esta deuda. El Fondo de Titulización se financiaba vía los consumidores mediante un **porcentaje de la tarifa eléctrica que no podía superar el 3,54% de los costes totales** (hasta 2006 se mantuvo en torno al 1.72%) e inicialmente el pasivo acumulado se pretendía recuperar en un plazo de 25 años a partir de 1995 (i.e, hasta 2020).

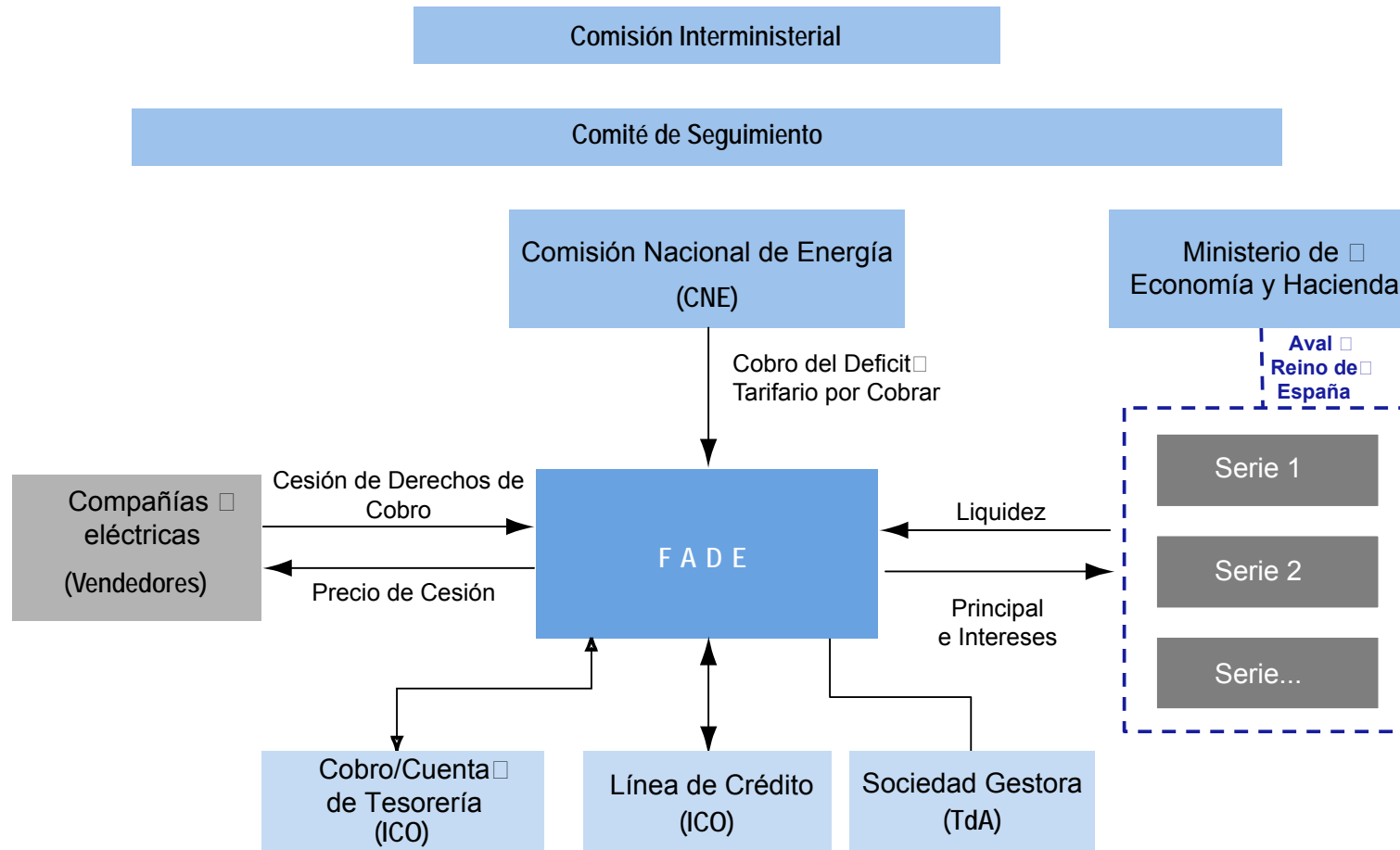
Cargo específico en la Tarifa, recuperación en 25 años

- En Abril de 2006 entró en vigor el RD 470/2006 que **modificó el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear con destino específico**, que quedó reducido a un 0,33% sobre el total, dado que la combinación de un incremento mayor que el previsto en la demanda eléctrica y la reducción en los tipos de interés a raíz de la adopción del Euro produjeron una fuerte aceleración de la amortización del derecho de compensación. Por lo tanto, se redijo en cinco años, hasta el 2015, el plazo máximo previsto de amortización completa de los costes derivados por la moratoria nuclear.
- Podemos ver que hay **evidentes similitudes** entre la solución que se adoptó en su momento para la moratoria nuclear y la diseñada para la titulización del déficit tarifario. En ambos casos, la financiación se ha realizado (o se realizará en el caso de FADE) mediante la afectación de un porcentaje de la tarifa eléctrica con la condición de coste con destino específico.
- En los dos casos, se definió un **largo periodo temporal** (25 años para la moratoria nuclear, 15 años para el déficit tarifario), para evitar que los cargos específicos no gravasen en exceso el coste de la energía eléctrica para los usuarios finales.

FADE: Diagrama de Estructura

¿Qué es FADE? Estructura de FADE

Fuente: FADE



VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

FADE: Características Principales (i)

Límite Máximo de Emisión: EUR25bn

- El Fondo de Amortización del Déficit Tarifario (FADE) es una solución similar a la tomada en su momento para los Derechos de Cobro o pendientes de la moratoria nuclear, con la siguientes características específicas:
 - **Objetivo del Fondo:** Financiar y amortizar el importe acumulado de una deuda del sistema público de liquidaciones eléctrico con las compañías generadoras (Cedentes del Fondo), Con cargo a la tarifa de acceso eléctrica que pagan todos los consumidores y que fija regularmente el Gobierno.
 - **Límite máximo de Emisión:** EUR25bn (EUR14.67bn ya reconocidos por Ley, correspondientes a los ya generados a cierre de 2008, EUR3.5bn correspondientes al límite de déficit tarifario reconocido para 2009 y EU3bn como déficit máximo reconocido para el ejercicio 2010), **denominados exclusivamente en Euros y sin subordinación entre los Bonos de las diferentes series.**
 - El límite de salvo vivo (EUR25bn) es sensiblemente superior a los Derechos de Cobro reconocidos hasta 2013 para evitar posibles problemas de refinanciación de los bonos. Sería equivalente a efectos prácticos a una sobrecolateralización (OC).
 - El Fondo deberá adquirir los Derechos de Cobro del déficit tarifario cuyo compromiso de cesión le haya sido comunicado en el **plazo máximo de un año** desde su fecha de comunicación (i.e, hasta el 7 de Julio de 2011), siempre que no concurren circunstancias excepcionales en los mercados financieros:
 - Los Derechos de Cobro ya cedidos incluyen el déficit peninsular generado hasta 2010 y los extrapeninsulares de 2001 a 2008.
 - Transcurrido un año desde la comunicación de la cesión, los cedentes podrán resolver el compromiso de cesión de los derechos de cobro no adquiridos por el Fondo.
 - Los posibles déficits generados de 2010 a 2012 serán reconocidos cada año por la Orden Ministerial por las que se fijan las tarifas de acceso para el año siguiente, momento a partir del cual podrán cederse al Fondo.
 - Cualquier desviación por exceso entre el déficit tarifario real y el cedido al fondo en los ejercicios a partir de 2009 se considerara como coste liquidable en el ejercicio en curso.
 - **Fecha de Vencimiento Legal del Fondo:** 23 años desde la Fecha de Constitución del Fondo, no pudiéndose aplazar al pago de intereses o principal de los bonos con posterioridad a esa fecha,
 - **Los Derechos de Cobro cedidos al Fondo deberán ser amortizados en quince años desde su Fecha de Cesión,** de acuerdo al RD 437/2010. Los EUR10bn de déficit generados a 31 de Diciembre de 2008 se recuperarán entre ocho (extrapeninsular 2001-2002) a quince años (resto) a partir de su fecha de reconocimiento en la OM correspondiente.

Los Derechos de Cobro cedidos deberán ser amortizados en 15 años

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

FADE: Características Principales (ii)

Aval del Estado: Incondicional e Irrevocable, por EUR13.5bn

- **Garantía específica, incondicional e irrevocable por parte del Reino de España (cubriendo inicialmente EUR13.5bn)**, con cargos a los PGE de 2010, sin perjuicio de que las emisiones puedan realizarse con posterioridad):
 - De características similares al Aval otorgado para el FROB o los GGBs, cubriendo tanto el pago de intereses como en el reembolso del principal.
 - Ratings alineados con el garante (Reino de España, AAA/AA/AA+).
 - Se procederá a su ejecución si los recursos disponibles del fondo, incluyendo la línea de crédito otorgada, no son suficientes para hacer frente a los pagos correspondientes.
 - Pago de los intereses y el principal pendiente en los Bonos y las posibles refinanciaciones rankean senior en el orden de prelación que la devolución al Estado de cualquier desembolso realizado en virtud de la ejecución del Aval.
 - La Sociedad Gestora del Fondo deberá comunicar a la Dirección General del Tesoro la imposibilidad de hacer frente a los pagos de las obligaciones resultantes del Bono avalado con una antelación del al menos quince días. El incumplimiento por parte de la Sociedad Gestora del preaviso no afectará a la efectividad del Aval.
 - La ampliación del aval del Estado al resto del programa (EUR25bn) deberá ser aprobada por Orden Ministerial e incluida en los correspondientes PGE.
 - Podrían llegar a realizarse Emisiones de Series de Bonos que no llegasen a contar con el Aval del Estado.
- **Las obligaciones de pago de FADE se financiarán vía un cargo adicional en las tarifas de acceso a pagar por todos los consumidores del sistema** y reconocido como un coste permanente del sistema (transporte, distribución, subsidios a renovables, déficits tarifarios pasados y ya desintermediados, FADE, etc).
 - El tipo de interés de referencia para el cálculo del cargo adicional a incluir en las tarifas de acceso será como mínimo de 30bp superior al coste medio de la deuda emitida por FADE y susceptibles de ser revisados por la Comisión de Seguimiento del Fondo a su discreción para matchear assets/liabilities en caso de ser necesario.
- Por lo tanto, **la anualidad calculada por la CNE incluirá tanto la parte proporcional del principal amortizable de los Derechos de Cobro del Déficit Tarifario que corresponda hasta su extinción (quince años) como los costes financieros (intereses)** equivalentes al interés medio ponderado de los bonos emitidos más un diferencial de 30bp.

FADE: Características Principales (iii)

Provisión de línea de liquidez por el ICO de EUR2bn

Cubre impagos tanto de Cupón como de Principal

- **FADE será gestionado por un programa de Titulización de Activos, TdA.**
- Operativa Supervisada por una Comisión Interministerial, que decidirá las condiciones, plazo y timing de emisión de FADE.
- **Línea de Liquidez adicional provista por el ICO (AAA/AA/AA+), de EUR2bn:**
 - Cubre eventuales desfases de tesorería entre ingresos y pagos del fondo, para hacer frente al pago del principal e intereses de los Bonos, siempre que no haya otros recursos disponibles, sin contar el Aval del Estado.
 - Provisión de Liquidez similar a la facilitada en las cédulas multicedentes, pero cubriendo impagos tanto de cupón como de principal.
 - La línea de liquidez en las cédulas sólo cubre impago de cupón (a no ser que haya Fondo de Reserva), y normalmente está limitada a un 6-7% del volumen emitido.
 - La devolución de las cantidades dispuestas de la línea liquidez rankean senior al repago del principal de los bonos (como en las cedulas).
 - Efectiva hasta 24 meses anteriores a la fecha de vencimiento final de los bonos emitido por FADE con vencimiento más lejano.
- **El Déficit será pagado siguiendo un esquema LIFO** (last-in-first-out, siendo devuelto por lo tanto en primer lugar el déficit generado en los últimos ejercicios) y será devuelto a las compañías eléctricas de acuerdo a sus cuotas relativas, siguiendo el esquema anterior. El déficit no-peninsular (Endesa) será el último en ser repagado.

FADE: Características Principales (iv)

Puede Adquirir
Derechos de Cobro
hasta cinco años
después de
Constitución

- **FADE se define como un Fondo abierto** (como CADES) a la adquisición de los Derechos de Cobro generados por potenciales Déficits Tarifarios en el futuro (generados del 2010 al 2012). El Fondo podrá realizar adquisiciones de sucesivos Derechos de Cobro en un plazo máximo de hasta cinco años desde la fecha de constitución de éste. FADE es por tanto un Fondo de Titulización abierto tanto por su activo como por su pasivo.
- **Plazo máximo de emisión de quince años y mínimo de un año.** Bonos hard bullet como instrumento principal de emisión de deuda, pudiéndose optar también por FRNs (hasta dos años de vencimiento), bonos cupón cero (vencimiento a un año) o bonos con principal amortizable y ampliaciones de series preexistentes. Se define un plazo de emisión máximo de veinte años desde la fecha de la primera emisión del Fondo y un plazo máximo de vencimiento de 21 años desde la anterior fecha.
- La generación de ingresos por el sistema eléctrico español esta afectada por múltiples factores regulatorios, estructurales, operativos, técnicos, económicos y en general por el nivel de demanda eléctrica.
- **Riesgo de refinanciación**, en caso de que no se puedan emitir nuevos Bonos dadas unas condiciones de mercado concretas para refinanciar bonos anteriores que vencen y que los cobros generados por los Derechos de Cobro cedidos no sena suficientes para atender dichos vencimientos.
- Los riesgos anteriores se mitigarán por la existencia en su caso del Aval del Estado y de la Línea de Crédito.
- La existencia de retrasos en el pago de intereses o en el reembolso del principal a los titulares de los bonos **devengarán intereses de mora** a su favor (EONIA) en el caso de las Series que cuenten con Aval del Estado.
- **Orden de Prelación de Pagos del Fondo:**
 - Pago de intereses devengados por cada serie previamente a la devolución del importe por disposición del Aval con esta finalidad.
 - Pago del principal de los bonos de todas las series previamente a la devolución de importe por disposición del Aval con esta finalidad.
 - La línea de crédito otorgada no se empleará en ningún caso para rembolsar al Estado los importes satisfechos a los titulares de los bonos por la disposición del Aval para el pago de los intereses y principal de los bonos.

FADE: Características Principales (v)

Los Cedentes son eximidos de cualquier responsabilidad

- **Los cedentes (las compañías eléctricas) no asumen responsabilidad alguna derivada del impago de los Derechos de Cobo del Déficit Tarifario.** El Fondo de Titulización asumirá el riesgo inherente de compra de los mismos. No hay riesgo de claw-back.
- En ningún caso el importe total de los pasivos del Fondo (saldo nominal pendiente de pago, importe dispuesto en la línea de crédito y el resto de pasivos) podrá ser superior a los activos de éste (Derechos de Cobro cedidos).
- **Payment Acceleration** sólo en caso de liquidación anticipada o extinción del Fondo o bajo los dos siguientes supuestos:
 - En caso de quiebra de la Sociedad Gestora y no encontrarse sustituto válido en los siguientes cuatro meses.
 - Si la totalidad de los titulares de los Bonos manifiestan su interés en la amortización total de los bonos.
- Hasta la desaparición del déficit de tarifa *ex_ante*, **los peajes de acceso podrán revisarse semestralmente** (y trimestralmente en circunstancias excepcionales).
 - Todos los costes regulados y entre ellos los costes permanentes del sistema se recuperarán a través de las tarifas de acceso.
- **Los Derechos de Cobro deben ser recuperados en un plazo máximo de quince años**, por lo que si asumimos un tipo de interés medio del 3.3% durante 15 años y teniendo en cuenta los EUR17.6bn de Derechos de Cobro que el Fondo en un principio asumirá, el monto total que deberán pagar los consumidores sería de c.EUR26bn. Los costes totales previstos en la Tarifa para 2010 ascienden a EUR34.1bn (EUR16bn ligados a las tarifas de acceso y EUR18bn asociados a los costes de energía), por lo que la amortización completa del déficit tarifario se traduciría en un incremento anual del 5.1% en las tarifas, son considerar ningún recorte de costes, manteniendo constantes los subsidios a las renovables respecto al nivel de 2010 y sin considerar tampoco variaciones en los costes de la energía.

FADE: Derechos de Cobro Reconocidos por RD 437/2010

Importe Pendiente de Cobro a 31-12-2009									
Artículo	Derecho de Cobro	Endesa	Iberdrola	Elcogas	Hidroeléctrica del Cantábrico	EON Generación	EON España	Gas Natural Fenosa	Total
Ap 1(i) a)	Peninsular 2006	882.904.313,65	702.941.327,56	48.441.082,29	106.474.815,88			220.003.575,51	1.960.765.114,89
Ap 1(i) b)	Peninsular 2008	1.751.541.396,23	1.388.620.114,69	75.757.338,31	241.154.250,35			509.279.699,61	3.966.352.799,18
Ap 1(i) c)	Extrapeninsular 2001-2002	127.318.580,18							127.318.580,18
Ap 1(i) d)	Extrapeninsular 2003-2005	443.553.470,38							443.553.470,38
Ap 1(i) e)	Extrapeninsular 2006	777.632.174,18							777.632.174,18
Ap 1(i) f)	Extrapeninsular 2007	361.514.261,40							361.514.261,40
Ap 1(i) g)	Extrapeninsular 2008	487.304.787,16							487.304.787,16
Ap 1(ii)	Peninsular 2009	1.545.600.000,00	1.225.350.000,00	2.372.650,15	212.800.000,00	33.757.774,79		480.119.575,06	3.500.000.000,00
Ap 1(iii)	Peninsular 2010	1.324.800.000,00	1.050.300.000,00		182.400.000,00		30.000.000,00	412.500.000,00	3.000.000.000,00
Ap 1(iii)	Peninsular 2011*	883.200.000,00	700.200.000,00		121.600.000,00		20.000.000,00	275.000.000,00	2.000.000.000,00
Ap 1(iii)	Peninsular 2012**	441.600.000,00	350.100.000,00		60.800.000,00		10.000.000,00	137.500.000,00	1.000.000.000,00
Total	(EUR)	9.026.968.983,18	5.417.511.442,25	126.571.070,75	925.229.066,23	33.757.774,79	60.000.000,00	2.034.402.850,18	17.624.441.187,38

* Conforme al artículo 4 del RD 432/2010, son titulares iniciales de los Derechos de Cobro Extrapeninsulares, Endesa S.A y las empresas del grupo empresarial (Unión Eléctrica de Canarias Generación, Gas y Electricidad Generación, y Endesa Generación)

** De acuerdo con la descripción normativa anterior, hasta la correspondiente aprobación de la Orden que determine los Peajes para el año 2011 y 2012, respectivamente no se podrán ceder al Fondo, los Derechos de Cobro Déficit 2011 y Derechos de Cobro Déficit 2012. (A efectos informativos, se incluyen en el cuadro los importes máximos de dichos Derechos de Cobro)
fuente "FADE"

- Los Déficit máximos estimados para 2011 y 2012 **no se podrán ceder al Fondo hasta que se publique la Orden Ministerial** que determine los peajes de acceso para ambos ejercicios.
- Las desviaciones entre el déficit tarifario real y el estimado para los ejercicios comprendidos entre el 2009-2012 serán satisfechos mediante subidas de las tarifas de acceso con carácter inmediato en el ejercicio siguiente.

FADE: Análisis de Comparables

Análisis comparativo entre FADE y productos similares				
	FADE	CADES	FROB	GGB
Activo	Coste permanente del sistema eléctrico	CRDS	Valor preferido de los bancos reestructurados	Balance ordinario bancos
Pasivo	Hard Bullets en todos los vencimientos disponibles Bonos con un perfil de amortización predeterminado FRN Bonos a corto plazo (1 año) emitidos con descuento	Hard bullets	Hard bullets Capital proporcionado por el Estado y el Fondo de Garantía de Depósitos	Hard bullets
Garantías adicionales	Línea de crédito Cobertura de riesgo tipo de interés automático Posibilidad de aumentar el interés reconocido en los derechos Financiación de último recurso del sistema eléctrico por parte de las utilities	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Principal riesgo crediticio	Reino de España	República de Francia	Reino de España	Reino de España
Vida	21 años máximo	Sin definir	7 años máx	5 años máx

fuelle "FADE"

Catalogación por ECB todavía pendiente

FADE no es deuda pública

- A falta de la catalogación oficial de la deuda emitida por FADE por el ECB, entendemos que hay **argumentos suficientes para que ésta se clasifique como grupo II (ICO/FROB) o III (GGBs), y no como ABS (V)**.
 - La decisión final a este respecto se anunciará en la última semana de Septiembre, de acuerdo a la Dirección General del Tesoro.
- Pese a las similitudes evidentes entre FADE y CADES, en el sentido de que la finalidad de ambas es financiar un déficit y las analogías en su mecanismo de funding, hay diferencias importantes:
 - **FADE cuenta con el aval explícito del Estado.**
 - A diferencia de la deuda emitida por CADES (deuda pública al ser su origen el déficit de la Seguridad Social de la República Francesa), **la deuda de FADE no es deuda pública**; el déficit que financia es de origen privado.
 - Provisión de línea de liquidez en FADE.

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

FADE vs Sector Eléctrico Español: Conclusiones

FADE es autónomo e independiente de posibles cambios regulatorios en el sector

La Moratoria Nuclear como precedente positivo

FADE como alternativa de valor vs FROB/GGBs

- Aunque los derechos de cobro asignado a FADE tienen su origen en el déficit tarifario acumulado por el sistema eléctrico español, la definición, marco legal, cálculo de las anualidades y periodo de actividad del Fondo están claramente definidos, y **son autónomos e independientes de potenciales medidas regulatorias adicionales que se pudiesen tomar sobre el sector durante la existencia legal del Fondo**, siempre que no afecten directamente a la operativa de FADE.
- **La recuperación de los derechos se cobro asociados a la moratoria nuclear, que finalizará en 2015, constituye un precedente positivo:**
 - El Fondo de Titulización creado ad-hoc para la amortización de los derechos de cobro asociados a la moratoria nuclear no ha tenido ningún problema para cumplir sus obligaciones de pago desde su constitución en 1996 y de hecho la amortización completa de estos derechos tendrá lugar cinco años antes de lo inicialmente estimado. A diferencia de FADE, no contaba con el Aval del Estado.
 - Desde 1996 han tenido lugar sucesivos e importantes cambios sobre el marco regulatorio del sector eléctrico español que en ningún caso han afectado al funcionamiento del Fondo, que se ha financiado, al igual que FADE, vía un cargo específico en los peajes de acceso y por lo tanto como un coste permanente del sistema.
- La congelación de los peajes de acceso que se acaba de anunciar para el mes de Octubre ha suscitado dudas sobre la financiación de FADE, aunque las últimas noticias apuntan a una subida de las tarifas en torno al 2% en términos globales, ligada al aumento en los costes de la energía (la parte de la tarifa eléctrica no liberalizada).
- En cualquier caso, el cálculo de la anualidad necesaria ya está fijado, así como su inclusión como un cargo específico en los peajes de acceso, por lo que abren varias opciones:
 - Se aprovechará para la inclusión del nuevo cargo específico el hueco dejado por la moratoria nuclear en la tarifa, cuyo cargo específico ha disminuido sensiblemente en la tarifa desde 2006.
 - Se procederá a una reducción de los costes del sistema englobados dentro de los peajes de acceso, principalmente los referidos a las subvenciones a las energías renovables.
 - **La inclusión de posibles medidas impositivas sobre la generación hidráulica y nuclear afectaría directamente a los resultados operativos de las utilities domésticas, pero NO a los tenedores de bonos de FADE, en tanto que el cargo específico creado en las tarifas de acceso no sufriría cambio alguno al respecto.**
- **FADE es por tanto una vía más defensiva de tomar exposición al sector eléctrico español con un riesgo asimilable al del garante (Reino de España), con un subyacente (la propia tarifa eléctrica) de muy bajo riesgo y unas características específicas además del Aval del Estado, como la provisión de una línea de liquidez, que no están presentes en otros instrumentos de deuda que también cuentan con el aval del Estado (GGBs).**

El Pacto de Estado sobre Energía: ¿Hasta dónde puede llegar?

Déficit Tarifario más allá de 2013?

- El “Pacto de Estado” al que PSOE y PP aspiraban alcanzar y presentar entre Septiembre y Octubre de 2010 incluía una potencial revisión de todos los costes del sistema, tanto de actividades liberalizadas como reguladas.
- Las potenciales medidas más perjudiciales para el Sector sería la inclusión de una posible tasa impositiva sobre los “windfall” profits de la producción nuclear e hidráulica, pero ...
 - La situación del parque nuclear español y alemán son muy diferentes en lo que se refiere a vida operativa.
 - Problemas legales y de gestión de la producción hidráulica en caso de imponer una tasa impositiva sobre esta tecnología.
- **Nuestro escenario central considera exclusivamente una reducción en las primas a las renovables y la persistencia de un déficit tarifario moderado y decreciente más allá de 2013.** Recordamos que FADE es un Fondo Abierto (como CADES), que puede adquirir nuevos Derechos de Cobro en un plazo de hasta cinco años.

Posible recorte de gastos y déficit tarifario pendiente				
Mil. Eur	2010 e	2011 e	2012 e	2013 e
Déficit tarifario	4.043	4.187	4.916	5.294
Recorte de gastos regionales	735	2.917	3.442	3.555
Renovables	499	1.996	2.523	2.612
Eólica	1	4	12	0
Transmisión	35	153	166	181
Distribución	113	471	490	510
Derechos de desconexión	23	80	70	70
Plan de eficiencia	39	154	154	154
Otros	27	62	39	27
Déficit tarifario a distribuir	3.307	1.271	1.473	1.739
Impacto para las Utilities	3.422	1.746	1.975	2.248
% EBITDA España (IBE, ELE, GAS EDP)	27%	14%	15%	17%
% EBITDA Grupo (IBE, ELE, GAS EDP)	15%	7%	8%	9%

10% cut in Transmission 10% in Distribution

20% cut in Disconnection rights

50% cut in Efficiency plan 2004-2014

10% cut in other costs

Fuente: Estimaciones de BBVA Research

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

Anexo: Criterios de Elegibilidad y Haircuts aplicados por el ECB

ECB

Criterios de elegibilidad del BCE				
Categoría I	Categoría II	Categoría III	Categoría IV	Categoría V
Instrumentos de deuda del gobierno central	Instrumentos de deuda de gobiernos locales y regionales	Covered bankbonds tradicionales	Instrumentos de deuda de Entidades de crédito (sin garantizar)	Valores garantizados
Instrumentos de deuda emitidos por bancos centrales ²	Jumbo covered bank bonds ³	Instrumentos de deuda emitidos por emisores corporativos y otros ⁴		
	Instrumentos de deuda de agencias ⁴			
	Instrumentos de deuda supranacionales			

1) En general, la clasificación del emisor determina la categoría de liquidez. Sin embargo, todos los valores garantizados se incluyen en la categoría V con independencia de la clasificación del emisor, y los Jumbo covered bank bonds se incluyen en la categoría II, mientras que los covered bankbonds tradicionales y otros instrumentos de deuda emitidos por entidades de crédito se incluyen en las categorías III y IV.

2) Los certificados de deuda emitidos por el BCE y los instrumentos de deuda emitidos por los bancos centrales antes de la adopción del euro en sus respectivos Estados Miembros se incluyen en la categoría de liquidez I.

3) Sólo los instrumentos con un volumen de emisión de al menos 1 billón de euros, para los cuales al menos tres creadores de mercado den precios bid & ask habitualmente, pertenecen a esta clase de activos de Jumbo covered bank bonds.

4) Sólo los activos comerciales emitidos por emisores que hayan sido clasificados como agencias por parte del BCE se incluyen en la categoría de liquidez II. Los activos comerciales emitidos por otras agencias se incluyen en la categoría de liquidez III.

Fuente: BCE y BBVA Research

Anexo: Criterios de Elegibilidad y Haircuts aplicados por el ECB

ECB

Activos con rating entre AAA y A										
Vida residual (años)	Category I		Category II		Category III		Category IV		Category V	
	Cupón		Cupón		Cupón		Cupón		Cupón	
	fijo	cero	fijo	cero	fijo	cero	fijo	cero	fijo	cero
0-1	0,5	0,5	1,0	1,0	1,5	1,5	6,5	6,5	16,0	
1-3	1,5	1,5	2,5	2,5	3,0	3,0	8,5	9,0		
3-5	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0	5,5	11,0	11,5		
5-7	3,0	3,5	4,5	5,0	6,5	7,5	12,5	13,5		
7-10	4,0	4,5	5,5	6,5	8,5	9,5	14,0	15,5		
>10	5,5	8,5	7,5	12,0	11,0	16,5	17,0	22,5		

(1) Los activos con rating inferior a A- y hasta BBB- tienen un recorte adicional del 5% sobre el haircut correspondiente a su categoría.

(2) A los activos de la categoría V con precio teórico se les aplica un haircut adicional del 5%.

Activos con rating entre BBB+ y BBB-										
Vida residual (años)	Category I		Category II		Category III		Category IV		Category V	
	Cupón		Cupón		Cupón		Cupón		Cupón	
	fijo	cero	fijo	cero	fijo	cero	fijo	cero	fijo	cero
0-1	5,5	5,5	6,0	6,0	8,0	8,0	15,0	15,0	No elegible	
1-3	6,5	6,5	10,5	11,5	18,0	19,5	27,5	29,5		
3-5	7,5	8,0	15,5	17,0	25,5	28,0	36,5	39,5		
5-7	8,0	8,5	18,0	20,5	28,0	31,5	38,5	43,0		
7-10	9,0	9,5	19,5	22,5	29,0	33,5	39,0	44,5		
>10	10,5	13,5	20,0	29,0	29,5	38,0	39,5	46,0		

Fuente: Afi a partir de BCE

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

Contactos Crédito Europa

ANTONIO PULIDO
 Director de Market
 & Client Strategy
ant.pulido@grupobbva.com
 91 374 31 81

ANA MUNERA
 Director Equity y Crédito Global
ana.munera@grupobbva.com
 91 374 36 72

Equity Europa

TMT/ Project Manager

IVÓN LEAL
ivon.leal@grupobbva.com
 91 537 81 44

Andrés Bolumburu
andres.bolumburu@grupobbva.com
 91 374 89 52

Lurdes Sáiz de Quevedo
mlourdes.saiz@grupobbva.com
 91 537 54 26

Construcción
Analista Jefe
ANTONIO RODRÍGUEZ
a.rodriguez.vicens@grupobbva.com
 91 374 66 21

Javier Vela
javier.vela@grupobbva.com
 91 374 78 40

Financiero
Analista Jefe
IGNACIO ULARGUI, CFA
ignacio.ulargui@grupobbva.com
 91 537 50 47

Miguel Ángel Alcalá
miguel.alcala@grupobbva.com
 91 537 93 93

Silvia Rigol Carneiro
silvia.rigol@grupobbva.com
 91 374 32 94

Farma
Analista Jefe
MARÍA MARÍN DE LA PLAZA
mariamarin@grupobbva.com
 91 537 69 51

Utilities
Analista Jefe
JORGE ALONSO SUILS
jorge.alonso@grupobbva.com
 91 374 75 07

Daniel Ortea Hernández
daniel.ortea@grupobbva.com
 91 537 05 50

Oil / Industriales
Analista Jefe
LUIS DE TOLEDO, CFA
luis.detoledo@grupobbva.com
 91 537 07 09

Manuel María Cortés
manuelmaria.cortes@grupobbva.com
 91 374 99 07

Consumo / Small Caps
Analista Jefe
ISABEL CARBALLO
icarballo@grupobbva.com
 91 374 32 69

Juan Ros
juan.r_padilla@grupobbva.com
 91 537 88 57

Estrategia
Estratega Jefe
JOAQUÍN GARCÍA HUERGA, CFA
jghuerga@grupobbva.com
 91 374 68 30

Javier Requena
javier.requena@grupobbva.com
 91 537 83 99

Cristina Varela
cvarela@grupobbva.com
 91 537 78 25

Francisco Viyuela, CFA
francisco.viyuela@grupobbva.com
 91 374 46 61

Estrategia - Análisis Técnico
Analista Jefe
CHRISTIAN OLIVER HAMELBERG
christian.oliver@grupobbva.com
 91 537 40 39

Sebastián E. Tosi
sebastian.tosi@grupobbva.com
 +34 91 537 97 32

Derivados Equity
Analista Jefe
JUAN ANTONIO RODRÍGUEZ, CFA
ja.rodriguez@grupobbva.com
 91 374 30 54

Álvaro Canencia
alvaro.canencia@grupobbva.com
 91 374 46 38

Alfredo de la Figuera
alfredo.figuera@grupobbva.com
 91 537 61 16

Crédito Europa

Analista Jefe
JAVIER SERNA
javier.sernaa@grupobbva.com
 91 537 61 08

Financiero
David Golin
david.golin@grupobbva.com
 91 537 87 46

Financiero
Antonio Vilela
antonio.vilela@grupobbva.com
 91 374 56 84

Util/ Telecom./ Energía
Agustín Martín
agustin.martin@grupobbva.com
 91 537 80 84

Covered Bonds
Jaime Martí
jaimemarti@grupobbva.com
 91 374 59 77

Sector Cíclico
Ana Greco
Analista sectores cíclicos
ana.greco@grupobbva.com
 +91 374 6689

Riesgo Financiero

Analista Jefe
RUBÉN ARAGÓN
ruben.aragon@grupobbva.com
 91 374 52 74

VER INFORMACIÓN IMPORTANTE EN LAS TRES ÚLTIMAS PAGINAS DE ESTE DOCUMENTO

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

Aviso Legal

INFORMACIÓN IMPORTANTE

Este documento, así como los datos, opiniones, estimaciones, previsiones y recomendaciones contenidas en el mismo, han sido elaborados por BBVA Global Markets Research, S.A. (en adelante "BBVA Global Markets Research").

En los próximos tres meses, BBVA Global Markets Research o cualquiera de las Sociedades del Grupo BBVA, espera recibir o intentará obtener compensación por servicios de banca de inversiones de la/s Compañía/s objeto del presente informe.

"BBVA Global Markets Research está sometida al código de conducta de los Mercados de Valores del Grupo BBVA, el cual incluye, entre otras, normas de conducta establecidas para prevenir y evitar conflictos de interés con respecto a las recomendaciones, incluidas barreras a la información. El Código de Conducta en los Mercados de Valores del Grupo BBVA está disponible para su consulta en la dirección Web siguiente: www.bbva.com / Gobierno Corporativo"

SISTEMA DE RECOMENDACIONES

Análisis de Crédito

1. Cartera/Portafolio: El período al que se refiere la recomendación de portafolio es 1 mes a no ser que se indique lo contrario. Las recomendaciones en relación con ponderaciones o pesos relativos para la cartera objetivo por sectores y por ratings son relativas al mercado de referencia bonos de renta fija privada y hacen referencia al seguimiento del índice ML. Se establecen 3 categorías o tipos de recomendación que a la vez se concretan en pesos numéricos respecto a una cartera neutral de ML índices (EXOO): Sobreponderar.- expectativas de revalorización de este sector/tipo de rating superior a la media del índice; Neutral.- expectativas de revalorización de este sector/tipo de rating igual al índice. Infraponderar.- evolución estimada peor que la media del índice.

2. Emisor: El período al que se refiere la recomendación lo establecemos entre tres meses y seis meses. Las recomendaciones son relativas a emisores de renta fija privada. Las recomendaciones se basan en la perspectiva de evolución de los factores fundamentales (entre estos la estimación futura de rating tanto por Moody's como S&P, ratios fundamentales...) y técnicos, y por lo tanto del impacto de estos en los diferenciales respecto Euribor o USDL y los niveles de CDS. Establecemos tres categorías o tipos de recomendación: Sobreponderar.- expectativas de una evolución de estrechamiento de los niveles respecto Euribor o USDL de los bonos de este emisor (en su conjunto tanto en EUR como en USD) superior al mercado (spread respecto Euribor medio del índice del sector al que pertenece) en al menos un 5%; Neutral.- evolución de los diferenciales de los bonos similar al mercado de renta fija privada (+/-5%); Infraponderar.- evolución estimada de los diferenciales peor que el mercado en al menos un 5% por debajo de la de Mercado (expectativas de ampliación de los niveles de diferenciales). Excepcionalmente por razones específicas podremos utilizar otra recomendación: S/R.- Sin recomendación.

3. Estrategias de bonos (entradas valor absoluto): El período al que se refiere la recomendación lo establecemos en el plazo fijado por la estrategia (normalmente un mes salvo que se especifique lo contrario). Las recomendaciones son relativas a bonos de emisores de renta fija privada tanto EUR como USD. Las recomendaciones se basan en la perspectiva de evolución de los factores fundamentales (entre estos la estimación futura de rating tanto por Moody's como S&P, ratios fundamentales...) y técnicos, y por lo tanto del impacto de estos diferenciales de los bonos (spreads sobre Euribor o USDL) y los niveles de CDS. Establecemos tres categorías o tipos de recomendación: Comprar.- expectativas de una evolución de estrechamiento de los niveles respecto Euribor o USDL de los bonos de este emisor (en su conjunto tanto en EUR como en USD) superior al mercado (spread respecto Euribor medio del índice del sector al que pertenece) en al menos un 5%; Neutral.- evolución de los diferenciales de los bonos similar al mercado de renta fija privada (+/-5%); vender.- evolución estimada de los diferenciales peor que el mercado en al menos un 5% por debajo de la de Mercado (expectativas de ampliación de los niveles de diferenciales). Excepcionalmente por razones específicas podremos utilizar otra recomendación: S/R.- Sin recomendación.

Aviso Legal

4. Switches bonos y entre bono/CDS:

- | | |
|--|---|
| A. switches entre bonos de un mismo emisor de una misma moneda | B. switches entre bonos de un mismo emisor pero de distinta moneda. |
| C. switches entre bonos de distintos emisores en una misma moneda, | D. switches entre bonos de distintos emisores y en distintas monedas. |
| E. recomendaciones de base- diferencial bono cash y CDS. | |

El período al que se refiere la recomendación lo establecemos en el horizonte temporal al que planteamos la estrategia. Las recomendaciones son relativas a emisores de renta fija privada y pueden ser de tipo A., B., C. D. y/o E.

5. Valor relativo bonos o CDS versus índices iBoxx tanto en formato funded como unfunded (global o sectorial iBoxx Corporate, iBoxx Corporate Telecom). Recomendación de compra o venta bono o compra o venta protección versus posicionamiento largo o corto en índices globales y sectoriales.

6. Estrategias dentro de índices o CDOs , jugando con los distintos tramos de estos y/o con la subordinación estructural.

iBoxx® es una marca registrada de iBoxx Limited cuyo uso se le ha autorizado a las siguientes compañías: ABN AMRO Bank NV, Barclays Capital, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., Deutsche Bank AG London, Dresdner Bank AG London Branch, Merrill Lynch and Societe Generale SA (a las que nos referiremos como "las Partes"). iBoxx® no aprueba, refrenda ni recomienda a las Partes ni a sus productos derivados financieros.

Los productos derivados financieros de las Partes provienen de fuentes que éstas consideran fidedignas. No obstante, iBoxx Limited así como sus empleados, proveedores, subcontratados y agentes (a los que nos referiremos como "Asociados iBoxx") no garantizan la veracidad, integridad o corrección de los productos derivados financieros de las Partes o de otra información suministrada en relación con dichos derivados financieros de las Partes.

Ni iBoxx Limited ni ninguno de los Asociados iBoxx formula o asume declaración o garantía alguna, expresa o implícita, en virtud de disposiciones legales o de otro tipo, con respecto a la situación, calidad satisfactoria, comportamiento o aptitud para un fin específico con respecto a los productos derivados financieros de las Partes, a los datos contenidos en ellos o con respecto al uso por parte de una persona, física o jurídica, de los derivados financieros de las Partes o de la información en ellos contenida. Quedan excluidas todo tipo de declaraciones y garantías salvo aquellas que expresamente no puedan quedar excluidas por imperativo legal.

iBoxx Limited y los Asociados iBoxx no tendrán que responder frente a terceras personas, físicas o jurídicas, de las pérdidas, daños, gastos, costes o demás responsabilidades derivadas, independientemente de si éstas se deben o no a una actuación negligente por parte de iBoxx Limited o de cualquiera de los Asociados iBoxx, que surja en relación con el uso de los productos derivados financieros de las Partes.

"Yo, Agustín Martín, certifico por la presente que las opiniones que se expresan en este informe de análisis reflejan fielmente mis opiniones personales. Certifico además que no he recibido, no recibo ni recibiré, directa o indirectamente, remuneración alguna a cambio de dar una recomendación determinada en este informe."

Aviso Legal

AVISO LEGAL

Este documento, así como los datos, opiniones, estimaciones, previsiones y recomendaciones contenidas en el mismo, han sido elaborados por BBVA Global Markets Research S.A., con la finalidad de proporcionar a sus clientes información general a la fecha de emisión del informe y están sujetas a cambio sin previo aviso. BBVA Global Markets Research S.A. no asume compromiso alguno de comunicar dichos cambios ni de actualizar el contenido del presente documento.

Ni el presente documento, ni su contenido, constituyen una oferta, invitación o solicitud de compra o suscripción de valores o de otros instrumentos o de realización o cancelación de inversiones, ni pueden servir de base para ningún contrato, compromiso o decisión de ningún tipo.

El inversor que tenga acceso al presente documento debe ser consciente de que los valores, instrumentos o inversiones a que el mismo se refiere pueden no ser adecuados para sus objetivos específicos de inversión, su posición financiera o su perfil de riesgo ya que no han sido tomadas en consideración para la elaboración del presente informe, por lo que debe adoptar sus propias decisiones de inversión teniendo en cuenta dichas circunstancias y procurándose el asesoramiento específico y especializado que pueda ser necesario. El contenido del presente documento se basa en informaciones que se estiman disponibles para el público, obtenidas de fuentes que se consideran fiables, pero dichas informaciones no han sido objeto de verificación independiente por BBVA Global Markets Research S.A. por lo que no se ofrece ninguna garantía, expresa o implícita, en cuanto a su precisión, integridad o corrección. BBVA Global Markets Research S.A. no asume responsabilidad alguna por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera resultar del uso de este documento o de su contenido. El inversor debe tener en cuenta que la evolución pasada de los valores o instrumentos o los resultados históricos de las inversiones, no garantizan la evolución o resultados futuros.

El precio de los valores o instrumentos o los resultados de las inversiones pueden fluctuar en contra del interés del inversor e incluso suponerle la pérdida de la inversión inicial. Las transacciones en futuros, opciones y valores o instrumentos de alta rentabilidad (high yield securities) pueden implicar grandes riesgos y no son adecuados para todos los inversores. De hecho, en ciertas inversiones, las pérdidas pueden ser superiores a la inversión inicial, siendo necesario en estos casos hacer aportaciones adicionales para cubrir la totalidad de dichas pérdidas. Por ello, con carácter previo a realizar transacciones en estos instrumentos, los inversores deben ser conscientes de su funcionamiento, de los derechos, obligaciones y riesgos que incorporan, así como los propios de los valores subyacentes a los mismos. Podría no existir mercado secundario para dichos instrumentos.

BBVA Global Markets Research S.A. o cualquier otra entidad del Grupo BBVA, así como sus respectivos directores o empleados, pueden tener una posición en cualquiera de los valores o instrumentos a los que se refiere el presente documento, directa o indirectamente, o en cualesquiera otros relacionados con los mismos; pueden negociar con dichos valores o instrumentos, por cuenta propia o ajena, proporcionar servicios de asesoramiento u otros servicios al emisor de dichos valores o instrumentos, a empresas relacionadas con los mismos o a sus accionistas, directivos o empleados y pueden tener intereses o llevar a cabo cualesquiera transacciones en dichos valores o instrumentos o inversiones relacionadas con los mismos, con carácter previo o posterior a la publicación del presente informe, en la medida permitida por la ley aplicable.

Los empleados de los departamentos de ventas u otros departamentos de BBVA Global Markets Research S.A. u otra entidad del Grupo BBVA pueden proporcionar comentarios de mercado, verbalmente o por escrito, o estrategias de inversión a los clientes que reflejen opiniones contrarias a las expresadas en el presente documento; asimismo BBVA Global Markets Research S.A. o cualquier otra entidad del Grupo BBVA puede adoptar decisiones de inversión por cuenta propia que sean inconsistentes con las recomendaciones contenidas en el presente documento. Ninguna parte de este documento puede ser (i) copiada, fotocopiada o duplicada en ningún modo, forma o medio (ii) redistribuida o (iii) citada, sin el permiso previo por escrito de BBVA Global Markets Research S.A. Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a aquellos Países (o personas o entidades de los mismos) en los que su distribución pudiera estar prohibida por la normativa aplicable. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de la jurisdicción relevante.

Este documento se proporciona en el Reino Unido únicamente a aquellas personas a quienes puede dirigirse de acuerdo con la Financial Services and Markets Act 2000 (Financial Promotion) Order 2001 y no es para su entrega o distribución, directa o indirecta, a ninguna otra clase de personas o entidades. En particular el presente documento únicamente se dirige y puede ser entregado a las siguientes personas o entidades (i) aquellas que están fuera del Reino Unido (ii) aquellas que tienen una experiencia profesional en materia de inversiones citadas en el artículo 19(5) de la Order 2001, (iii) a aquellas con alto patrimonio neto (High net worth entities) y a aquellas otras a quienes su contenido puede ser legalmente comunicado, incluidas en el artículo 49(1) de la Order 2001.

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

El sistema retributivo del/los analista/s autor/es del presente informe se basa en una multiplicidad de criterios entre los cuales figuran los resultados obtenidos en el ejercicio económico por BBVA Global Markets Research S.A. y por el Grupo BBVA, incluyendo los generados por la actividad de banca de inversiones, pero aquellos no reciben compensación basada en los ingresos de ninguna transacción específica de banca de inversiones. BBVA Global Markets Research y el resto de entidades del Grupo BBVA que no son miembros de la New York Stock Exchange o de la National Association of Securities Dealers, Inc., no están sujetas a las normas de revelación previstas para dichos miembros.