

Desequilibrios del sector eléctrico. Retos a afrontar

José Casas Marín
Las Jornadas de la RAI

- 1. Resumen e impacto de las medidas regulatorias aprobadas en 2012 y del Proyecto de Ley**
- 2. El déficit tarifario es causado por las primas excesivas a ciertas tecnologías del régimen especial**
- 3. Se hace económicamente inviable la generación extrapeninsular actual y futura**
- 4. La generación convencional no puede soportar impuestos ni gravámenes adicionales**
- 5. El impacto del Proyecto de Ley no puede recuperarse en el mercado**
- 6. El Proyecto de Ley distorsiona la competencia internacional**
- 7. Las medidas propuestas supondrán el cierre del parque nuclear y de carbón**
- 8. Se debe establecer un céntimo verde a las gasolinas y gasóleo**

Impacto Total*

Impuesto a la producción de energía eléctrica

- Impuesto generalizado a la producción de régimen ordinario y especial equivalente al 6% (7% si prospera enmienda presentada en el Senado)
- Girará sobre todo el ingreso percibido (mercado, primas, retribuciones reguladas, garantía potencia,...)

619 M€ RO
147 M€ SEIE
672 M€ RE

Tasa nuclear

- Impuesto sobre producción de combustible gastado (2.190 €/kg) y residuos radiactivos (6.000 euros/m³ para baja y media actividad y 1.000 €/m³ para muy baja actividad). Aproximadamente 5 €/MWh
- Impuesto sobre almacenamiento de combustible gastado y residuos en instalaciones centralizadas (a pagar por el ATC). Se repercutirá eventualmente en la tasa de la 2ª parte del ciclo de combustible nuclear

269 M€

Canon hidráulico

- 22% del valor de la producción (11 €/MWh con un mercado a 50 €/MWh)
- Reducción del 90% para instalaciones con potencia < 50 MW y bombes, y otras instalaciones por razones de política energética

159 M€

Impuestos especiales. Céntimo verde

- Gas natural (excluido el uso profesional no eléctrico si prospera enmienda presentada en el Senado): 4,6 €/MWh_e.
- Carbón: Se elimina exención para generación eléctrica y se incrementa su tipo impositivo: 7 €/MWh_e
- Fuel-oil (12,00 €/t) y gasóleo (29,15 €/1.000 l) para producción

1.258 M€

Otros aspectos

- La producción termosolar con combustibles fósil no será primada
- Los impuestos y tasas podrán ser revisados
- Si los hechos imponible ya están gravados por CCAA y éstas reducen sus ingresos, se prevén mecanismos de compensación
- Los ingresos obtenidos se integrarán en los PGE y podrán ser destinados a financiar determinados costes regulados

283 M€

Estas medidas se suman a los RDL aprobados en 2012, que afectan sobre todo a la generación SEIE y distribución

RDL 13/2012

RDL 20/2012

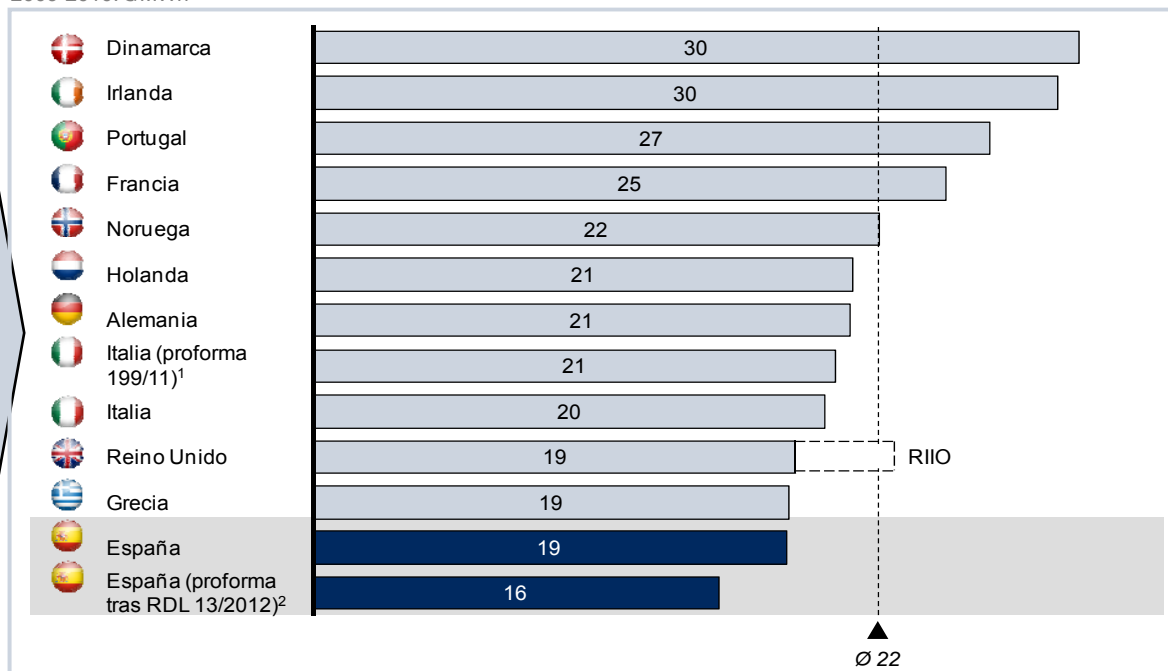
- El RDL 13/2012 recorta los ingresos de la distribución a partir de una serie de cálculos teóricos realizados por la CNE que contienen varios errores
- Los 5.318 M€ de retribución de la distribución para las empresas de UNESA, se reducen a una retribución de 4.661 M€, incluyendo gestión comercial
- Se argumenta que no se deben retribuir los activos amortizados, pero el procedimiento se aplica erróneamente
- Se consolida la distribución española como la peor retribuida de Europa, poniendo en peligro las inversiones transformacionales de la red y el mantenimiento

- Reducción de la retribución de distribución
- Reducción de los pagos por capacidad y reducción de la retribución a las centrales de carbón nacional obligadas a quemar los cupos del Plan de la Minería
- Generación extrapeninsular
- Generación extrapeninsular: Reducción tasa de retribución y remuneración por O&M, no retribución de inversiones recurrentes




Impacto Total



Remuneración de la distribución en Europa
2009-2010. €/MWh



El Proyecto se suma a dos RDL que afectaron exclusivamente a las eléctricas tradicionales

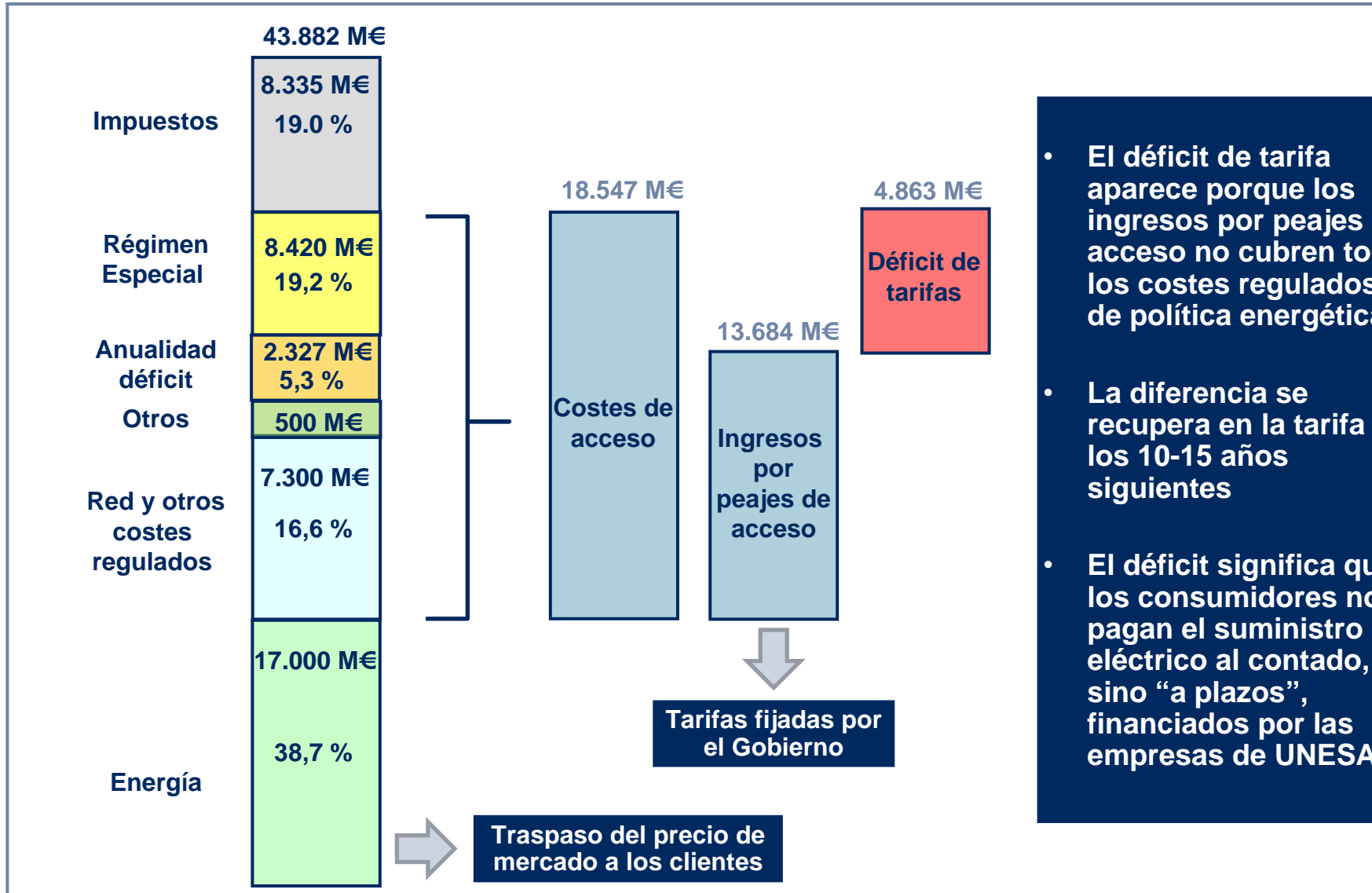
M€				Résto R.O.	Régimen especial ¹	Otras medidas	Total
Medidas impositivas propuestas	813	1.040	1.853	109	815	631	3.408
Impuesto generación	376	487	863	44	532	0	1.438
Régimen Ordinario	207	368	575	44	0	0	619
SEIE	147	0	147	0	0	0	147
Régimen Especial	22	119	141	0	532	0	672
Céntimo verde GN, carbón, FO y GO	264	312	576	52	0	631	1.258
Tasa nuclear	122	146	269	0	0	0	269
Tasa hidráulica	52	94	146	14	0	0	159
No prima termosolar con combustible fósil	0	0	0	0	283	0	283
RDL 1/2012	-	-	0	0	0	0	0
RDL 13/2012	355	491	846	0	0	0	846
RDL 20/2012	100	0	100	50	0	0	150
Total medidas	1.268	1.531	2.799	159	815	631	4.404

¹ Excluido RE de empresas UNESA (141 millones de €) incluido en los impactos de cada una

El déficit se debe a unos costes de acceso muy superiores a los ingresos por peajes

La tarifa soporta muchos costes de política energética: régimen especial, anualidades del déficit, etc.

Previsión 2012, M€



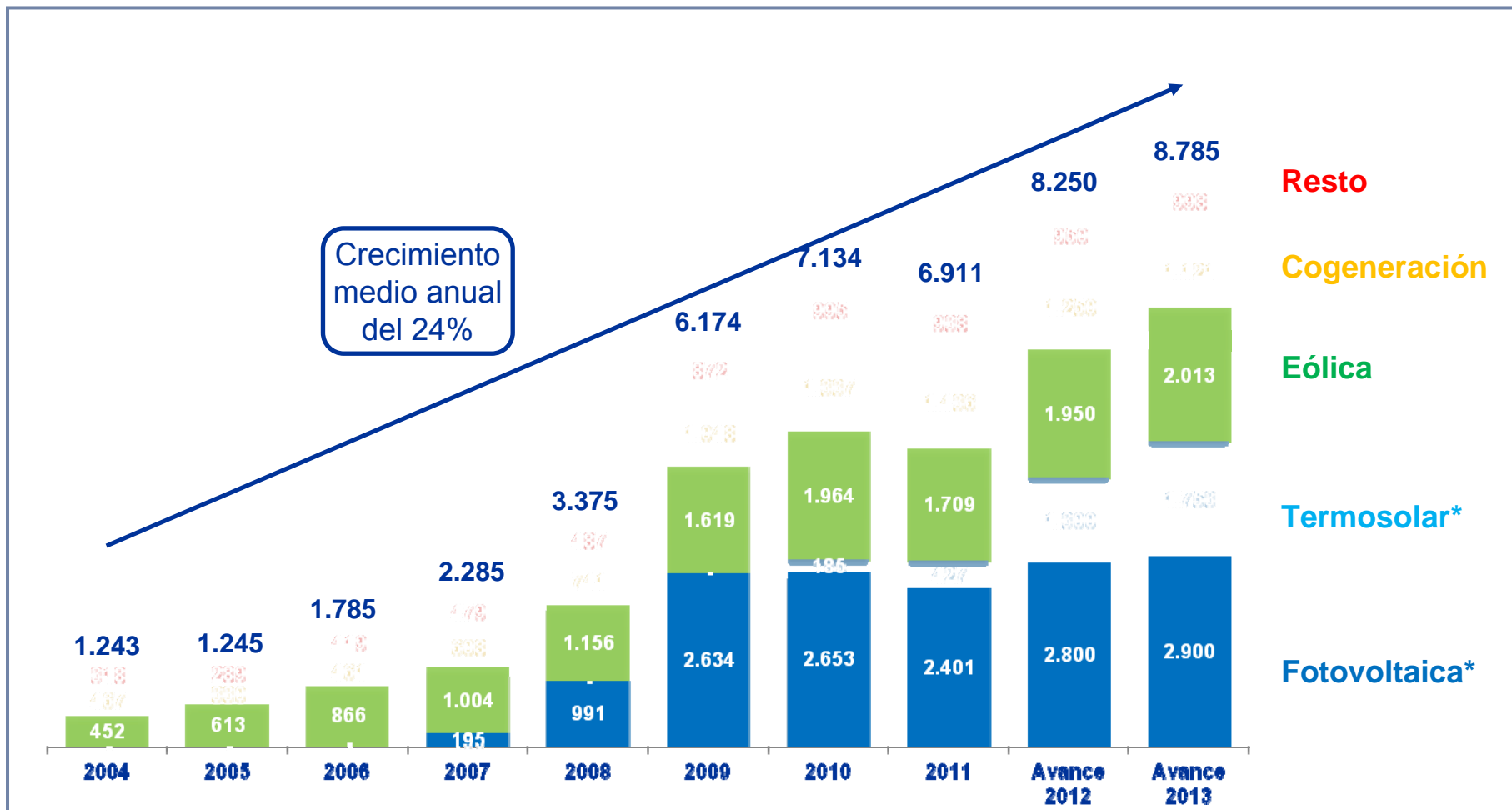
- El déficit de tarifa aparece porque los ingresos por peajes de acceso no cubren todos los costes regulados y de política energética
- La diferencia se recupera en la tarifa de los 10-15 años siguientes
- El déficit significa que los consumidores no pagan el suministro eléctrico al contado, sino "a plazos", financiados por las empresas de UNESA

Las primas del Régimen Especial y las anualidades del déficit son los costes que más han crecido

A pesar de ello, el esfuerzo de las medidas recae en la generación convencional

		2005	2010	%Incr.	$\Delta D^* \Delta IPC$
Régimen ordinario	(M€)	12.678	9.175	-28%	32%
Régimen especial	(M€)	3.040	3.072	0%	
Total energía (a precio de mercado)	(M€)	15.718	12.247	-22%	
Distribución	(M€)	3.881	5.272	36%	
Transporte	(M€)	922	1.397	52%	
Primas régimen especial	(M€)	1.246	7.134	473%	
Anualidades déficit	(M€)	227	1.833	707%	
Otros	(M€)	1.175	2.636	124%	
Total costes regulados	(M€)	7.451	18.272	145%	
Coste medio de acceso	(€/MWh)	31,9	50,3	58%	
Déficit acumulado	(M€)	6.274	25.789	311%	

Evolución del sobrecoste del régimen especial (M€)

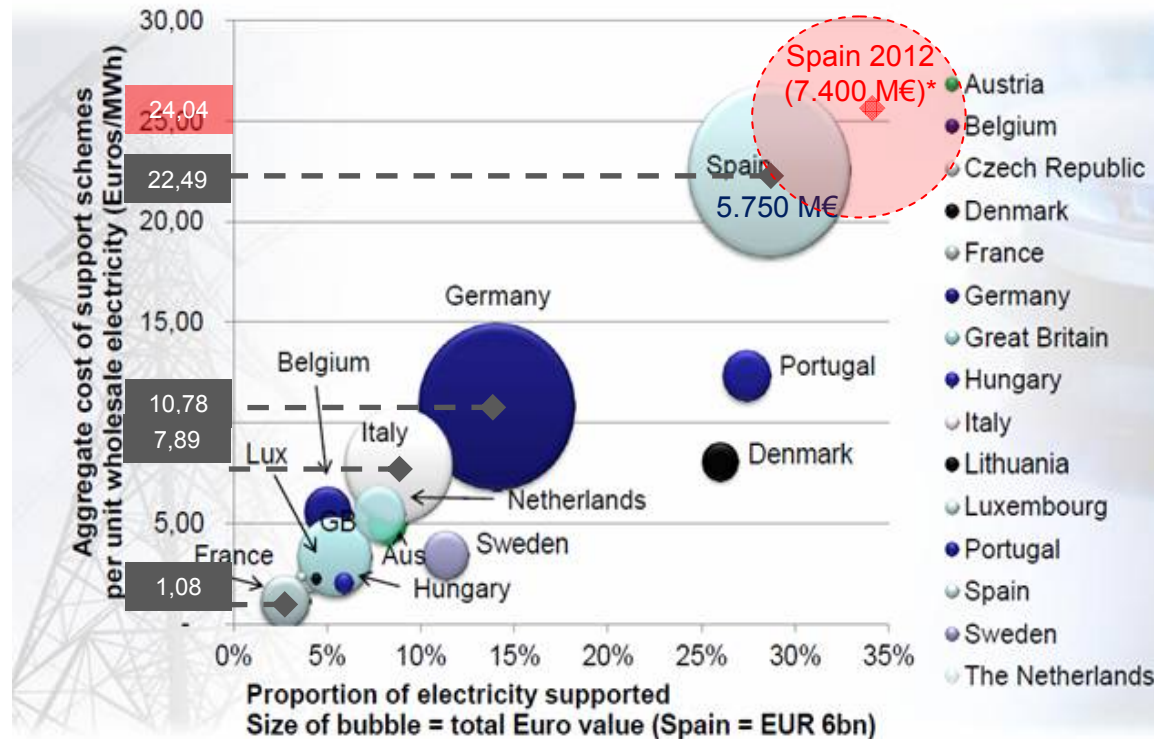


*La CNE no desglosa entre termosolar y la fotovoltaica antes de 2010

Informe mensual de ventas de energía del régimen especial (CNE 26-jul-12), 2012 y 2013 estimación propia

La reforma planteada no ataca el problema del sobrecoste de las energías renovables que soporta la tarifa de acceso

Proporción de electricidad sometida a ayudas vs. coste unitario en términos de ayuda (prima) por MWh (2009)



Fuente: CEER report on Renewable Energy Support in Europe. Ref: C10-SDE-19-04a. 4-May-2011.

*2012 Elaboración propia según metodología de CEER

España es el país europeo en el que los consumidores eléctricos asumen un mayor coste por apoyar a las energías renovables, aunque otros países tengan penetraciones de renovables también muy elevadas

Rentabilidad de diferentes actividades del sector eléctrico en España

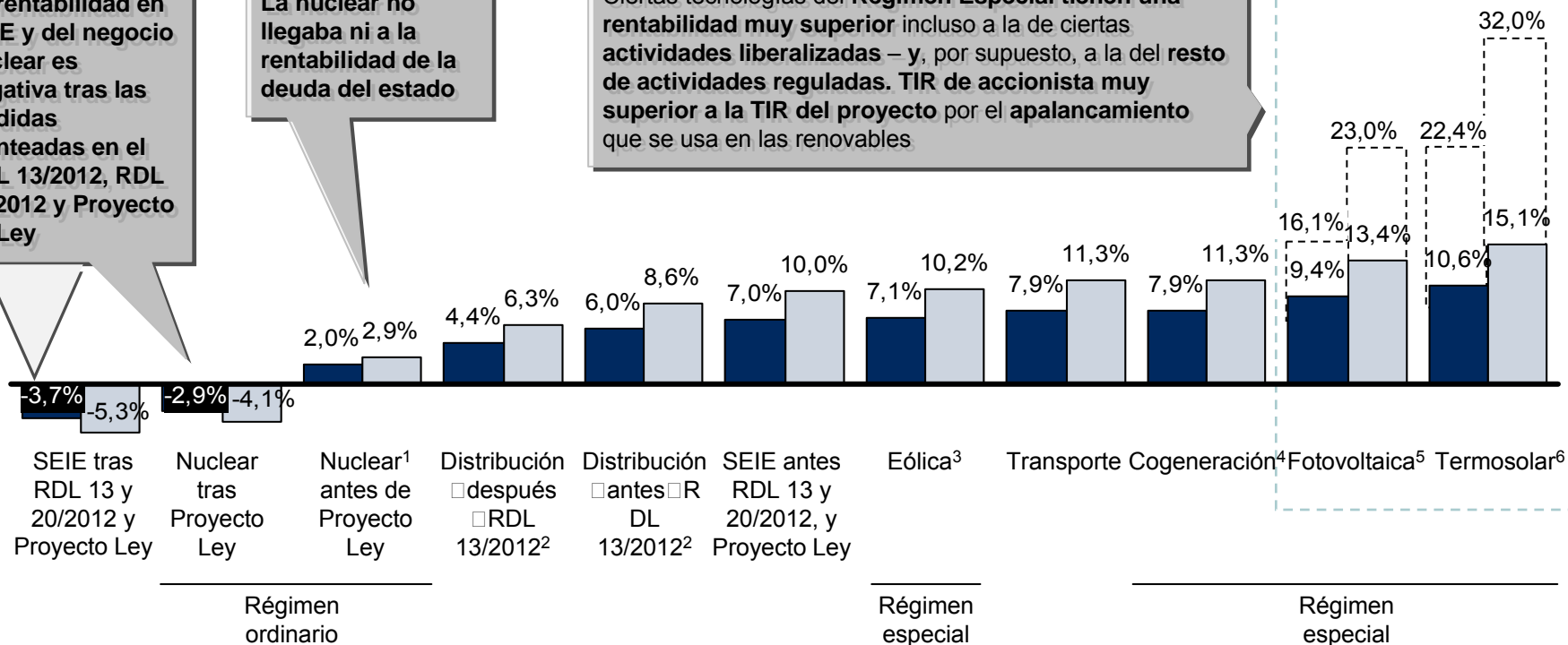
% TIR

■ TIR d.i.
□ TIR a.i.

La rentabilidad en SEIE y del negocio nuclear es negativa tras las medidas planteadas en el RDL 13/2012, RDL 20/2012 y Proyecto de Ley

La nuclear no llegaba ni a la rentabilidad de la deuda del estado

Ciertas tecnologías del Régimen Especial tienen una rentabilidad muy superior incluso a la de ciertas actividades liberalizadas – y, por supuesto, a la del resto de actividades reguladas. TIR de accionista muy superior a la TIR del proyecto por el apalancamiento que se usa en las renovables

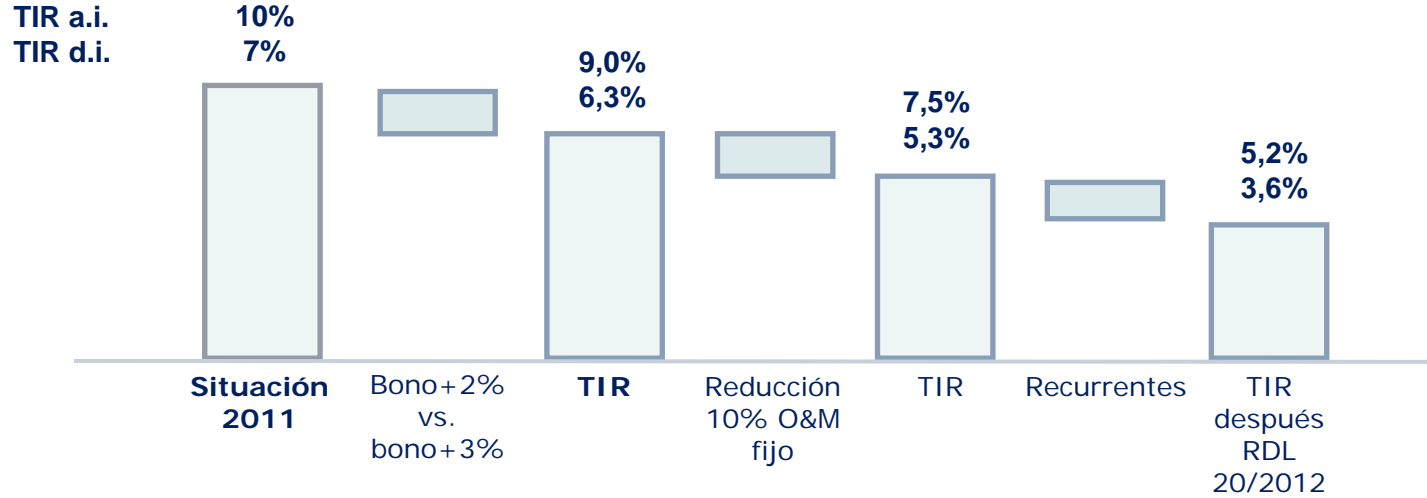


1 TIR correspondiente a Ascó y Vandellòs en el mercado 1998-2011.
 2 TIR correspondiente a una tasa de retribución de 7,43 % a.i. asumiendo un 80% de reconocimiento y retribución de acuerdo a valor bruto actualizado
 3 TIR correspondiente a una inversión de 1.300 €/kW, 2.300 horas de funcionamiento y adopción del sistema de mercado+prima (prima de 32 €/MWh)
 4 TIR correspondiente a una turbina de gas de 22 MW, 6.000 horas de funcionamiento y adopción del sistema de tarifa fija
 5 TIR para una instalación tipo después de los recortes del RDL 14/2010: limitación de la prima durante 30 años, limitación de horas con derecho a prima y limitación extraordinaria hasta 2013
 6 TIR para una central termosolar cilindro parabólica (con almacenamiento de 7 horas)

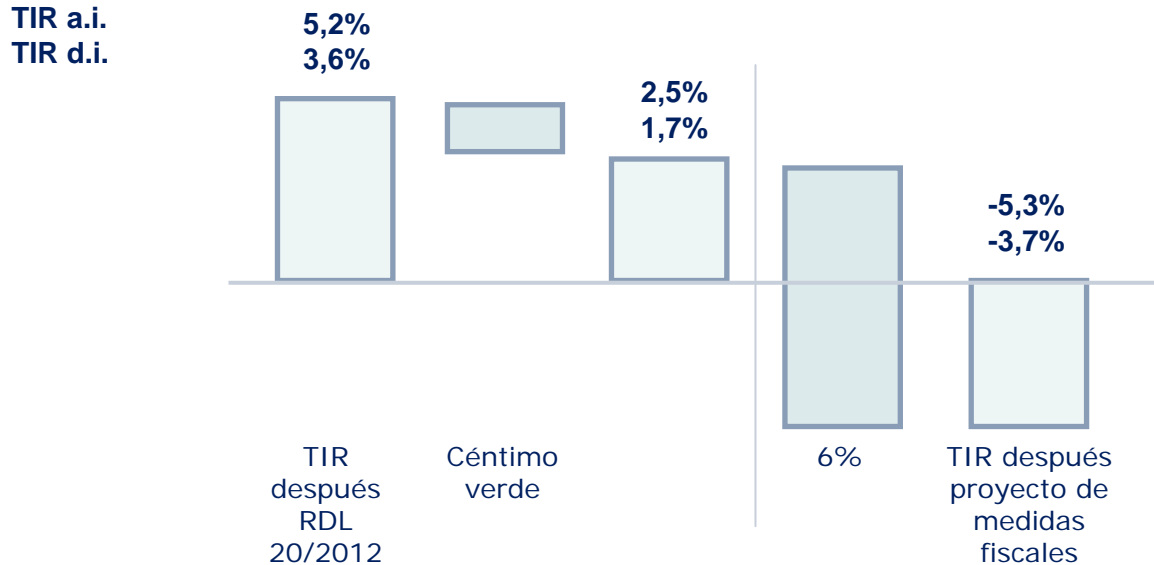
	Impacto anual
1. Eliminación de complementos, excepto para eólicas sometidas a instrucciones específicas de REE <ul style="list-style-type: none"> Se trata de complementos ya obsoletos para numerosas instalaciones, por servicios al sistema que ya no se prestan 	490 M€
2. Mantener la limitación de horas a las fotovoltaicas más allá de 2013 <ul style="list-style-type: none"> El fin de la limitación actual supondrá un gran incremento de costes en 2014 	615 M€
3. Eliminación de la prima en las horas en que el precio de mercado es inferior al coste variable de las instalaciones de cogeneración y otras térmicas <ul style="list-style-type: none"> Ahora se incentiva a estas plantas a funcionar de forma ineficiente cuando sus costes variables son superiores al precio de mercado 	200 M€
4. Eliminar la opción de tarifa para las instalaciones de cogeneración y la de mercado más prima para las termosolares <ul style="list-style-type: none"> La regulación actual permite un arbitraje injustificado entre esquemas de remuneración (prima y tarifa regulada) 	700 M€
5. Suprimir la actualización de las primas con el IPC a las fotovoltaicas <ul style="list-style-type: none"> Sus costes no evolucionan con este índice 	90 M€
6. Prorrogar, temporalmente durante dos años, la reducción del 35% de la prima de referencia, actualmente en vigor para las instalaciones eólicas	182 M€
TOTAL	2.277 M€

RDL 20/2012

Bono al 4%



Proyecto de Ley



La retribución de otras actividades reguladas es bastante más beneficiosa

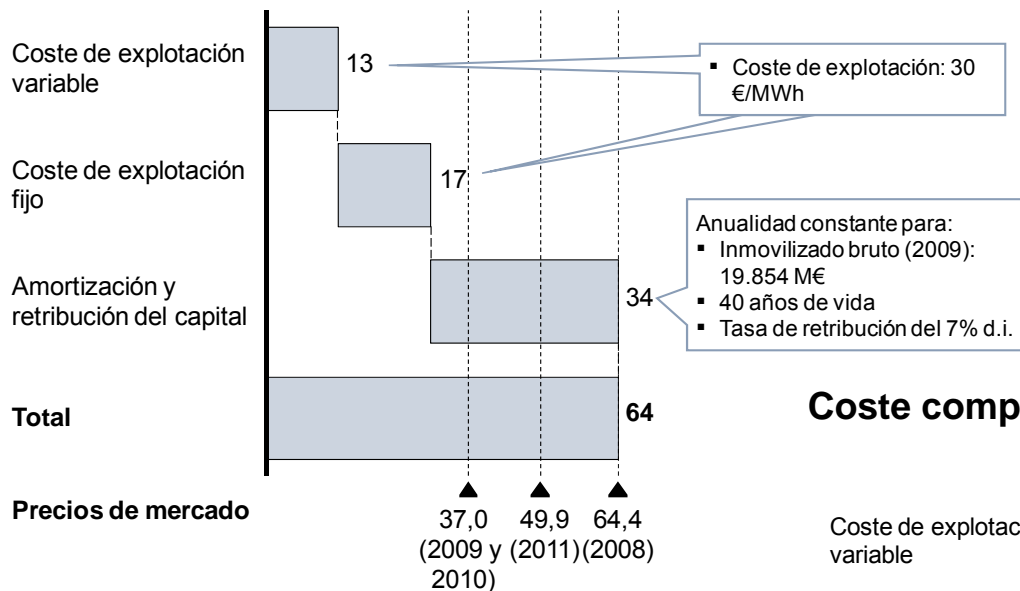
	SEIE antes RDL 13/2012, 20/2012 y Proyecto Ley	SEIE Tras RDL 13/2012, 20/2012 y Proyecto Ley	Transporte eléctrico y gas	Almacенamientos subterráneos de gas
Tasa retribución	Bono+3%	Bono+2%	Bono+3,75%	Bono+3,5%
Actualización valor inversión	✓ (margen O&M para TIR razonable)	X (valor histórico, reducción O&M)	✓ (+2,5% para TIR razonable)	✓ (+2,5%* para TIR razonable)
Período de amortización	25 + Extensión vida	25 años	40 años + Extensión	20 años + Extensión
Inversiones de renovación	✓	X	✓	✓
Imposición cargas fiscales		6% ventas Céntimo verde FO, GO Céntimo verde Gas Céntimo verde Carbón	X	X

La actividad de generación en SEIE es la única que ha soportado recortes en todas las reformas planteadas (RDL 13/2012, RDL 20/2012 y Proyecto de Ley)

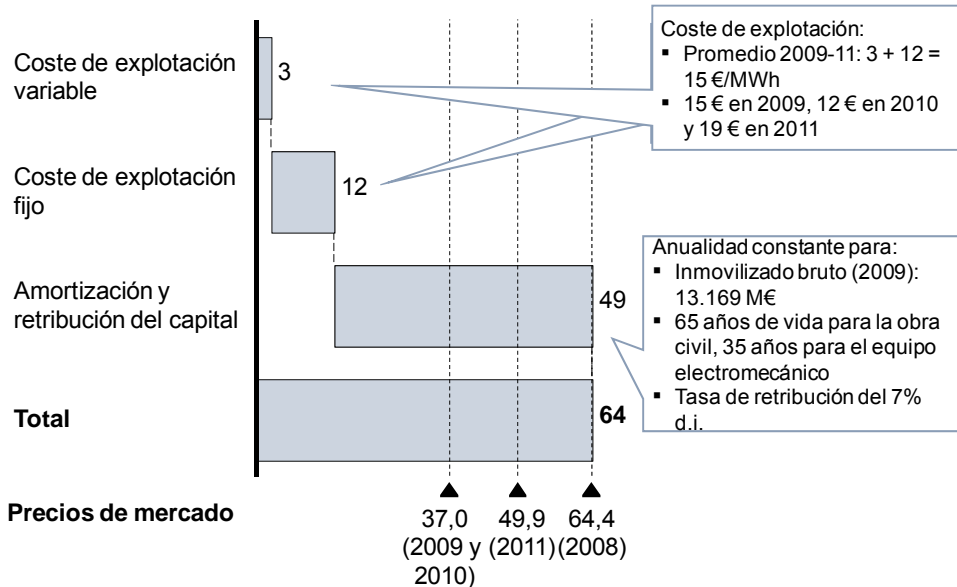
Ni nucleares ni hidráulicas están amortizadas y tienen costes superiores al precio de mercado

No tienen capacidad de absorber nuevos impuestos y tasas

Coste completo de las centrales nucleares €/MWh



Coste completo de las centrales hidráulicas €/MWh

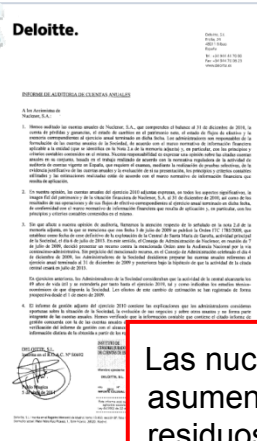


Las nucleares no tienen “windfall profits” y tienen beneficios reducidos

La cuenta de resultados de Nuclenor tampoco admite nuevos impuestos

2010-2011. Miles de euros

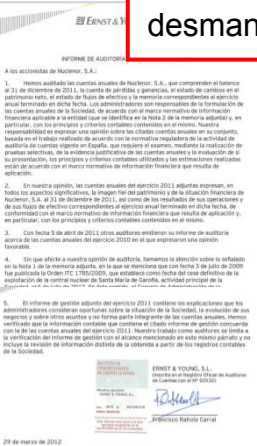
Auditado por Deloitte



Las nucleares asumen los costes de residuos y desmantelamiento



Informe Económico 2011



NUCLENOR			
	2009	2010	2011
Importe neto de la cifra de negocios	130.696	142.106	183.940
Otros ingresos de explotación y TREI	6.113	5.109	5.299
Aprovisionamientos	(14.876)	(17.188)	(19.225)
Gastos de personal	(42.914)	(40.596)	(41.345)
Otros gastos de explotación	(41.812)	(60.155)	(59.449)
Amortización del inmovilizado	(42.400)	(45.880)	(47.389)
Ingresos por subvenciones	953	18	18
Exceso de provisiones	2.993	759	
Resultado de explotación	(1.247)	(15.827)	21.849
Resultado financiero	(2.384)	(3.486)	(3.025)
Resultado antes de impuestos	(3.631)	(19.313)	18.824
Impuesto sobre beneficios	6.645	6.079	(5.427)
Resultado neto del ejercicio	3.014	(13.234)	13.397
Producción (GWh)	3.566	3.840	3.738
Resultado neto unitario (€/MWh)	0,8	(3,4)	3,6

FUENTE: Informe auditado Deloitte (2009 y 2010) y Ernst&Young (2011)

Las centrales nucleares ya asumen los costes de los residuos, desmantelamiento y responsabilidad civil

- Las centrales de carbón nacional no reciben retribución de mercado, sino una retribución regulada, basada en el reconocimiento de sus costes fijos y variables
- La retribución se ha calculado para hacer posible el consumo de las cantidades de carbón acordadas por el Gobierno con la industria minera y recogidas en el Plan de la Minería, para evitar el cierre anticipado de las minas
- Se trata de una obligación que fue impuesta a las empresas eléctricas, que la recurrieron ante los tribunales españoles y europeos, y que fue aprobada por la Comisión Europea
- Las centrales son despachadas por REE, y están obligadas a consumir los volúmenes de carbón establecidos
- La aplicación de cualquier impuesto a la compra de carbón nacional o a la producción con este combustible supone una carga fiscal a una actividad que tiene obligación de suministro

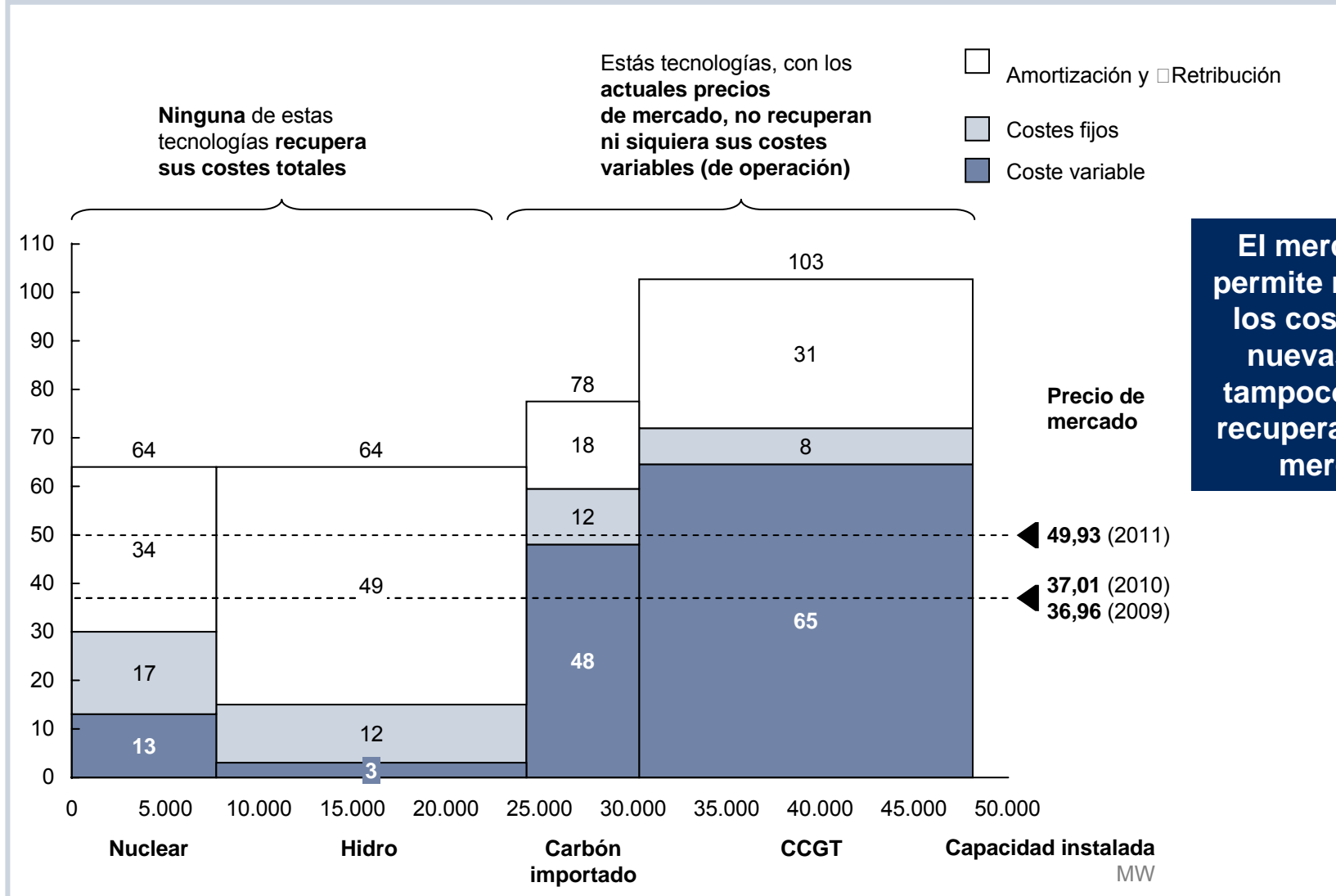
La retribución regulada de las centrales de carbón nacional debe modificarse para recoger el coste que suponen los nuevos impuestos al combustible y a la producción

Los precios mayoristas no permiten recuperar los costes de ninguna tecnología del régimen ordinario

Incluso algunas tecnologías marginales no recuperan sus costes variables

Orden de mérito y costes totales del Régimen Ordinario

Costes por tecnologías estimados para 2010 y precios de 2010 y 2011. €/MWh



El mercado no permite recuperar los costes: Las nuevas tasas tampoco podrán recuperarse en el mercado

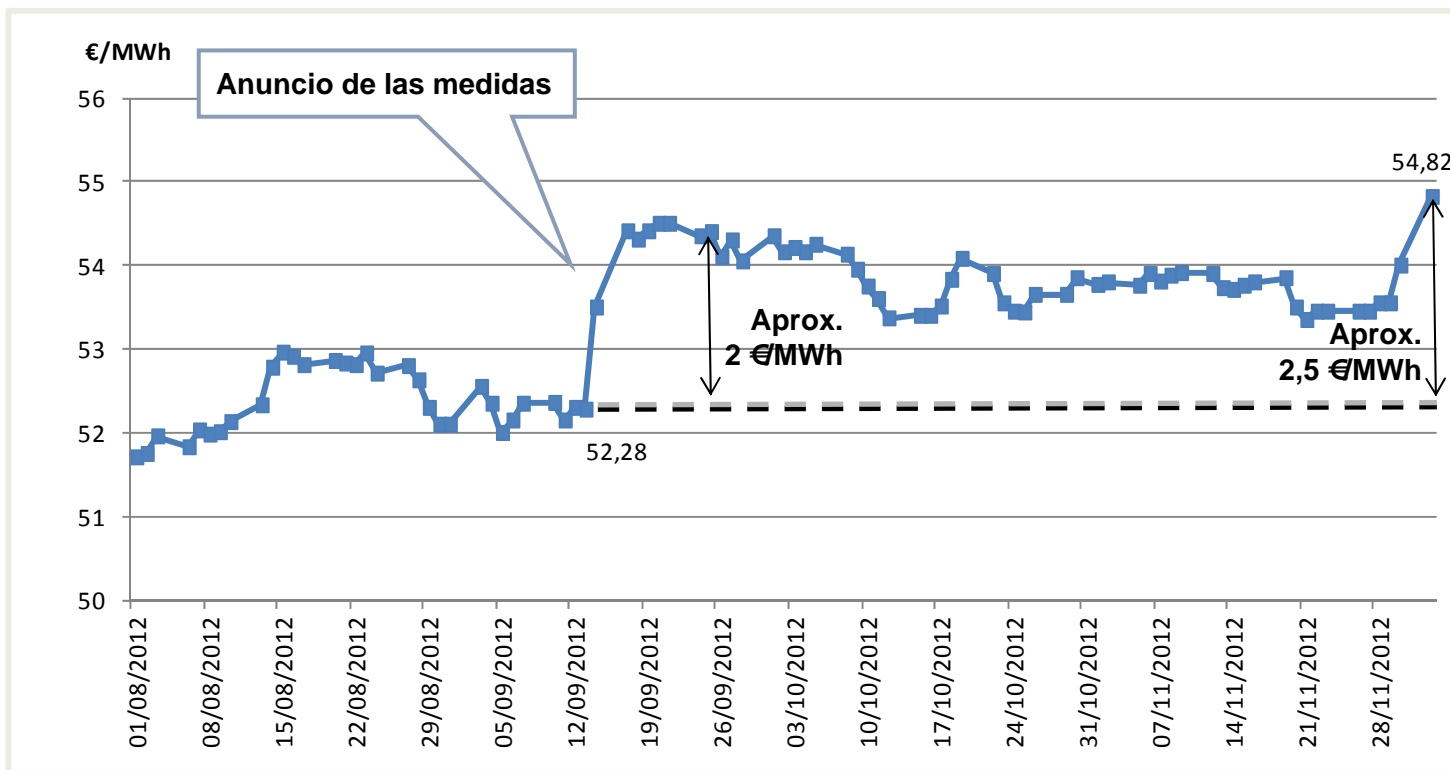
Los impuestos propuestos ya han tenido impacto en el mercado de futuros



endesa

Pero con un impacto muy inferior al necesario para recuperar los nuevos costes

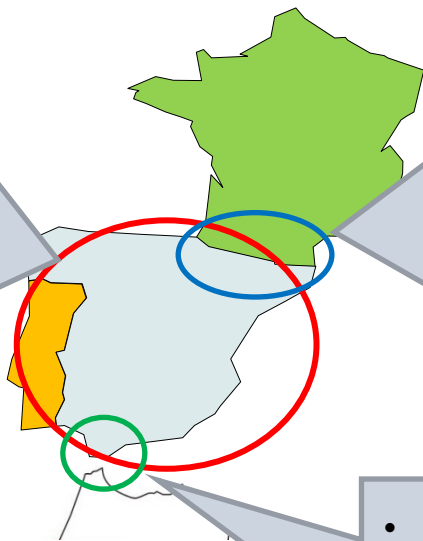
Evolución cotizaciones OMIP – Precios para 2013



- El mercado de futuros refleja el precio esperado para el año próximo
- El anuncio de las medidas ocasionó un incremento de unos 2 €/MWh, que se ha incrementado a 2,5 €/MWh con el aumento del impuesto del 6% al 7%

- Los gravámenes afectan a generación con ingresos regulados (extrapeninsulares y carbón nacional) que no puede recuperar sus costes en el mercado
- Buena parte de la producción del régimen especial es remunerada a mercado + prima, y se beneficiará de cualquier incremento de precio
- Y gran parte de la energía de 2013 ya está vendida a precio cerrado

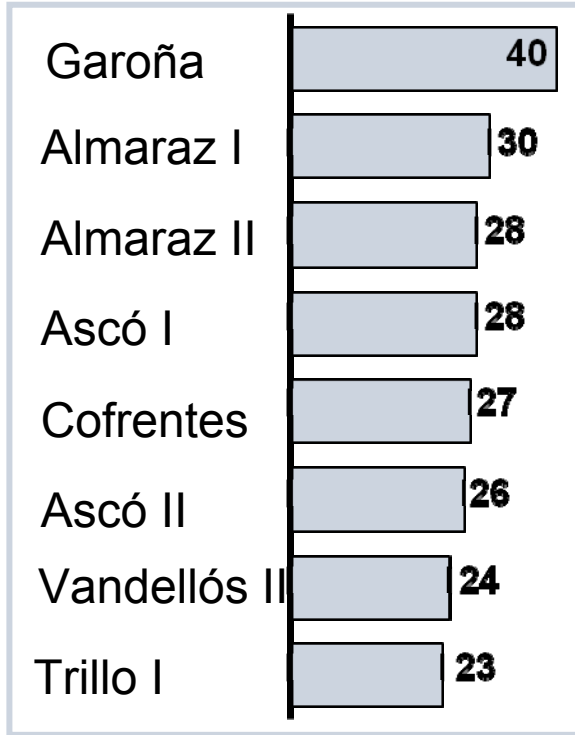
- Los mercados español y portugués están integrados en MIBEL
- Un mercado mayorista único gestionado por OMIE
- Los generadores venden en MIBEL, no saben si su producción se consume en España o Portugal
- OMIE optimiza el uso de la interconexión, los generadores y comercializadores no han de preocuparse de adquirir capacidad de interconexión
- España y Portugal tienen el mismo precio mayorista más del 90% de las horas



- Los mercados español y francés están interconectados pero no integrados
- Un mercado mayorista en cada país, con operadores diferentes (OMIE y EPEX), y precios desacoplados
- Para mover energía de un país a otro hay que comprar capacidad de interconexión en subastas periódicas
- Cualquier comercializador español puede traer energía de Francia, participando en las subastas de la interconexión
- Se está trabajando para integrar MIBEL con el mercado de Europa occidental, con fecha objetivo 2014

- En Marruecos no hay un mercado
- El monopolio estatal ONE participa en el mercado español a través de la interconexión, comprando o vendiendo según sus intereses
- Los generadores españoles no pueden vender directamente en Marruecos

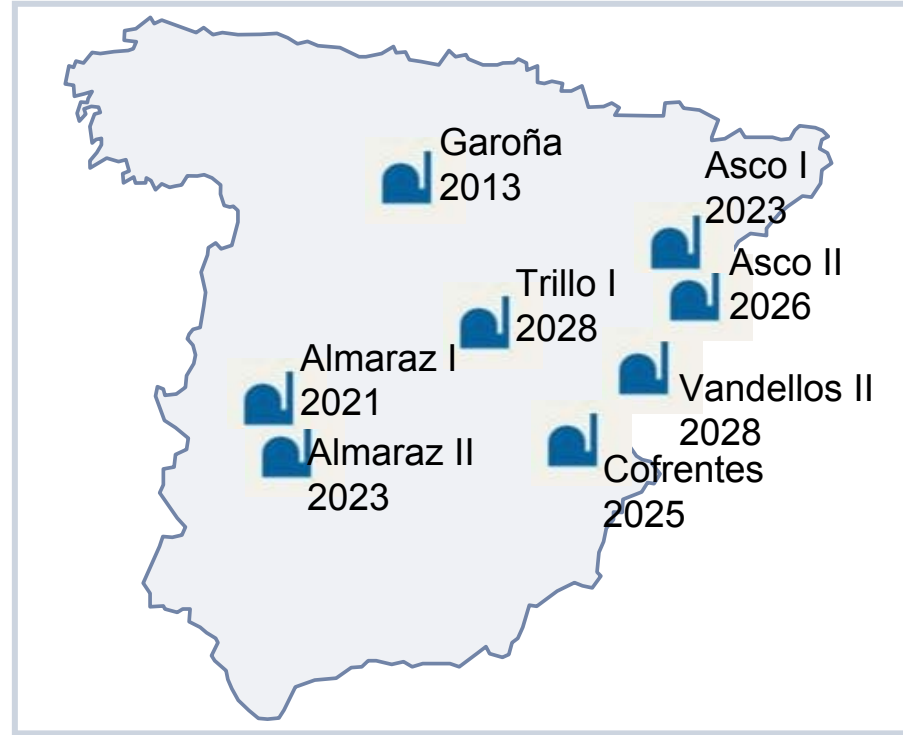
Antigüedad de las centrales nucleares años



Fecha próxima renovación

Garoña	2013
Almaraz I	2020
Almaraz II	2020
Ascó I	2021
Cofrentes	2021
Ascó II	2021
Vandellós II	2020
Trillo I	2014

Año de cierre previsto al cumplir 40 años



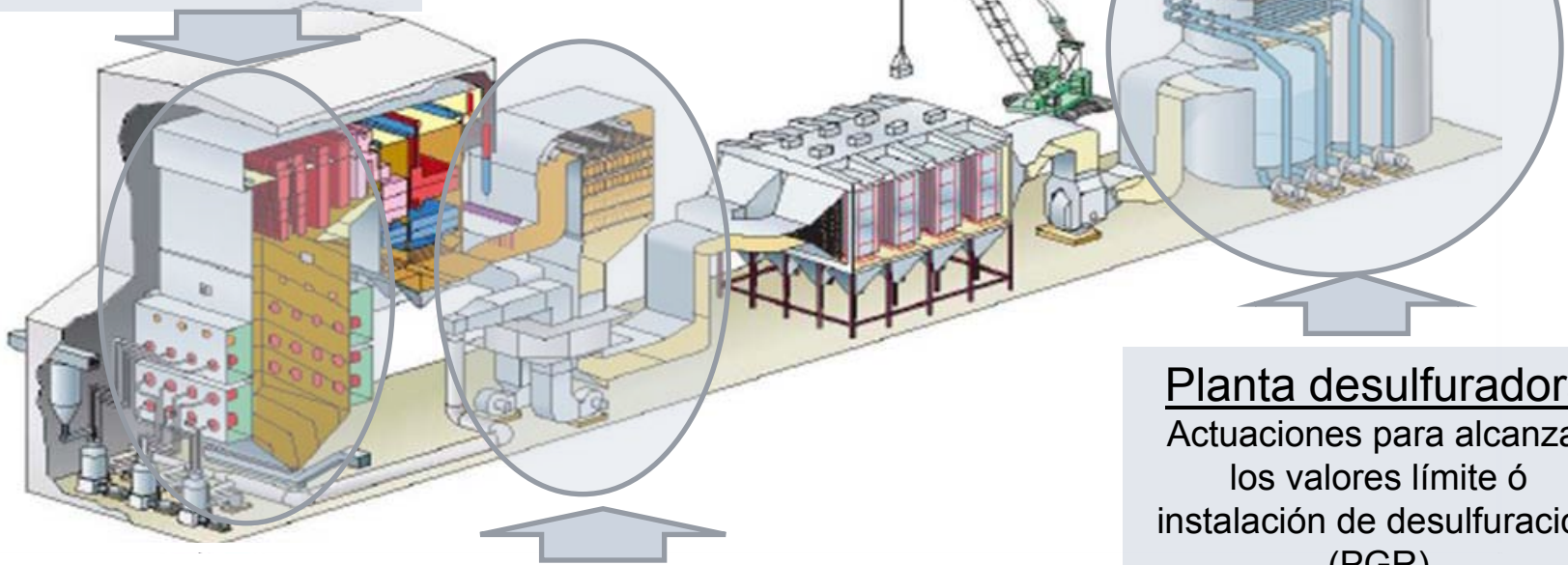
El parque nuclear español (7.455 MW incluida Garoña) cerrará progresivamente a lo largo de la próxima década, porque las inversiones de extensión de vida útil (más allá de los 40 años) se hacen inviables con los nuevos impuestos y tasas

La Directiva de Emisiones Industriales exige grandes inversiones o el cierre de las centrales de carbón

Adicionales a los 1.250 M€ que supuso la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión

Extensión vida útil

Actuaciones sobre caldera y otros elementos para extender la vida útil

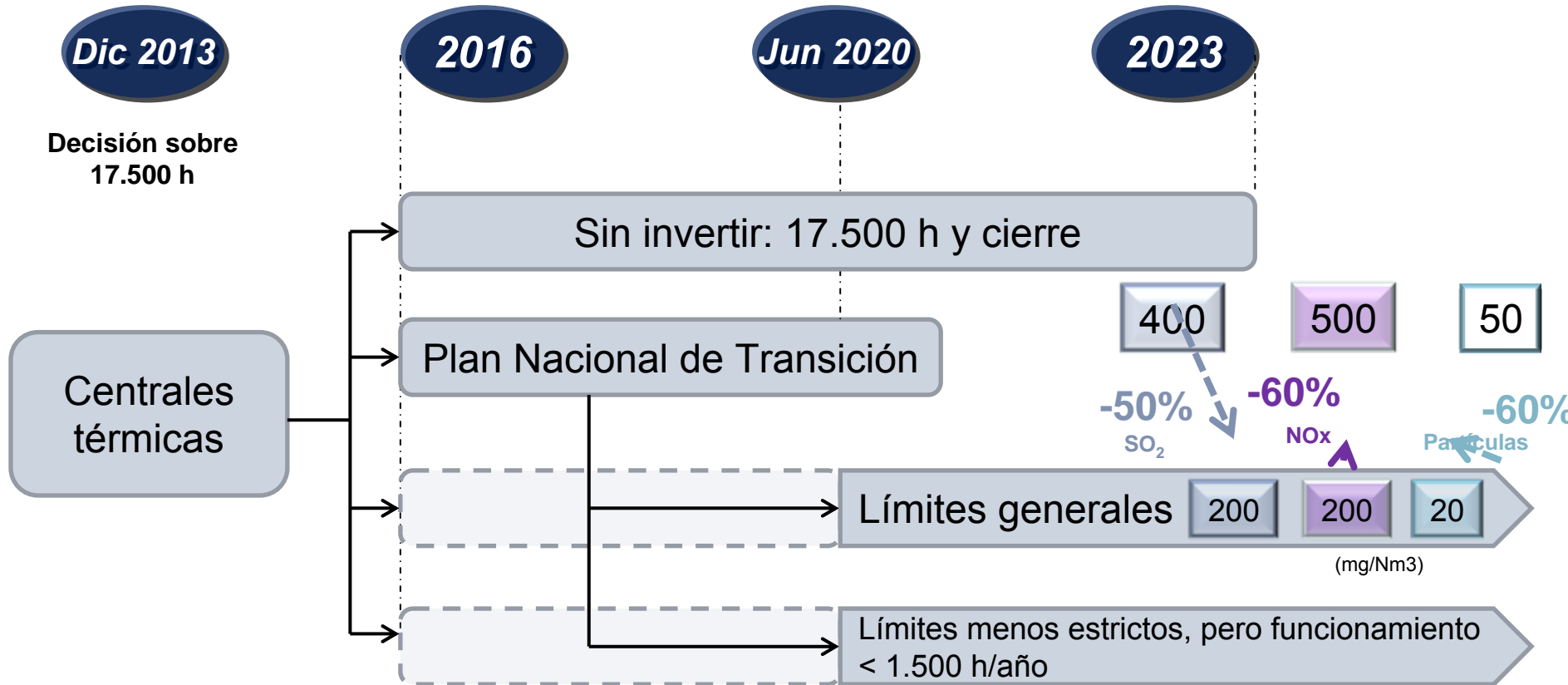


Reductores catalíticos o desnitrificadores (SCR)

Los gases de combustión pasan a un reactor donde el NO_x reacciona con amoníaco/urea en presencia de un catalizador, produciendo N_2

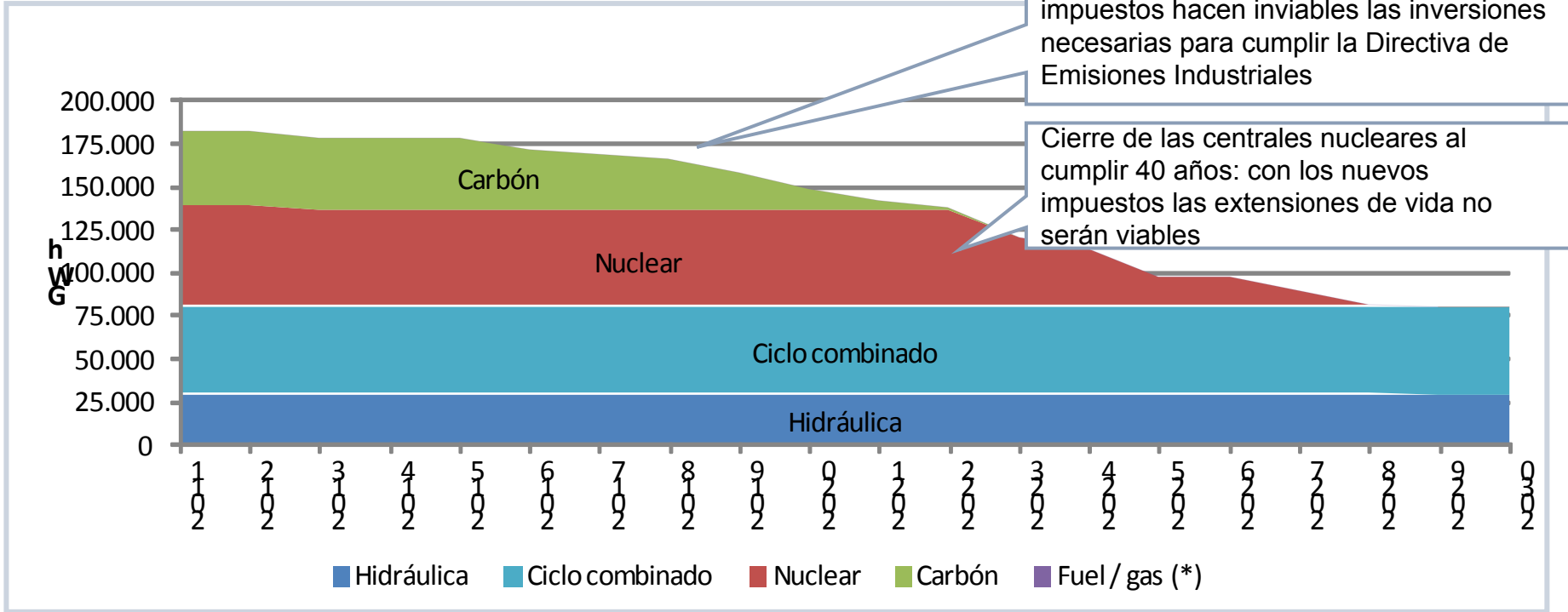
Planta desulfuradora
Actuaciones para alcanzar los valores límite ó instalación de desulfuración (PGR)

Las inversiones necesarias para el sector ascienden a 2.000 M€, fundamentalmente en las centrales de carbón (desnitrificadores y desulfuradoras)



La aplicación de los nuevos impuestos hace inviables las inversiones necesarias para cumplir con la Directiva. Esto exigirá cerrar las centrales de carbón (10.453 MW) como máximo en 2023

Evolución prevista de la potencia instalada en régimen ordinario

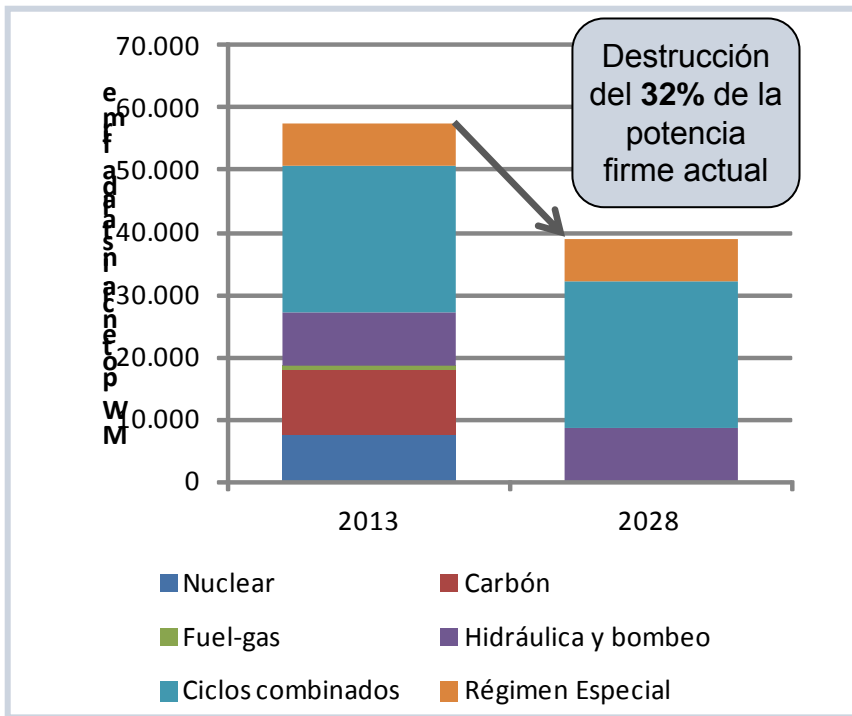


Con los nuevos impuestos, a mediados de la próxima década deberá cerrar el 45% del parque generador actual en régimen ordinario: pérdida de diversificación de las fuentes de energía y de seguridad de suministro

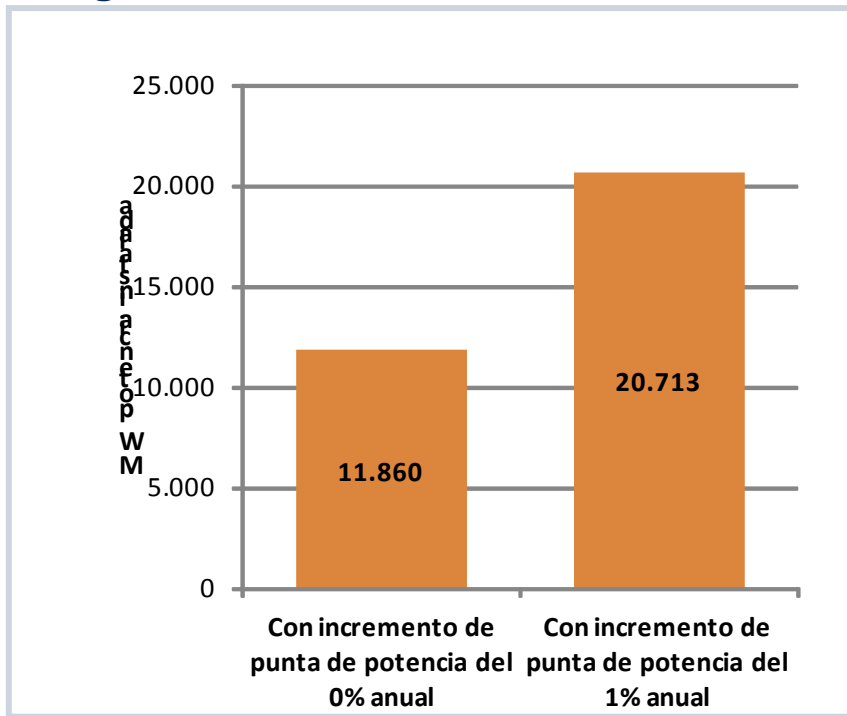
Mantener la seguridad de suministro exigiría construir casi 20.000 MW de nueva capacidad firme

Los nuevos impuestos causarían el cierre de 17.908 MW

Evolución prevista de la cobertura de la demanda



Potencia adicional necesaria para alcanzar un margen de reserva del 10% en 2028



Para poder cubrir la punta de demanda actual con un margen de reserva del 10%, sería necesario construir cerca de 12.000 MW adicionales en 2028.

Si la punta de demanda creciera un 1% anual, se necesitarían casi 21.000 MW adicionales (más del 85% de lo instalado actualmente en ciclos combinados).

Esto implicaría, a precios actuales, una inversión adicional entre 7.500 y 13.000 M€

En potencia eólica, se necesitarían entre 180.000 y 320.000 MW instalados para alcanzar el nivel de potencia firme requerido.

Descripción

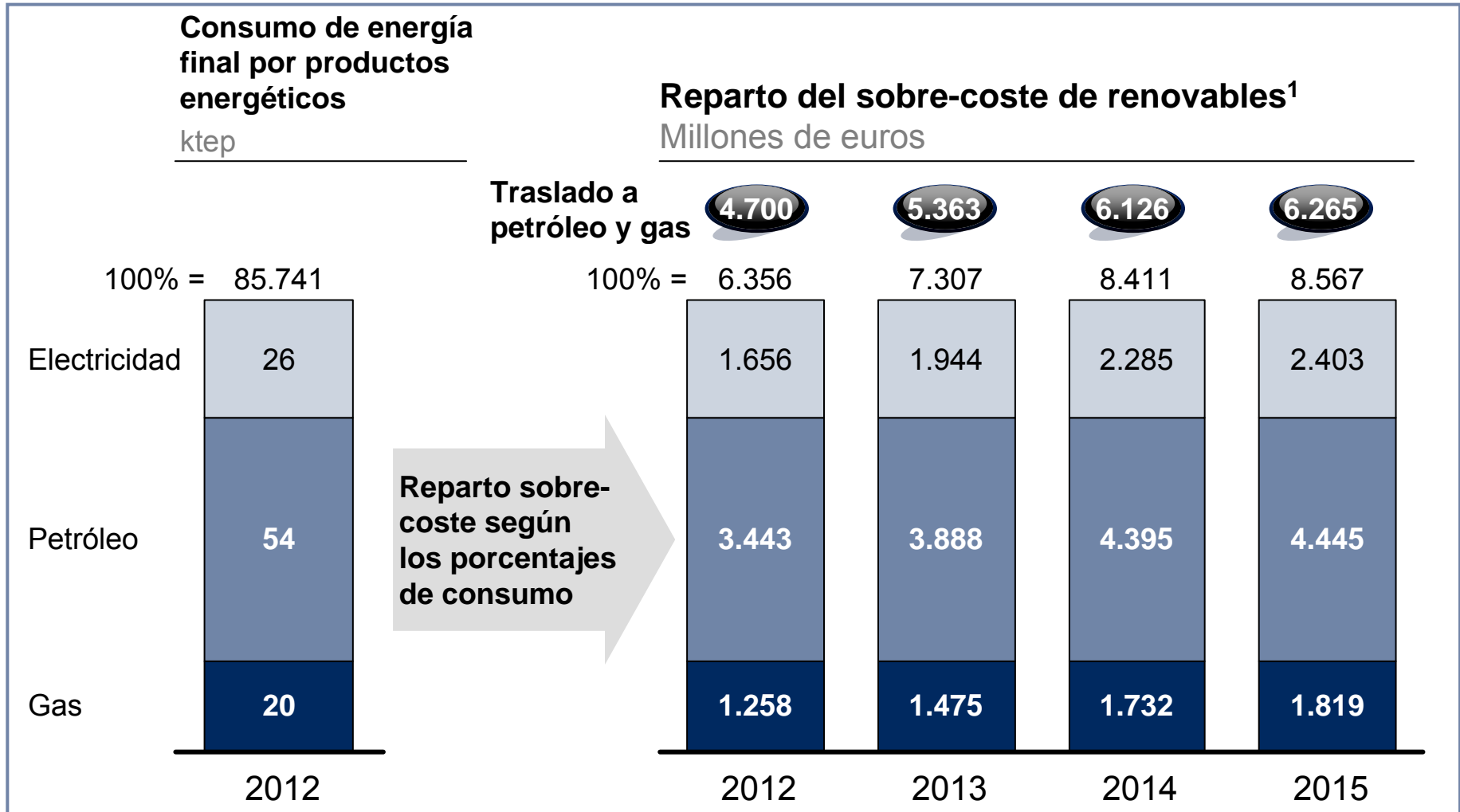
Recaudación anual
Millones de euros

Impuestos a los emisores de CO₂ de los derivados del petróleo y gas (céntimo verde)



- El **sobre-coste de renovables se debe repartir entre todos los consumidores energéticos**:
 - Según su proporción en el consumo de energía final
 - **A través de la creación de una tasa o recargo ad hoc** (o sobre las emisiones de CO₂), que pagarían los sectores petrolero y gasista y que cobraría la CNE.
 - El Proyecto de Ley ya contempla un céntimo verde para el gas natural, pero no para gasolinas y gasóleo.
- En **España, los combustibles tienen una fiscalidad favorable.**
- La UE prepara una reforma de la Directiva de fiscalidad en esta línea y ya existen **impuestos sobre las emisiones de CO₂** de los combustibles en **varios países europeos – Dinamarca, Noruega, Finlandia, Suecia e Irlanda** – mientras que en **Italia** está en fase de aprobación

>3.500



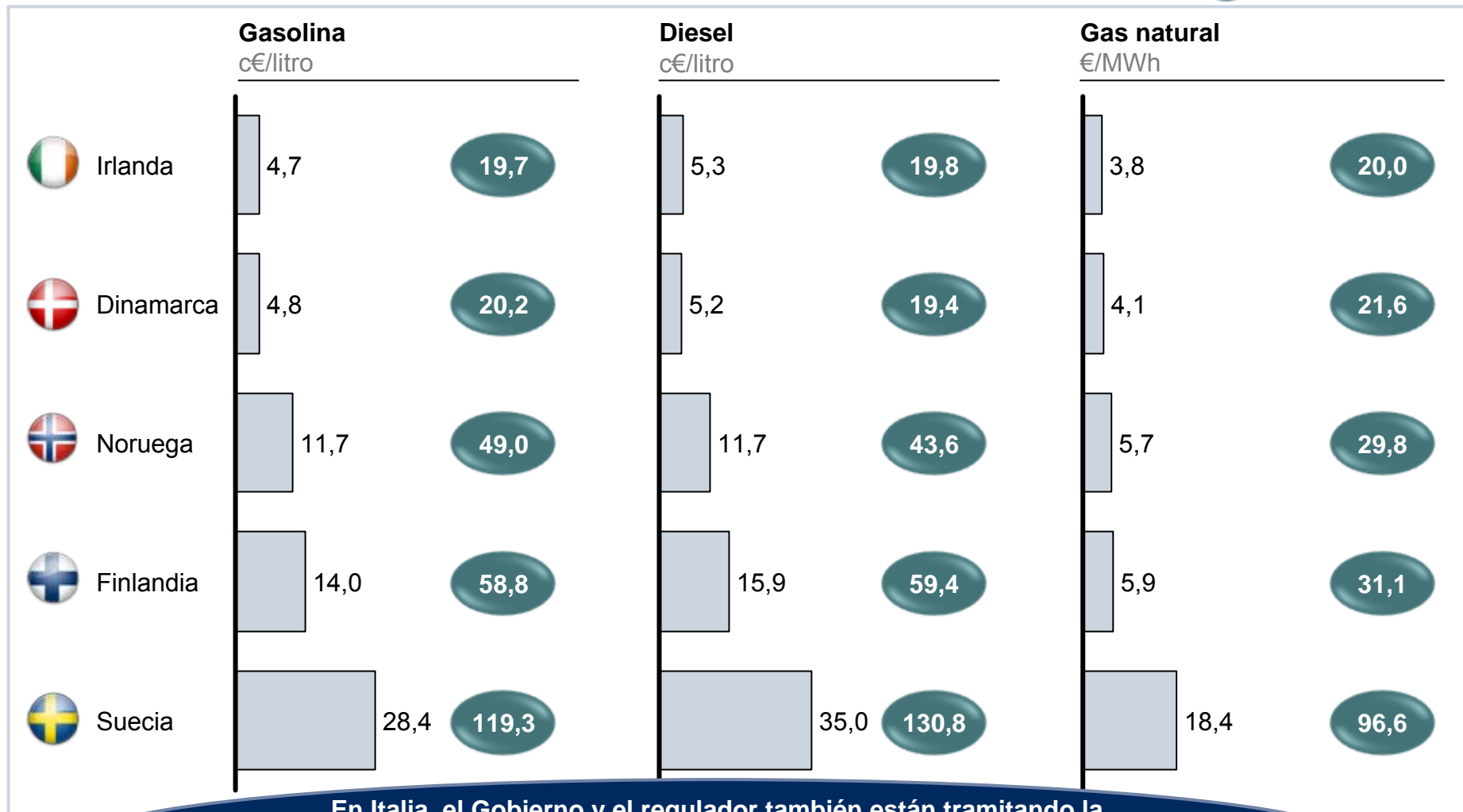
¹ Descuenta las primas a la cogeneración

FUENTE: PER 2011-2010, Elaboración propia

En otros países ya existen impuestos a las emisiones de los sectores difusos

Impuesto sobre las emisiones de CO₂ 2011

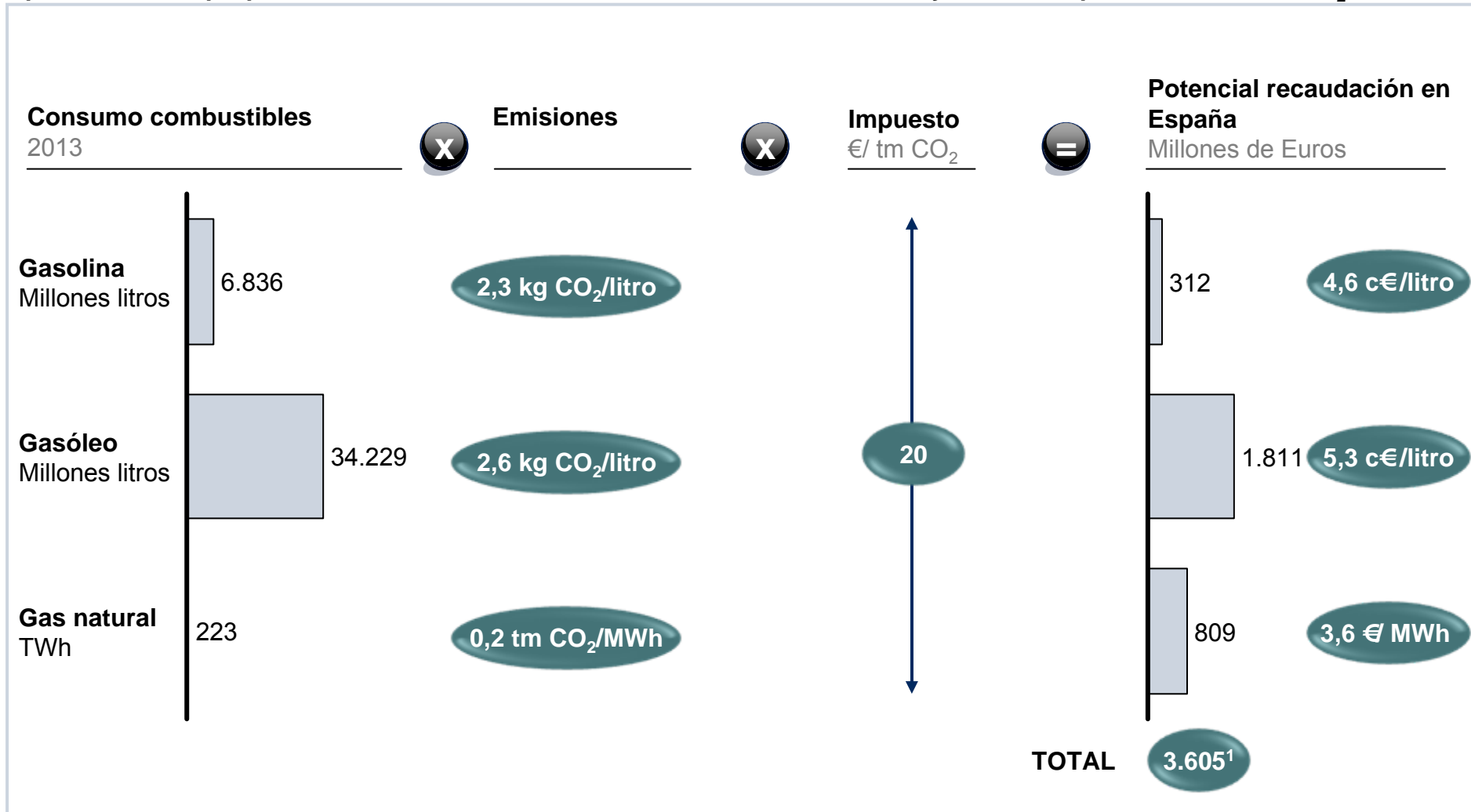
€/ tm CO₂ equivalente



En Italia, el Gobierno y el regulador también están tramitando la introducción de un impuesto sobre el contenido de CO₂ en los combustibles

Un impuesto similar en España podría recaudar más de 3.600 millones de euros

Aplicación de la propuesta de directiva de fiscalidad a los combustibles incluyendo un impuesto de 20 €/tm CO₂



¹ Incluyendo otros combustibles para los que se procedería análogamente: G.L.P. (134 M€); queroseno (310 M€); fuel-oil (64 M€); coque (164 M€) y otros (1M€)



luz · gas · personas

" Este documento es propiedad de ENDESA , en consecuencia no podrá ser divulgado ni hecho público sin el consentimiento previo y por escrito de ENDESA.

Su contenido es meramente informativo por lo que no tiene naturaleza contractual ni puede hacerse uso del mismo como parte de o para interpretar contrato alguno.

ENDESA no asume ninguna responsabilidad por la información contenida en este documento, ni constituye garantía alguna implícita o explícita sobre la imparcialidad, precisión , plenitud o corrección de la información o de las opiniones y afirmaciones que se recogen. Tampoco asume responsabilidad alguna por los daños y/o pérdidas que pudieran causarse sobre el uso de esta información.

ENDESA no garantiza que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco ENDESA ni ninguna de sus filiales tienen la intención de actualizar tales estimaciones, previsiones y objetivos que pudieran derivarse de este documento excepto que otra cosa sea requerida por ley".
