



Situación y perspectivas de la regulación en España

- Jornadas de Relaciones con Inversores -



Palma de Mallorca, junio de 2006

- En los últimos meses, la regulación ha registrado avances positivos, principalmente la definición de un modelo estable para la generación extrapeninsular y la rotura del “cap” de crecimiento tarifario vigente desde final de 2002
- El proceso regulatorio se ha retomado y se prevén avances adicionales en los próximos meses
- Estos desarrollos hacen pensar que el marco regulatorio a corto y medio plazo será más positivo que el considerado en el Plan de Negocio 2005-2009

- **En los últimos meses, la regulación ha registrado avances positivos, principalmente la definición de un modelo estable para la generación extrapeninsular y la rotura del “cap” de crecimiento tarifario vigente desde final de 2002**
- El proceso regulatorio se ha retomado y se prevén avances adicionales en los próximos meses
- Estos desarrollos hacen pensar que el marco regulatorio a corto y medio plazo será más positivo que el considerado en el Plan de Negocio 2005-2009

Las hipótesis regulatorias realizadas en el Plan de Negocio 2005-2009 eran muy conservadoras

El escenario regulatorio considerado es conservador

		Impacto EBITDA 2009 vs. 2004 (millones de €)
Distribución	Sustitución del actual esquema basado en crecimiento de demanda y factor de eficiencia por retribución a la inversión en extensión de red (impacto para Endesa proporcional a su cuota de distribución)	+300
Generación insular	Pago del coste de combustible y retribución de las inversiones realizadas, conforme al R.D. 1747/2003 y las O.M. que lo desarrollan	+150
Limitación de ingresos	No reconocimiento de los ingresos superiores a 36 €/MWh de la hidráulica y la nuclear	-200
		+250

Este escenario contempla eliminar el actual mecanismo de CTCs y un incremento tarifario de tan sólo el 3% anual

Escenarios empleados por otros agentes supondrían mejoras para Endesa del orden de 500 millones de € en 2009

Desde entonces se han producido importantes cambios positivos para el sector

Implicaciones

Tarifa 2006

- Crecimiento del 4,48% en términos nominales
- Efecto total del 7,7% (menor recargo moratoria nuclear y otros*)

Eliminación del límite del 2% al crecimiento de tarifa

Déficit generación

- Reconocimiento total del déficit

Confirmación del mercado como referencia del valor de la energía

Extrapeninsulares

- Definición de una metodología para el reconocimiento de costes e inversiones
- Procedimientos operativos para operación del sistema y despacho

Marco regulatorio estable a futuro

De forma inmediata se van a producir avances adicionales

Implicaciones

Tarifa 2006

- Incremento adicional de la tarifa en 1,5%-2% a partir de junio

Avance hacia una tarifa suficiente

Déficit generación

- Reconocimiento y titulización

Eliminación del riesgo asociado al déficit

Distribución

- Definición de una metodología de remuneración basada en el reconocimiento de costes e inversiones
- Incremento de la retribución

Marco regulatorio estable de remuneración a futuro y mayores ingresos

La otra gran modificación regulatoria de los últimos meses ha sido el RDL 3/2006

El RDL modifica el funcionamiento del mercado mayorista

Descripción

Mercado diario

- Ofertas de la distribuidora asimiladas a un contrato bilateral con las ofertas de la generadora
- Precio provisional de 42,35 €/MWh

Derechos de emisión

- Minoración del valor de los derechos de emisión asignados en enero y febrero para reducir el déficit de tarifa
- A partir de marzo, minoración del efecto de la internalización en la energía vendida al "pool"

Su impacto final dependerá de varios elementos todavía no definidos ...

- Precio reconocido a las compras de las distribuidoras
- Mecanismo de minoración del efecto de la internalización

... y de su duración

- En su forma actual, el RDL es insostenible
 - Incentiva comportamientos no deseables
 - El propio RDL afirma que hay que reemplazar el 42,35 €/MWh por un precio de mercado

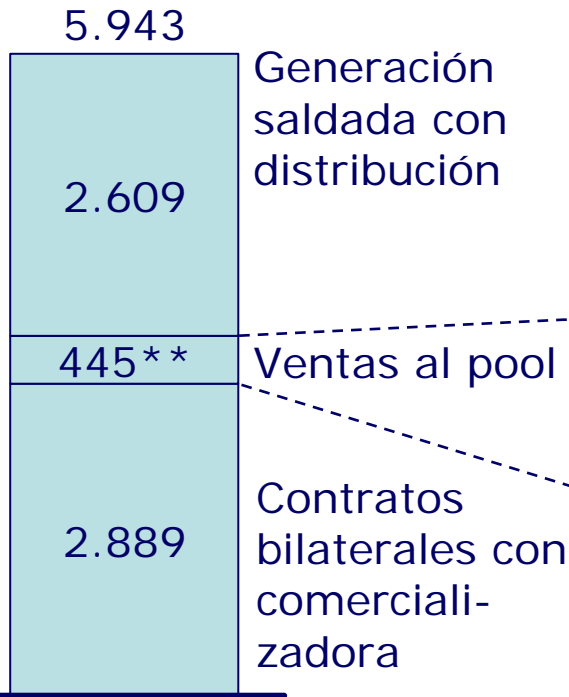
El impacto del RDL 3/2006 para Endesa hasta el 31 de marzo ha sido de 164 M€

Impacto provisional en 1T06. Millones de Euros

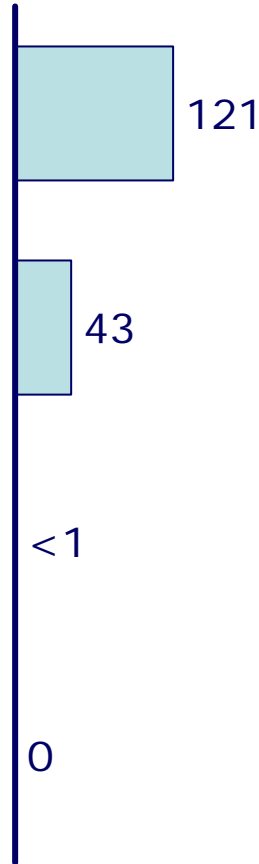
Enero-Febrero
(no recurrente)

- Minoración del valor de los derechos de emisión asignados para este periodo*

Marzo
(recurrente mientras se mantenga el RDL)



- 52% de las compras de distribución
- Precio provisional: 42,35 €/MWh
- Precio final revisable dentro del año a valores de mercado
- Deducción del valor de los derechos de emisión
- Precio negociado con cliente final a valor de mercado



Generación (GWh)

Impacto provisional 164

* Incluye días 1 y 2 de marzo

** 426 GWh corresponden a los días 1 y 2 de marzo

- En los últimos meses, la regulación ha registrado avances positivos, principalmente la definición de un modelo estable para la generación extrapeninsular y la rotura del “cap” de crecimiento tarifario vigente desde final de 2002
- **El proceso regulatorio se ha retomado y se prevén avances adicionales en los próximos meses**
- Estos desarrollos hacen pensar que el marco regulatorio a corto y medio plazo será más positivo que el considerado en el Plan de Negocio 2005-2009

Temas en desarrollo, necesarios para alcanzar un mercado plenamente liberalizado

La energía debe tener un precio que recoja las condiciones del mercado

- 1 Tarifa aditiva y suficiente

Actividades liberalizadas

- Mercado marginalista, líquido y competitivo
- Homologable al de otros países europeos

- 2 Reforma del "pool"
- 3 Fomento de la contratación a plazo
- 4 Soluciones de mercado para los grandes clientes
- 5 Un PNA 2008-12 que no distorsione el mercado

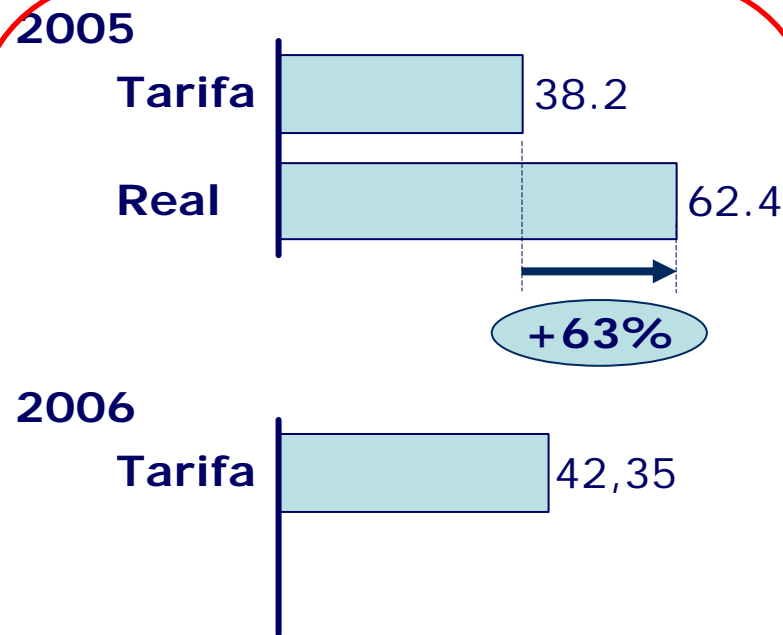
Actividades reguladas

- Con un régimen regulatorio estable que fomente la eficiencia

- 6 Definición de un marco estable para la distribución
- 7 Adecuación de la remuneración del régimen especial

1 Las tarifas actuales no corresponden a las condiciones de mercado

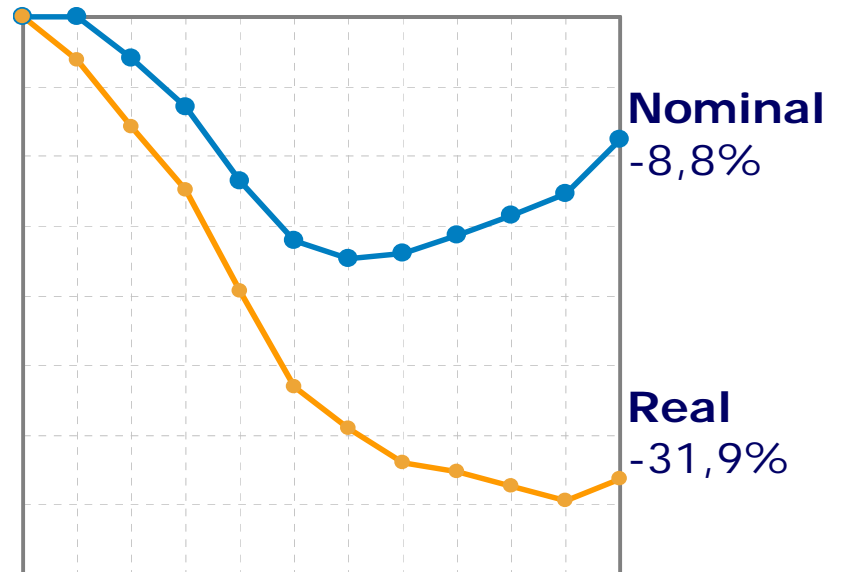
El precio de la energía implícito en la tarifa no corresponde al valor de mercado



- Las tarifas en España son inferiores a las de la mayor parte de los países europeos

Su actualización ha sido independiente de la evolución de los costes

Evolución de tarifas. 1996-2006



- En este periodo, el coste del petróleo se ha multiplicado por más de 3,5

2 El "pool" actual necesita varias reformas para garantizar un funcionamiento adecuado

Esquema general

**Mercado
margina-
lista**

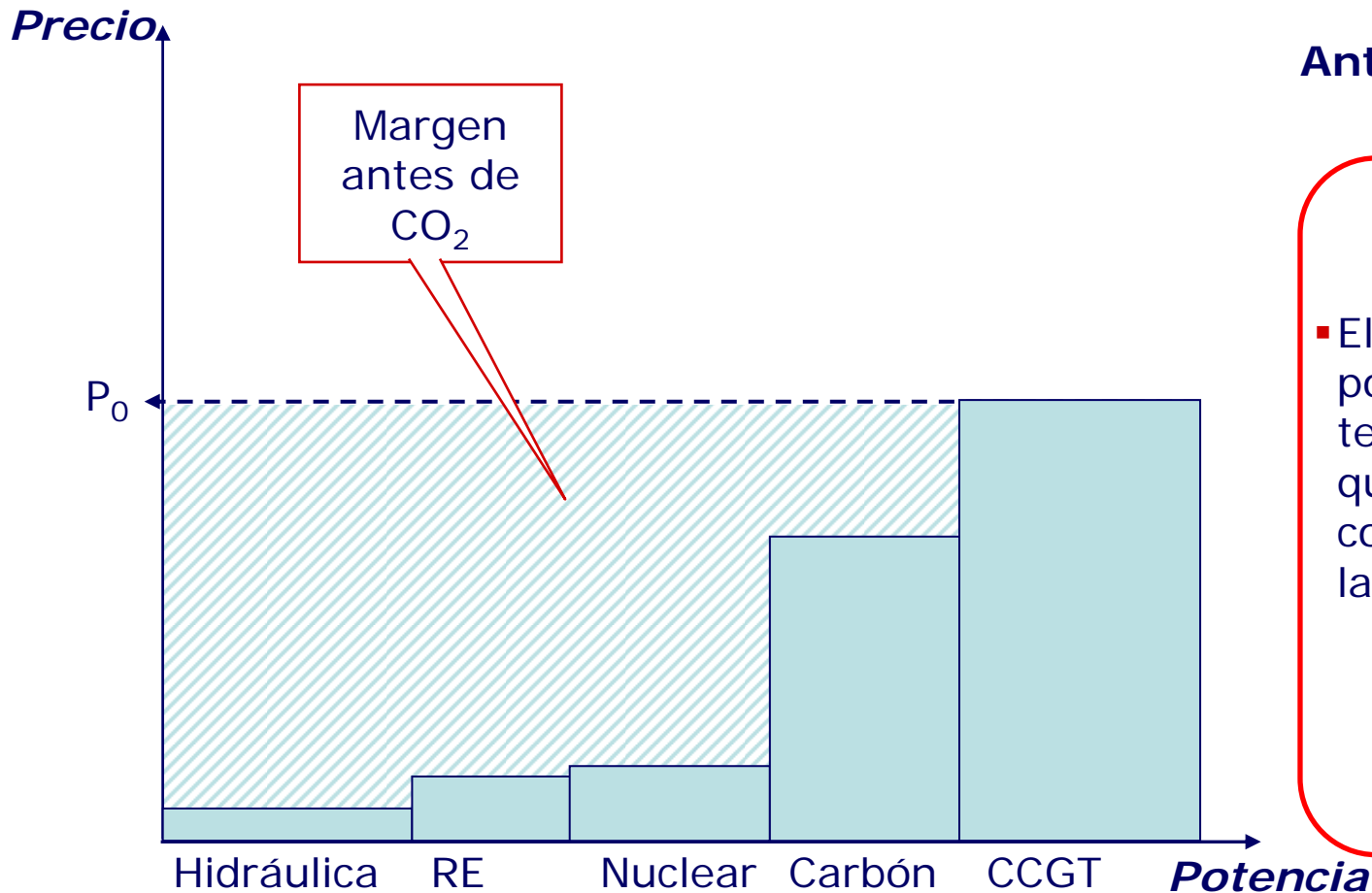
+

**Mecanismos
de
reducción
del déficit
de tarifa**

Medidas en discusión

- Eliminación del impacto de la internalización del valor de los derechos de emisión en los ingresos de los generadores
- Reconocimiento a la distribución del precio de mercado en sus compras de energía
- Exclusión de las centrales de fuel de la casación de OMEL
- Mecanismos de supervisión y actuación rápida en casos de abuso
- Balance y cierre del mecanismo de CTC

2 Eliminación del impacto de la internalización del valor de los derechos en los ingresos de los generadores (1/5)

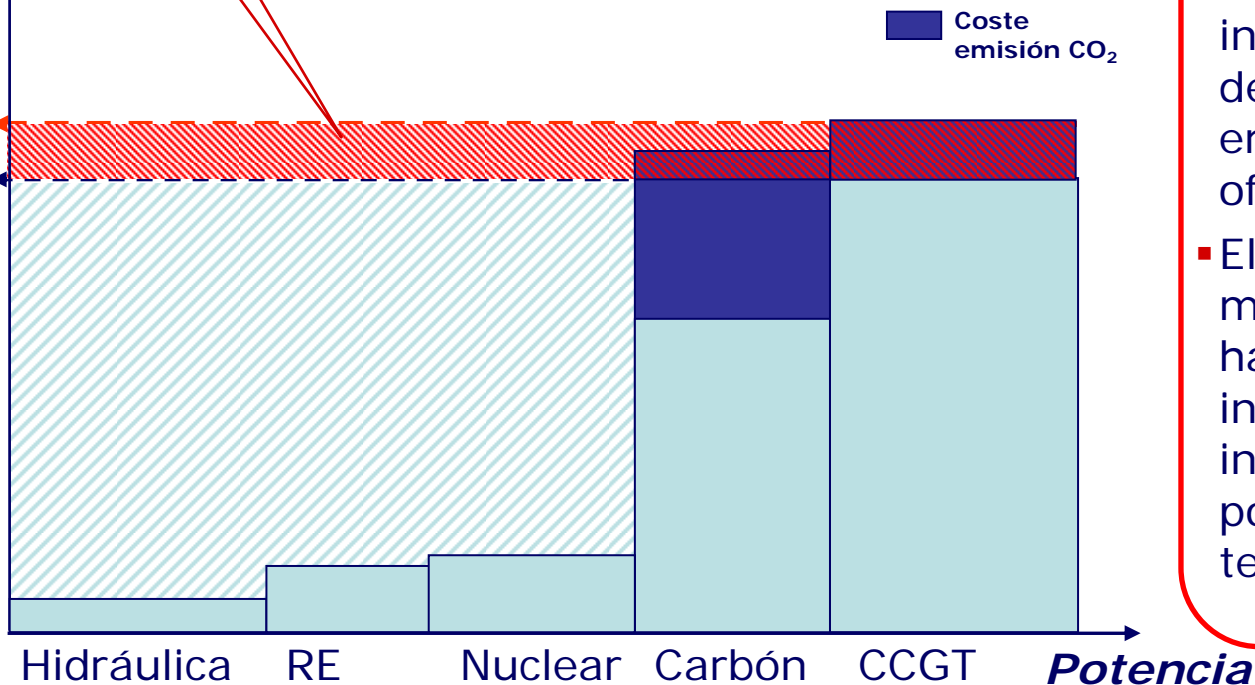


Antes del CO₂ ...

- El precio percibido por todas las tecnologías es P_0 que coincide con el coste marginal de la última tecnología

2 Eliminación del impacto de la internalización del valor de los derechos en los ingresos de los generadores (2/5)

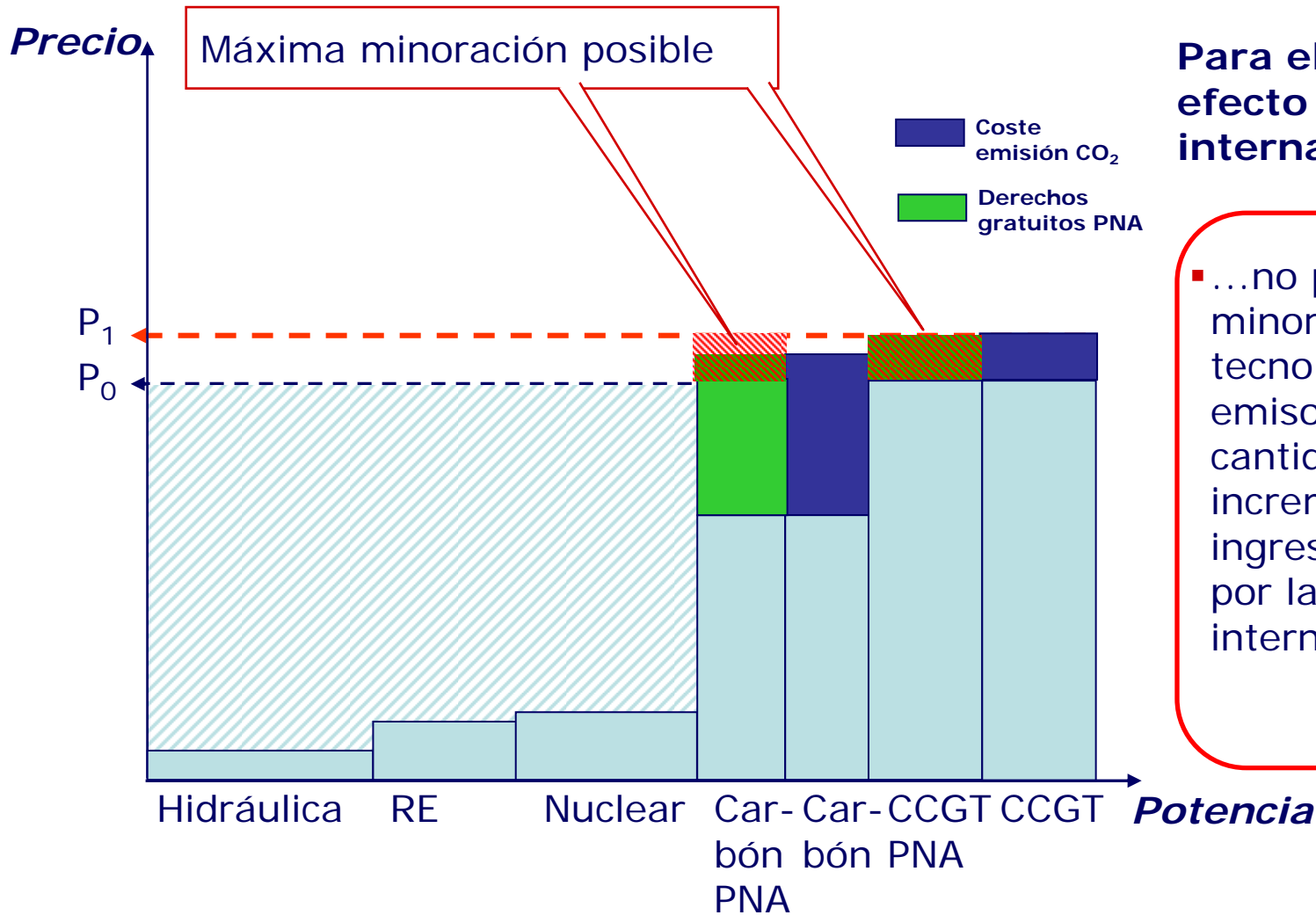
Incremento de ingresos para todas las tecnologías como consecuencia de la internalización del valor de los derechos



Tras la introducción del comercio de emisiones ...

- Las tecnologías emisoras internalizan el valor de los derechos de emisión en sus ofertas
- El precio de mercado crece hasta P_1 , incrementando el ingreso percibido por todas las tecnologías

2 Eliminación del impacto de la internalización del valor de los derechos en los ingresos de los generadores (3/5)



Para eliminar el efecto de la internalización ...

- ...no puede minorarse a las tecnologías emisoras una cantidad superior al incremento de ingresos causado por la internalización

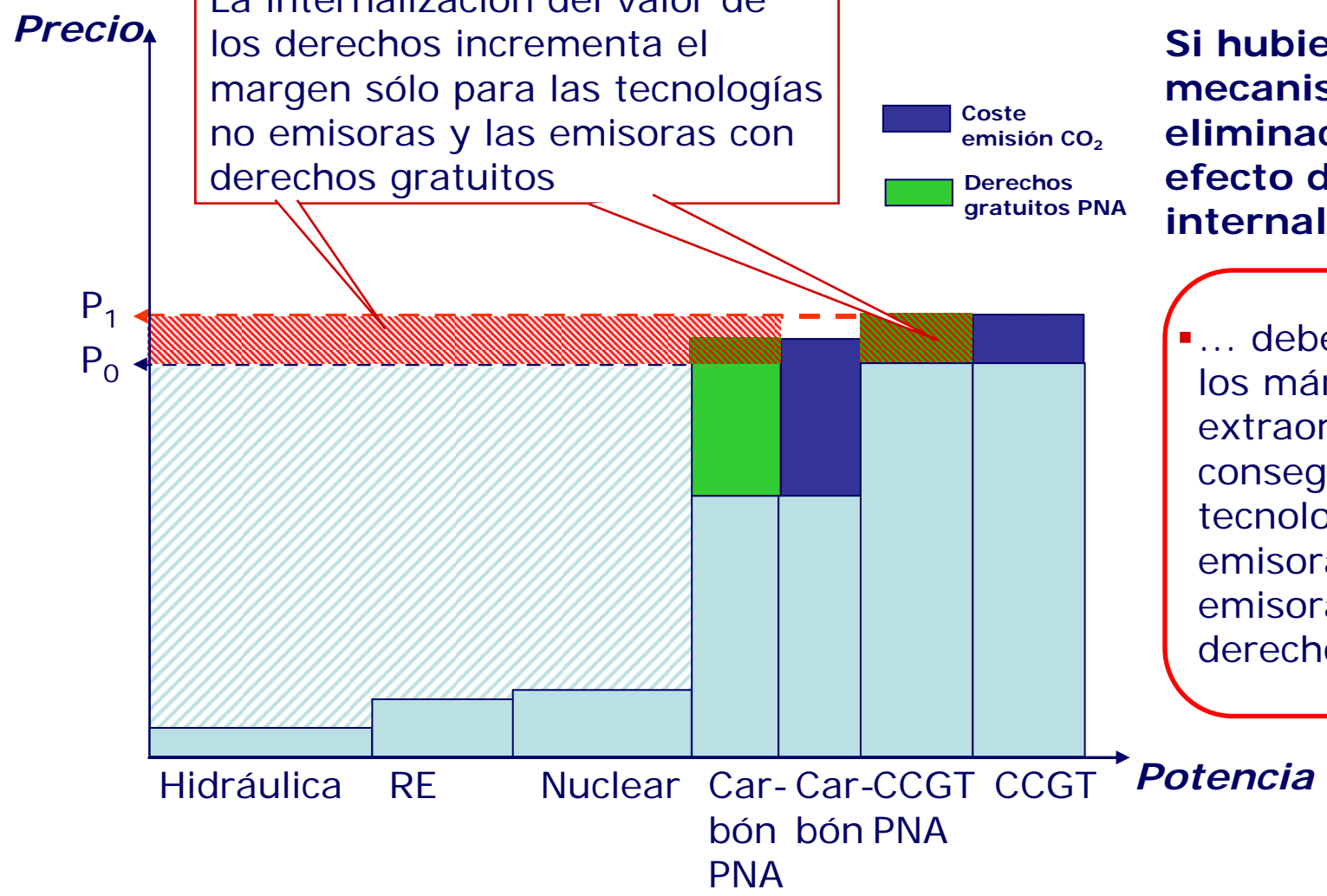
2 Eliminación del impacto de la internalización del valor de los derechos en los ingresos de los generadores (4/5)

La internalización del valor de los derechos incrementa el margen sólo para las tecnologías no emisoras y las emisoras con derechos gratuitos

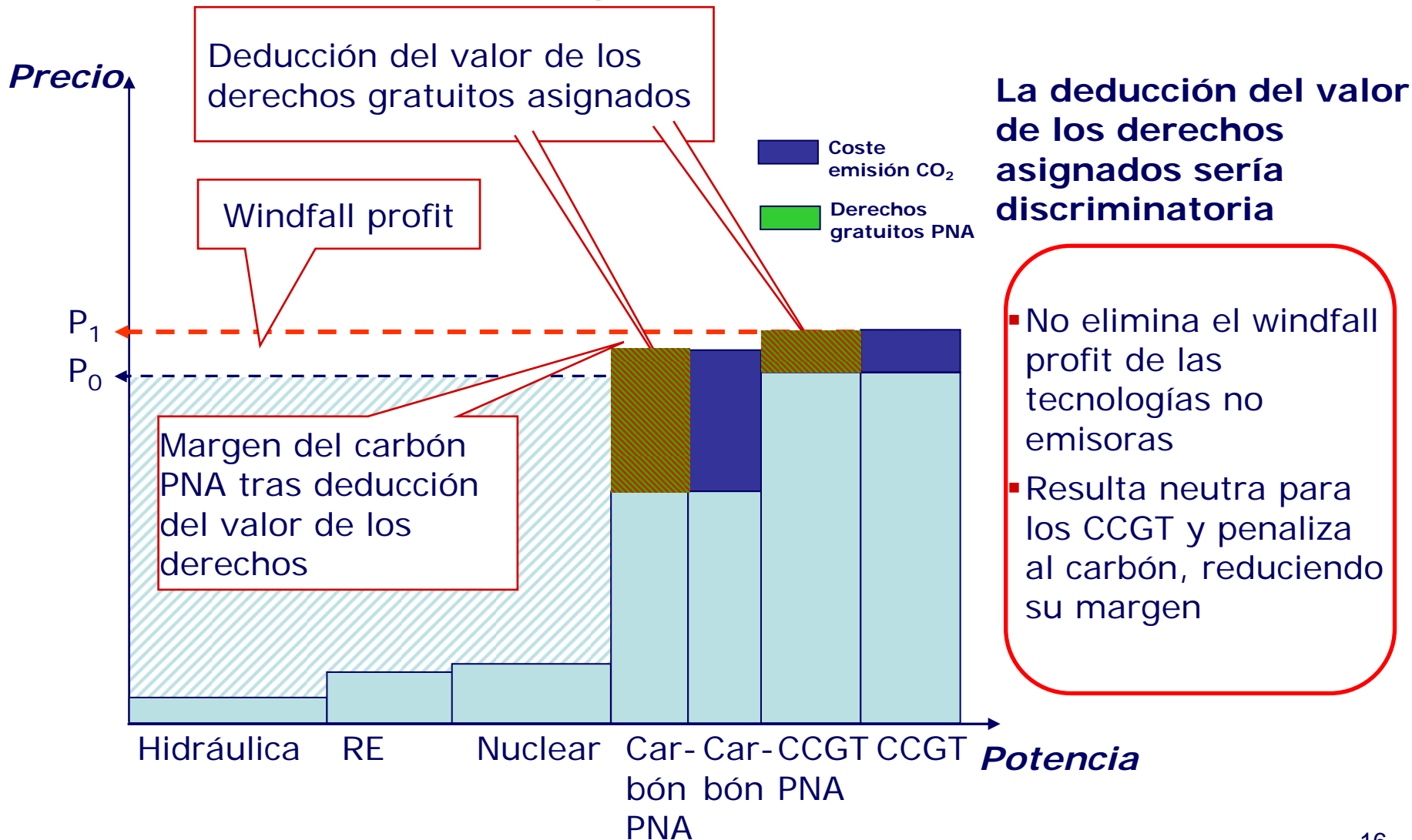
■ Coste emisión CO₂
■ Derechos gratuitos PNA

Si hubiera un mecanismo de eliminación del efecto de la internalización...

▪ ... debería eliminar los márgenes extraordinarios conseguidos por las tecnologías no emisoras y las emisoras con derechos gratuitos



2 Eliminación del impacto de la internalización del valor de los derechos en los ingresos de los generadores (5/5)



3 Fomento de la contratación a plazo

Acciones requeridas

Diseñar un mercado organizado a plazo

Fomentar la liquidez

Contenido

- La contratación a plazo es el mecanismo principal de negociación en todos los mercados que funcionan adecuadamente
- Mercado con características homologables a los de otros países europeos (entrega física, contratación continua, etc.)
- Los distribuidores comprarían en el mercado a plazo
- Subastas de capacidad virtual: si fuera necesario, los generadores podrían hacer una propuesta de esquema de subastas

4 Adaptación a mercado de los grandes clientes

- Los grandes clientes contribuyen al déficit en más de 1.200 M€
- Es necesaria una solución de mercado para los grandes clientes basada en la contratación a largo plazo

Elementos de una posible solución

Paso a mercado

+

Venta de servicios al OS

+

Definición de esquemas a largo plazo

Descripción

- Paso progresivo a mercado de todos los grandes clientes
- Posibilidad de venta de servicios al operador del sistema (ej. interrumpibilidad)
- Como los aplicados en otros países, como Francia

6 La distribución en España tiene una retribución muy inferior a la de otros países europeos

Comparación de la retribución en los países europeos – España base 100

	€/GW	€/MWh	€/cliente	€/km	€/km ²
España	100	100	100	100	100
Portugal	141	169	126	133	168
Grecia	134	138	114	134	125
Italia	123	128	124	138	297
Irlanda	161	192	245	95	131
Media	140	157	152	125	180
Alemania	219	192	239	241	637
Dinamarca	174	187	236	155	354
RU	112	115	152	198	367
Holanda	163	124	195	208	770
Francia	141	143	220	192	283
Austria	217	170	268	221	306
Bélgica	134	125	227	224	811
Suecia	135	140	445	155	108
Noruega	94	92	462	136	79
Media	154	143	271	192	413

Países con redes de distribución similares a las españolas: remuneración 25-80% superior a la de España

50-300% por encima de España

*Líneas de media y baja tensión, inferiores a 100KV

Fuente: Eurprog, REE, PPC

6 Distribución: se espera un marco de retribución similar al de los sistemas extrapeninsulares

Costes

Descripción

▪ Red existente

Retribución inversión

A partir de valores contables:

- Retribución financiera = $\text{inmovilizado (neto)} \times (\text{bono } 10 \text{ años} + 3\%)$
- Retribución de la amortización = $\text{inmovilizado (valor bruto)} / \text{vida útil}$

O&M

- Mantenimiento = $\text{Unidades físicas reales} \times \text{costes estándar}$
- Operación = coste de personal necesario para objetivos de calidad de servicio

Otros costes

- Gestión comercial
- Estructura
- Circulante
- Tasa ocupación vía pública

- Actualización anual al IPC-1

▪ Nuevas inversiones

- Aprobación de planes de inversión y establecimiento de la retribución correspondiente por la CNE
- Revisiones generales cada 4 años

7 Adaptación de las primas del régimen especial a las nuevas condiciones de mercado

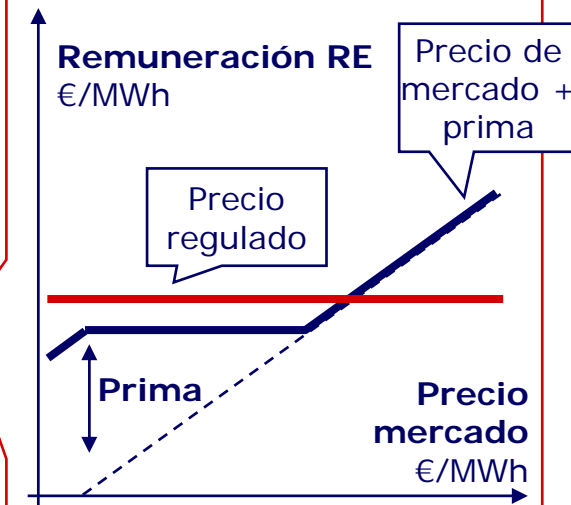
Situación actual

- Crecimiento del 16% anual desde 2000 en capacidad instalada
- 20% de la energía y 25% del coste de generación en 2005 (contribución al déficit de más de 800 M€)
- La prima actual es constante y se estableció cuando los precios eran mucho más bajos

Medidas a adoptar

- Ventas a los distribuidores a precio regulado
 - desvincular la remuneración del Régimen Especial de la evolución de la tarifa
- Ventas a mercado
 - prima variable que se reduzca cuando el precio de mercado aumente

Funcionamiento de la propuesta



- En los últimos meses, la regulación ha registrado avances positivos, principalmente la definición de un modelo estable para la generación extrapeninsular y la rotura del “cap” de crecimiento tarifario vigente desde final de 2002
 - El proceso regulatorio se ha retomado y se prevén avances adicionales en los próximos meses
- Estos desarrollos hacen pensar que el marco regulatorio a corto y medio plazo será más positivo que el considerado en el Plan de Negocio 2005-2009**

Los avances regulatorios permiten confiar en que el marco regulatorio sea más favorable que el considerado en el Plan de Negocio 2005-2009

Plan de Negocio 2005-2009

Perspectiva actual

Crecimiento de tarifa

- Alrededor del 3%

- Expectativas de que el crecimiento pueda estar por encima de este valor

Mercado mayorista

- Contratos virtuales a 36 €/MWh para la energía hidráulica y nuclear

- Funcionamiento de mercado para todas las tecnologías con algún posible mecanismo de minoración de ingresos

Extraperin-sulares

- Cobertura de los costes de combustible y retorno garantizado de las inversiones

- Marco estable de remuneración de inversión y costes, con mejoras de eficiencia disponibles para creación de valor

Distribución

- Retorno garantizado de las inversiones y costes estándar de O&M

- Marco estable de remuneración de inversión y costes, con mejoras de eficiencia disponibles para creación de valor

Nota informativa

Esta presentación contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas ("forward-looking statements") sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuribles. Estas afirmaciones no constituyen garantías de que resultados futuros se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de Endesa o que pueden ser difíciles de predecir.

Las suposiciones principales sobre las que se fundamentan estas previsiones y objetivos están relacionadas con el entorno económico, de mercado y regulatorio. Además de otros descritos en el capítulo de Factores de Riesgo del documento 20-F del ejercicio fiscal más reciente registrado en el SEC y del vigente Documento Registro de Acciones de Endesa registrado en la CNMV, las siguientes circunstancias y factores, pueden hacer que los resultados reales y otros desarrollos difieran significativamente de las expectativas implícita o explícitamente contenidas en la presentación:

Cambios adversos significativos en las condiciones de la industria o la economía en general o en nuestros mercados; el efectos de la regulaciones en vigor o cambios en las mismas; reducciones tarifarias; el impacto de fluctuaciones de tipos de interés; el impacto de fluctuaciones de tipos de cambio; el impacto de normativa más restrictiva y los riesgos medioambientales inherentes a nuestra actividad; demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, de competencia o de otra clase, o en el cumplimiento de alguna condición impuesta en relación con tales autorizaciones; oposición o actuaciones de socios, competidores y grupos políticos o étnicos; cambios adversos de carácter político o regulatorio; condiciones climatológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

Endesa no puede garantizar que las perspectivas contenidas en este documento se cumplirán en sus términos. Tampoco Endesa ni ninguna de sus filiales tiene la intención de actualizar tales previsiones y objetivos excepto que otra cosa sea requerida por ley.

Para dichas perspectivas, nos amparamos en la protección otorgada por Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América para los "forward-looking statements".



Situación y perspectivas de la regulación en España

- Jornadas de Relaciones con Inversores -



Palma de Mallorca, junio de 2006