



Resultados 1S06
Endesa vale más



25 de julio de 2006

Excelentes resultados en el 1S06

- Fuerte crecimiento en todas las líneas de Resultados
- Fuerte crecimiento en todos los negocios
- Continua superación de los objetivos establecidos

Nuevos compromisos de crecimiento futuro

- Mayor EBITDA y Resultado Neto tanto en 2006 como en 2009
- 2.900 M€ de mayores dividendos hasta 2009

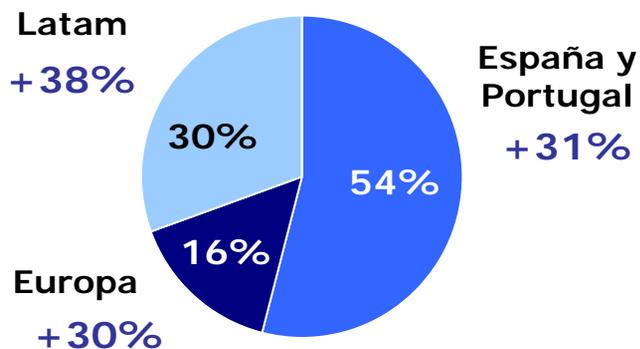
Excelentes resultados en 1S 2006

M€	1S 2005	1S 2006	Variación
Ventas	8.256	9.946	+20% 
Margen de contribución	4.220	5.299	+26% 
EBITDA	2.824	3.762	+33% 
EBIT	1.969	2.871	+46% 
Gastos financieros netos	-536	-480	-10% 
Resultado Neto	956	1.756	+84% 
	31.12.05	30.06.06	Variación
Apalancamiento	1,12x	1,25x	+0,13p

Fuerte crecimiento en todos los negocios

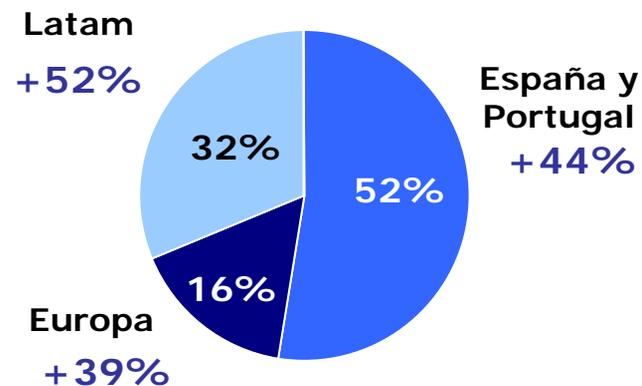
EBITDA: 3.762 M€

+33% 



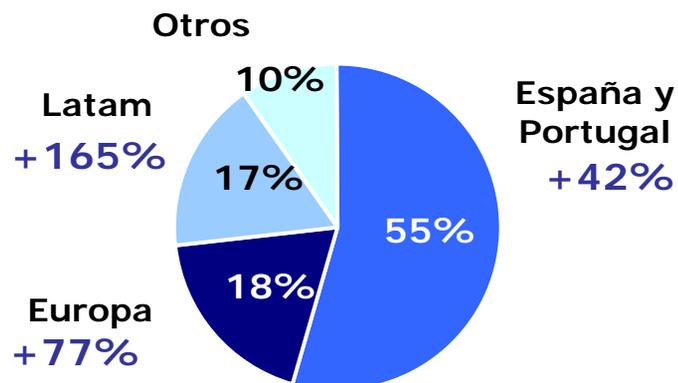
EBIT: 2.871 M€

+46% 



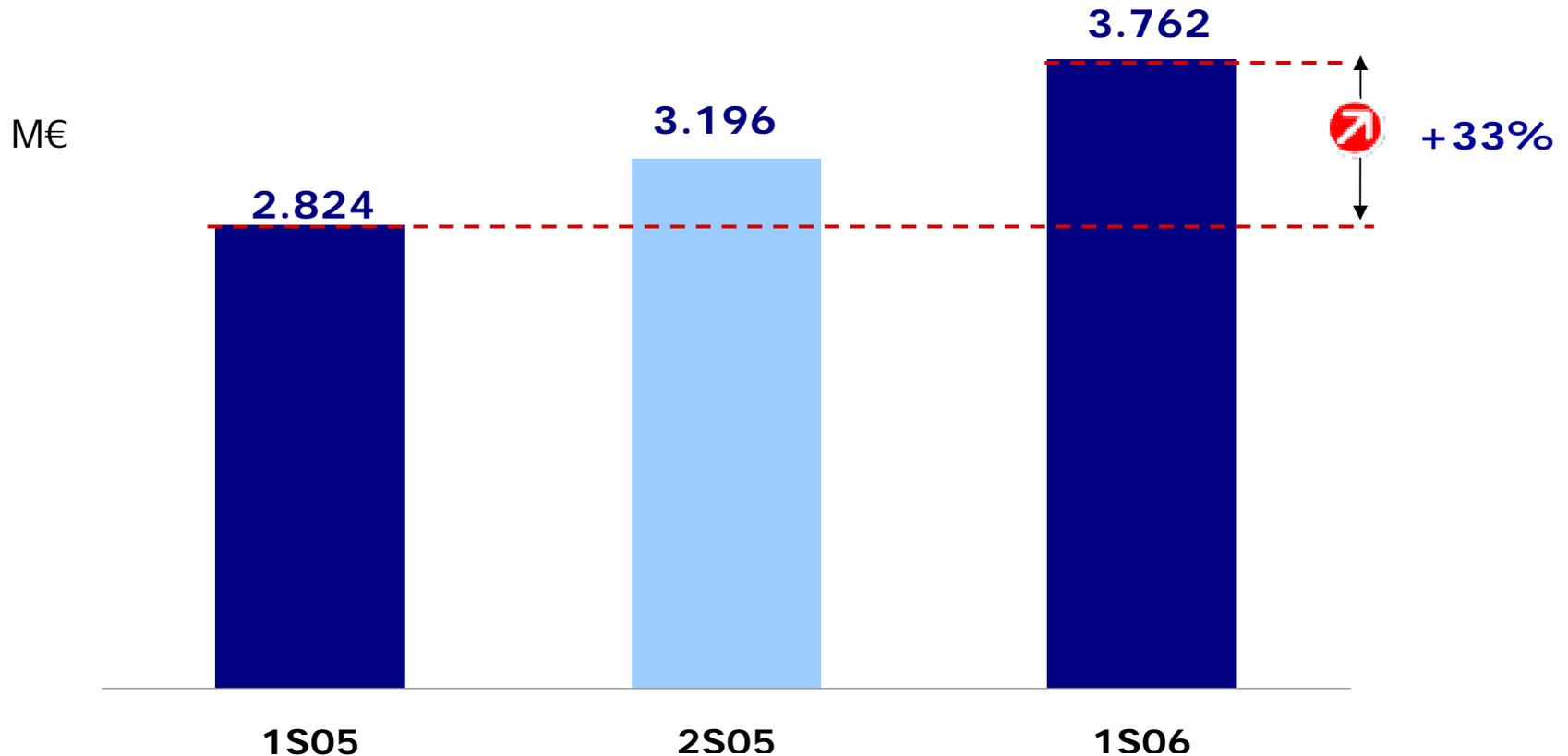
Resultado Neto: 1.756 M€

+84% 



Resultados por encima de los compromisos

Evolución del EBITDA

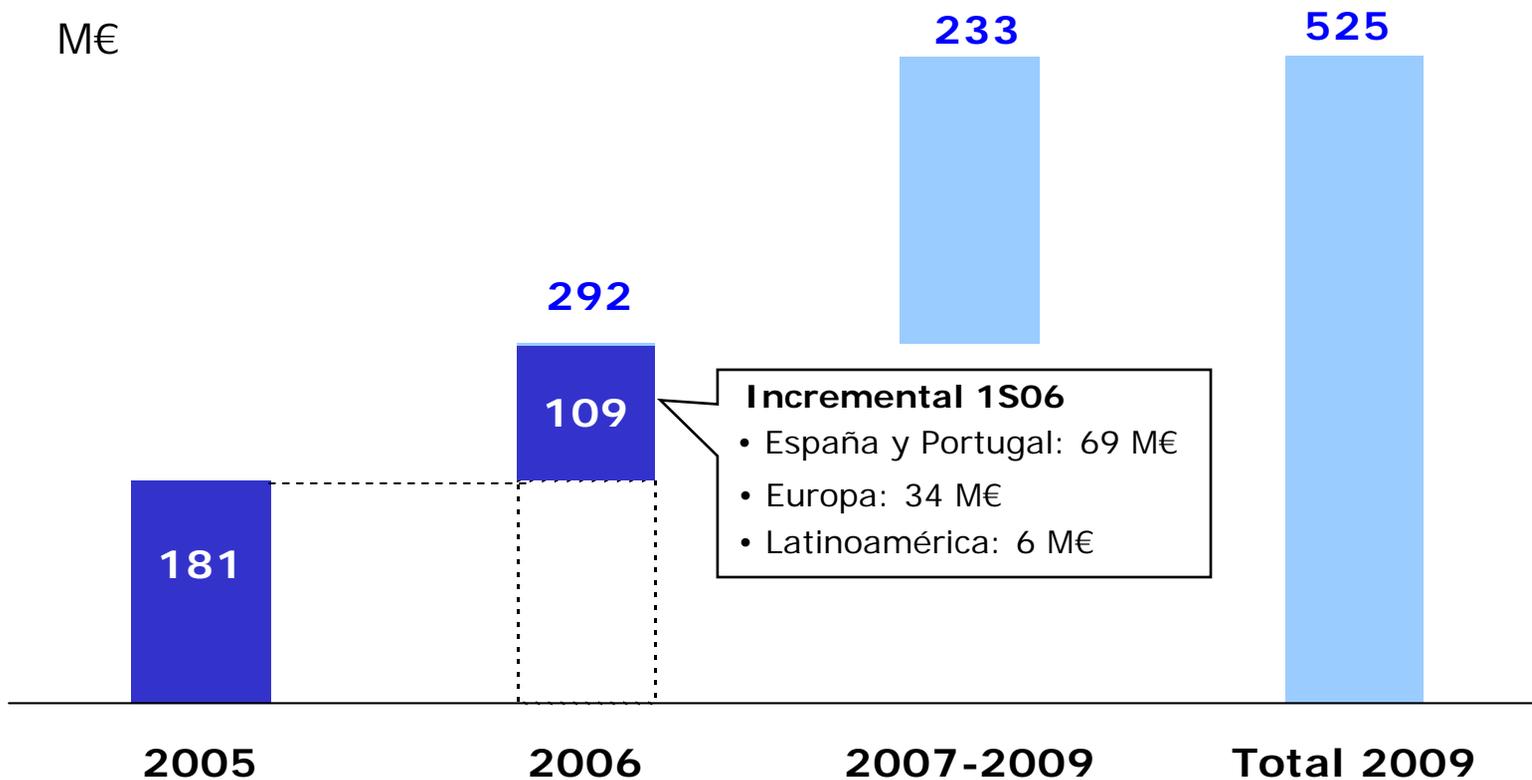


$\Sigma = 6.958 \text{ M€}$

En los últimos 12 meses, Endesa supera el objetivo para todo el año 2006

Plan de Mejoras de Eficiencia por delante del objetivo

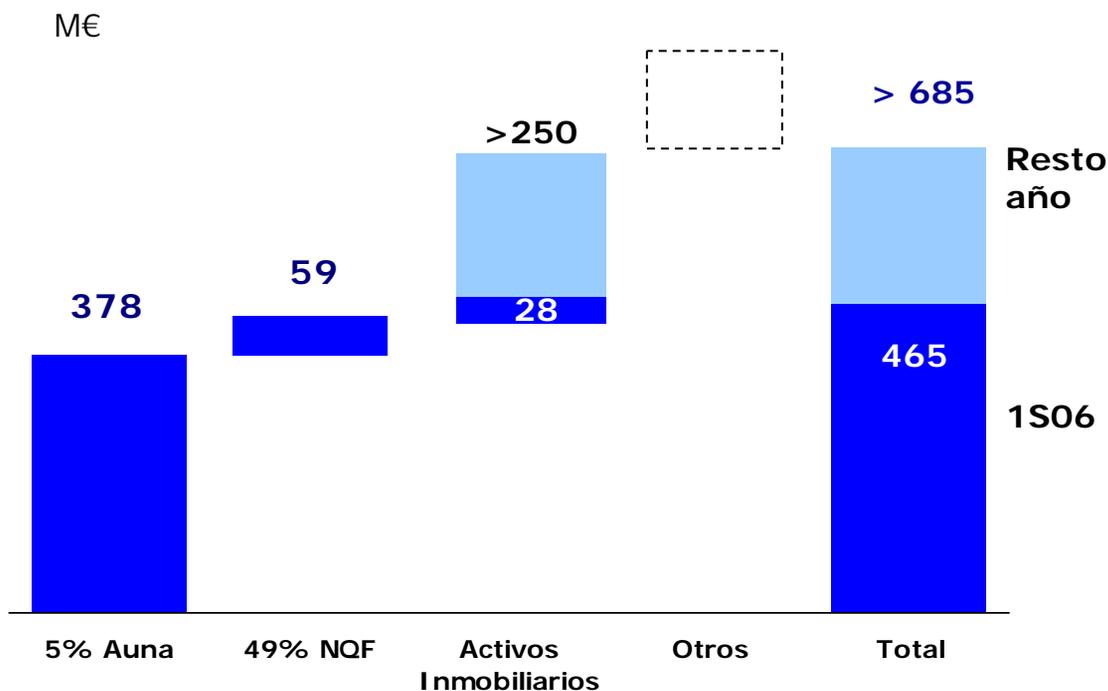
Incremento del EBITDA anual por Plan de Mejoras de Eficiencia



Alcanzado ya en el 1S06 290 M€, prácticamente el 100% del objetivo incremental para todo el 2006

Importante avance en el plan de desinversiones

Desinversiones de activos no estratégicos previstas en 2006



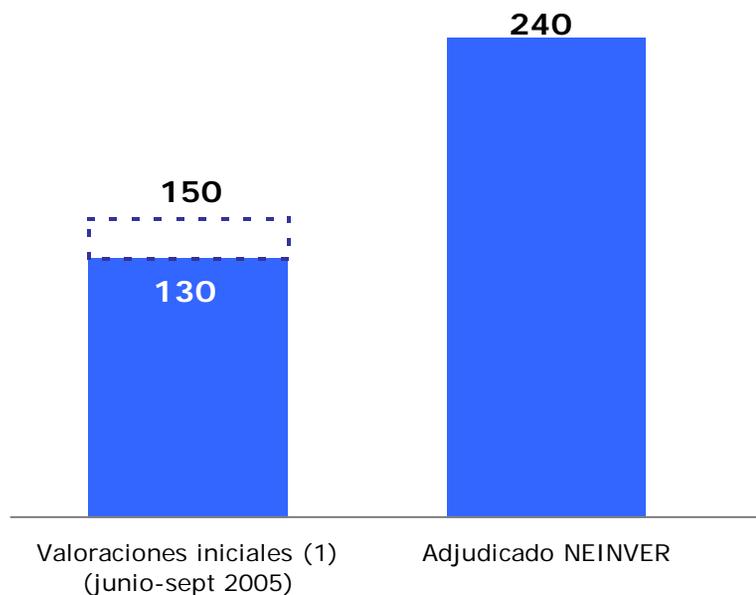
Previsible superación del objetivo fijado:

- Venta de activos inmobiliarios en el 2S en Palma por importe de 240 M€
- Venta otros inmuebles: 80 M€ previstos en 2006 (28 M€ en el 1S06)

La venta de los activos inmobiliarios de Palma de Mallorca supera las expectativas

M€

Valor de los Activos



Impacto en Endesa:

- Entrada de 213 M€ de caja
- Plusvalía elevada por reducido valor en libros de los activos inmobiliarios
- Endesa mantiene el 45 % del potencial valor adicional
- Aumento de los dividendos por la venta de activos no estratégicos



España y Portugal

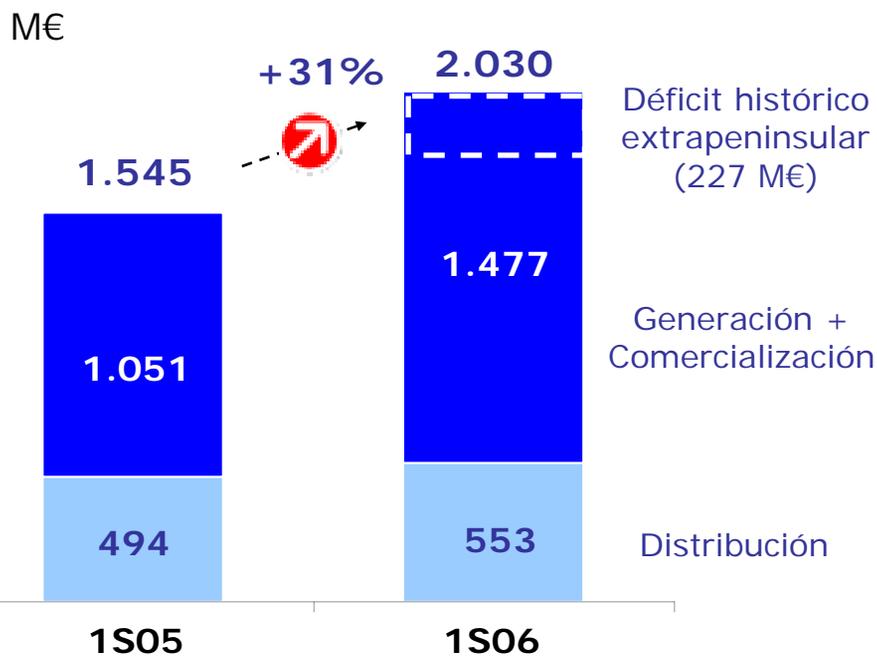


Fuerte crecimiento de resultados

M€	1S 2005	1S 2006	Variación
Ventas	4.040	4.826	+19% 
Margen de contribución	2.411	2.953	+22% 
EBITDA	1.545	2.030	+31% 
EBIT	1.045	1.503	+44% 
Gastos financieros netos	-229	-192	-16% 
Resultado Neto	679	961	+42% 

Importante crecimiento del EBITDA

EBITDA



Claves del período

- Avance regulatorio positivo en 1S06 y favorables perspectivas
- Mejoras operativas en Distribución
- Coste de combustible peninsular competitivo
- Gestión activa del coste de las emisiones
- Optimización del valor de la cartera de clientes

Avances regulatorios positivos en 1S06

	Hitos regulatorios	Implicaciones
Tarifa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento total 2006: 9,1% ▪ Eliminación del cap del 2% ▪ Reconocimiento y monetización del déficit ▪ Eliminación de la tarifa en 2007-2011 	Transición hacia una tarifa aditiva y suficiente
Mercado mayorista	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fomento de la contratación bilateral (distribuidoras) ▪ Entrada en funcionamiento del OMIP (mercado a plazo del MIBEL) 	Base para una referencia objetiva y transparente del precio mayorista
Extrape- ninsulares	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobación de la metodología de reconocimiento de costes e inversiones 	Mejora frente a las hipótesis del Plan Estratégico
Carbón nacional	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobación del nuevo Plan de la Minería y los incentivos al consumo (10€/MWh) ▪ PNA. Mejora frente a las hipótesis del Plan Estratégico 	Garantía de competitividad del carbón nacional

Buenas perspectivas regulatorias

Avances esperados

Implicaciones

Distribución

- Red existente: Retribución sobre valor contable y estandarización de costes
- Reconocimiento de nuevas inversiones

Se mantienen las hipótesis del Plan Estratégico

Mercado mayorista

- Contratación a plazo, subastas de capacidad

Precio de mercado mayorista sin limitaciones: mejora sobre el Plan Estratégico

Renovables

- Desvinculación de los precios del Régimen Especial de la tarifa
- Nuevo mecanismo de primas para la generación que vende a mercado

Remuneración atractiva con menor presión sobre la Tarifa

Grandes clientes

- Progresivo aumento del precio a grandes clientes (6% en Julio 2006)
- Introducción de esquemas de contratación a largo plazo

Eliminación de una distorsión relevante de la tarifa

Publicación PNA 2008-2012

Asignación al sector eléctrico

- Asignación total sectores regulados: 145 MtCO₂/año
- Asignación al sector eléctrico: 55 MtCO₂/año
- Reserva adicional para nuevos entrantes: 8 MtCO₂/año

Criterios de reparto por instalaciones

- Prioridad a la energía asociada al consumo de carbón nacional comprometido en el Plan de Fomento de la Minería 2006-2012
- Prioridad a la energía asociada a un funcionamiento de 4.500h para las centrales que han realizado inversiones GIC, todas las de Endesa
- Asignación en función de la producción prevista por el Plan de Infraestructuras:
 - Carbón: 4.374 horas
 - CCGT: 2.669 horas
- Ajuste mediante una reducción porcentual uniforme para todas las tecnologías

Asignación a Endesa superior a las hipótesis del Plan Estratégico

Impacto provisional del RDL 3/2006

Enero -
Febrero

Minoración del valor de los derechos de emisión asignados M€
-121

23.683 ⁽¹⁾

Marzo -
Junio

10.230	Generación saldada con distribución	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 56% de las compras de Distribución ▪ <u>Precio provisional</u>: 42,35 €/MWh ▪ Precio final revisable dentro del año en base a cotizaciones de mercado 	-194
1.708	Ventas al pool	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sin impacto. 	0
11.745	Contratos bilaterales con comercializadora	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Precio negociado con cliente final a valor de mercado. Sin impacto. 	0

Ventas Generadora (GWh)

Impacto provisional: -315 M€

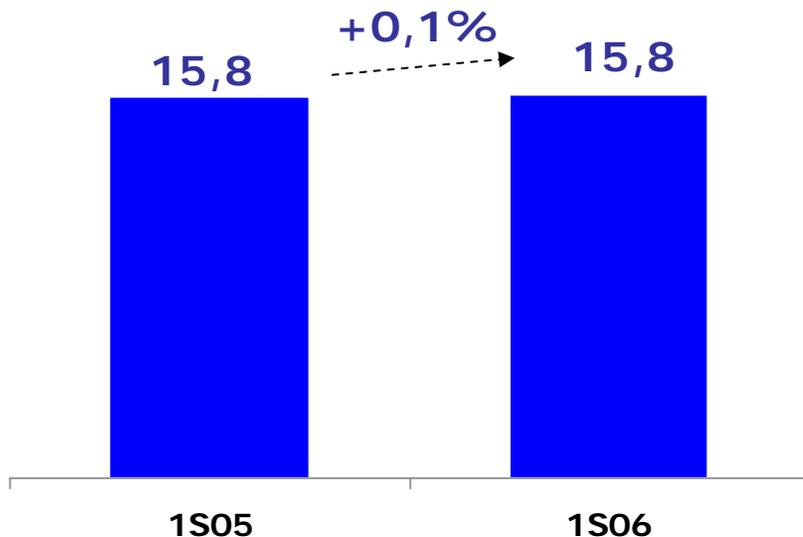
Revisión al alza de los resultados del 1S 2006 en ~200 M€ cuando se fije el precio definitivo según el RDL 3/2006

(1) Ventas de Régimen Ordinario desde el 3/3/2006

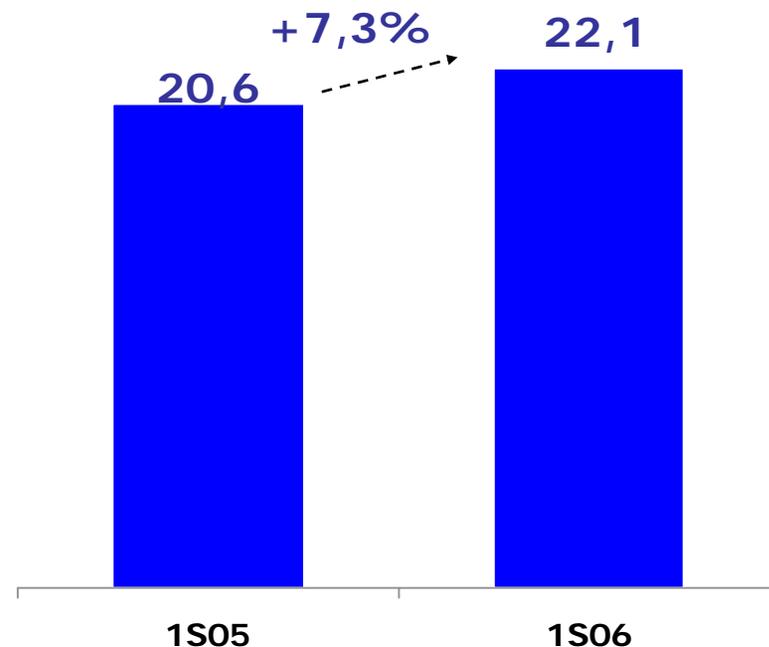
(2) Ventas en Diario e Intradía no saldadas + ventas a resto de mercados

Coste de combustible peninsular competitivo

Endesa
€/MWh



Resto Sector (e)
€/MWh



- Endesa cuenta con el parque de generación más eficiente y competitivo del sector
- Buen comportamiento del coste de combustible a pesar de la evolución de precios en los mercados
- Posición competitiva reforzada, tanto por precio como por mix

Cartera de clientes con valor intrínseco y como cobertura frente a la volatilidad del precio mayorista

Ingresos de la Generación en Ventas a:

Pool (bilateral con Distribución)

Mercado Liberalizado

€/MWh



42,35

53,03

59,58

RDL 3/2006

Subyacente ventas ML 1S06 Subyacente de Renovaciones

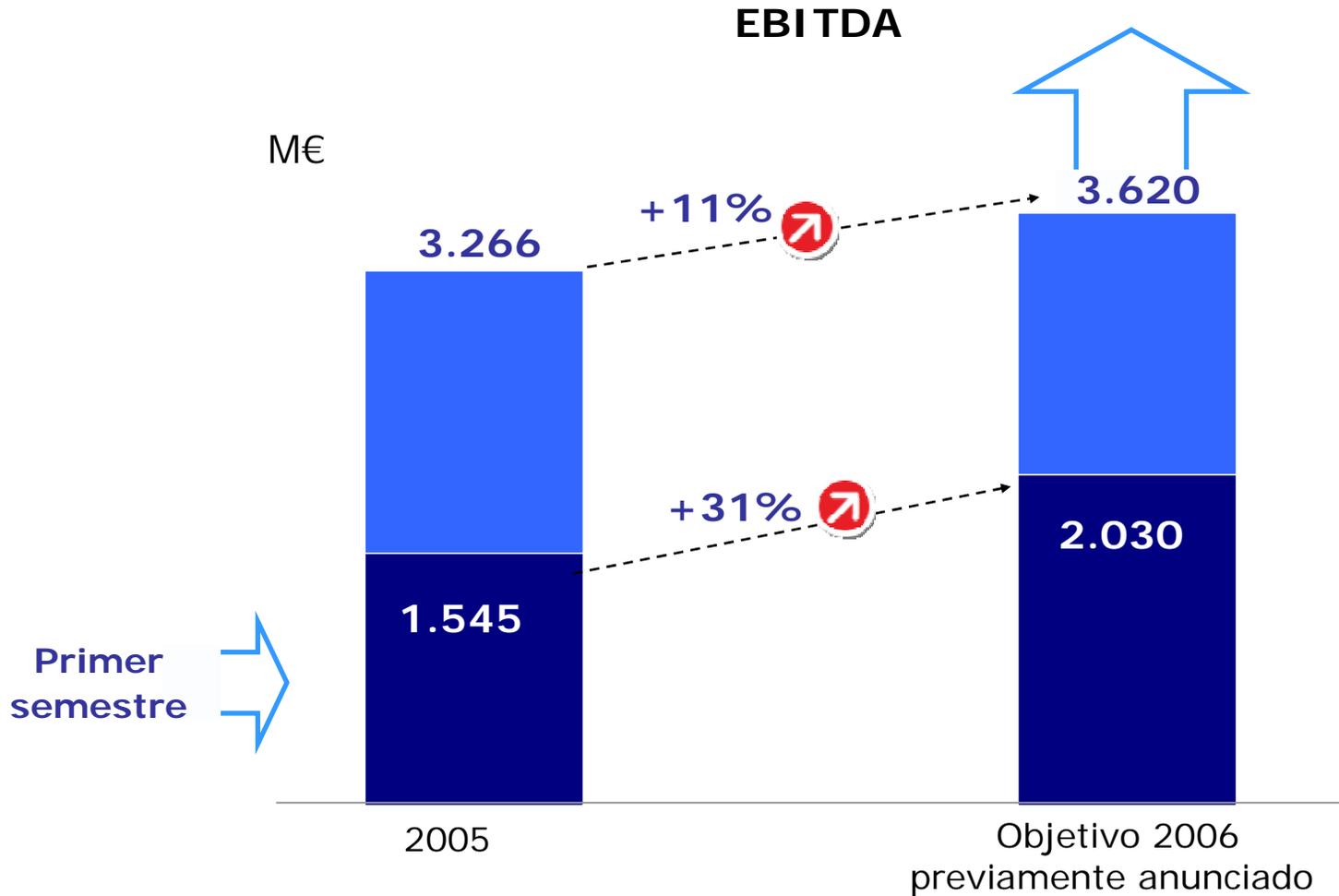
Valor aportado por la comercialización:

- Estrategia de cobertura de riesgos, tanto regulatorios como de mercado
- Valor de la cartera de clientes a largo plazo

Evolución 1S 2006:

- Precio medio de venta a ML: +12%
- Ventas en ML: +8%

Objetivos 2006 previamente anunciados claramente superables





Europa



Resultados que demuestran la fortaleza del negocio europeo

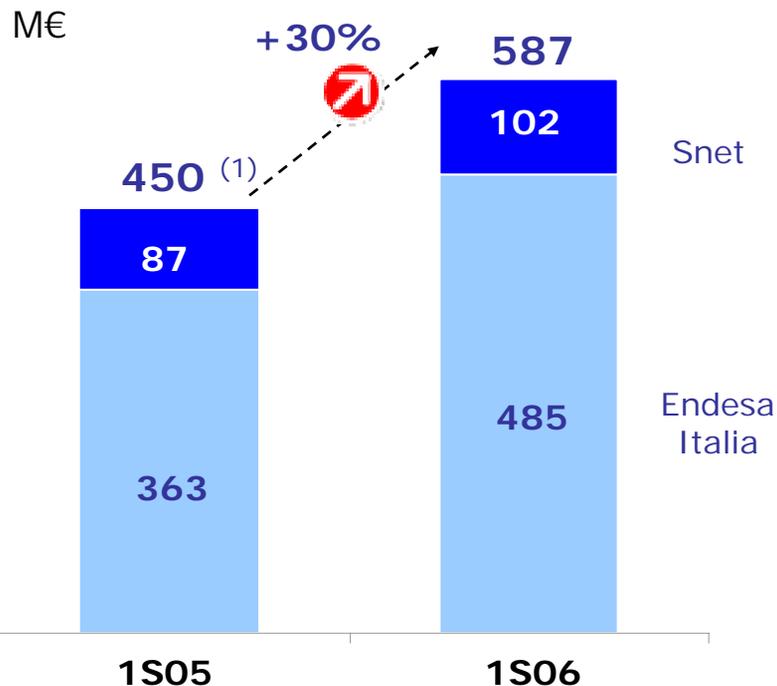
M€	1S 2005	1S 2006	Variación	
Ventas	1.885	2.087	+11%	↗
Margen de contribución	614	759	+24%	↗
EBITDA	453	587	+30%	↗
EBIT	331	459	+39%	↗
Gastos financieros netos	-29	-25	-14%	↗
Resultado Neto sin venta de activos	146 ⁽¹⁾	322	+121%	↗
Resultado Neto	182	322 ⁽²⁾	+77%	↗

(1) Sin plusvalías netas de 24 M€ por la venta del 5% de Endesa Italia y 12 M€ por la venta de Lydec.

(2) Incluye 118M€ correspondientes a la revalorización fiscal de los activos en 2006.

Importante crecimiento del EBITDA

EBITDA



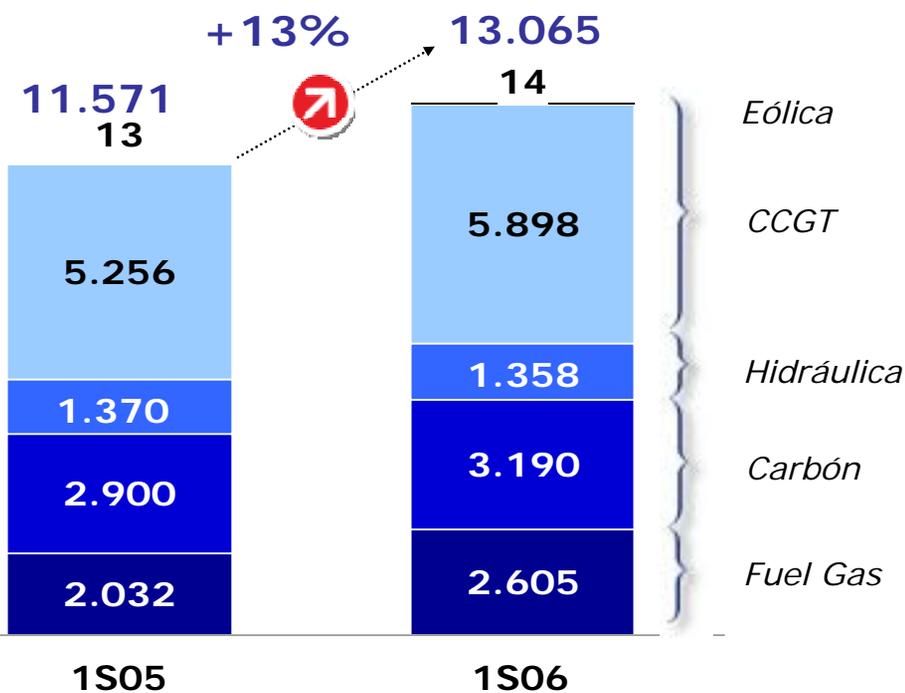
Claves del período

- **Italia:**
 - Incremento de producción y márgenes
 - Optimización fiscal
 - Avances en los proyectos de regasificación, renovables y nueva capacidad
- **Francia:**
 - Avance del Plan Industrial de Snet
- **Endesa Trading:**
 - Importante crecimiento de la actividad y del EBITDA
- Ralentización del proceso de privatización en Polonia

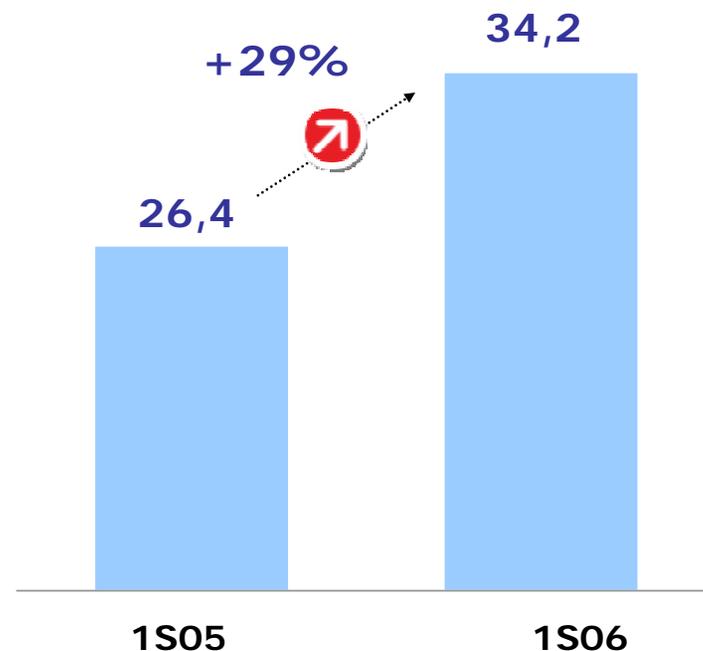
(1) EBITDA 1S05: 453 M€ incluyendo Trading y Otros

Italia: Incremento de la producción y de los márgenes

Producción (GWh)



Margen Unitario (€/MWh)



- Entrada de nuevos CCGTs (800 MW)
- Mayor funcionamiento del fuel-gas por emergencia de gas

Ventas (GWh)

+6%

EBITDA (M€)

+34%

Italia: Avance del Plan Estratégico

Acceso a un gas competitivo

- Avance en proyecto de regasificación de Livorno (4 bcm):
 - Finalizado el proceso de autorizaciones
 - 25,5% del capital y 2 bcm de capacidad de regasificación
 - Inicio de obras en 2S06 y entrada en funcionamiento prevista en 2008
- Avance en negociaciones con proveedores de gas

Crecimiento de las renovables

- Compra parque eólico Iardino (14 MW)
- Entrada de parque eólico Idas (56 MW) y Montecute (42 MW) a finales de octubre 2006
- Proyectos en cartera de más de 400 MW en 2006-2009

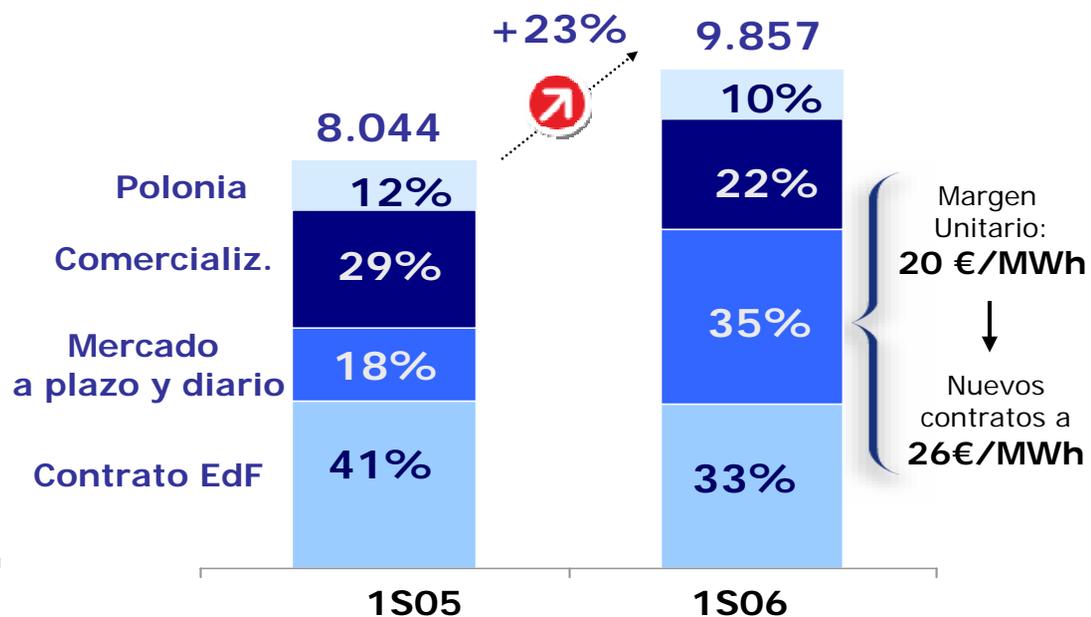
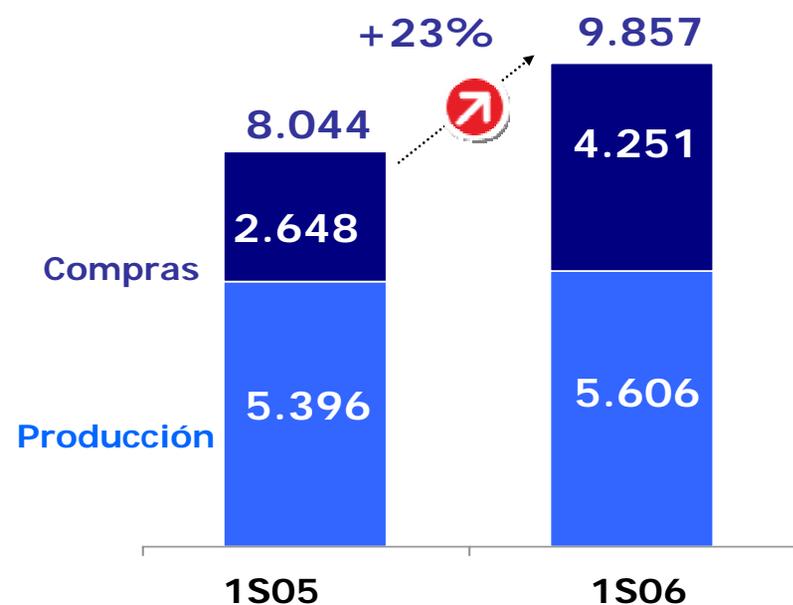
Plan de Capacidad

- Scandale (800MW, 50% Endesa Europa): obras en curso y finalización prevista en 2008

Francia: Incremento de la producción y del margen de mercado

Ventas Snet (GWh)

Destino Ventas Snet (GWh)

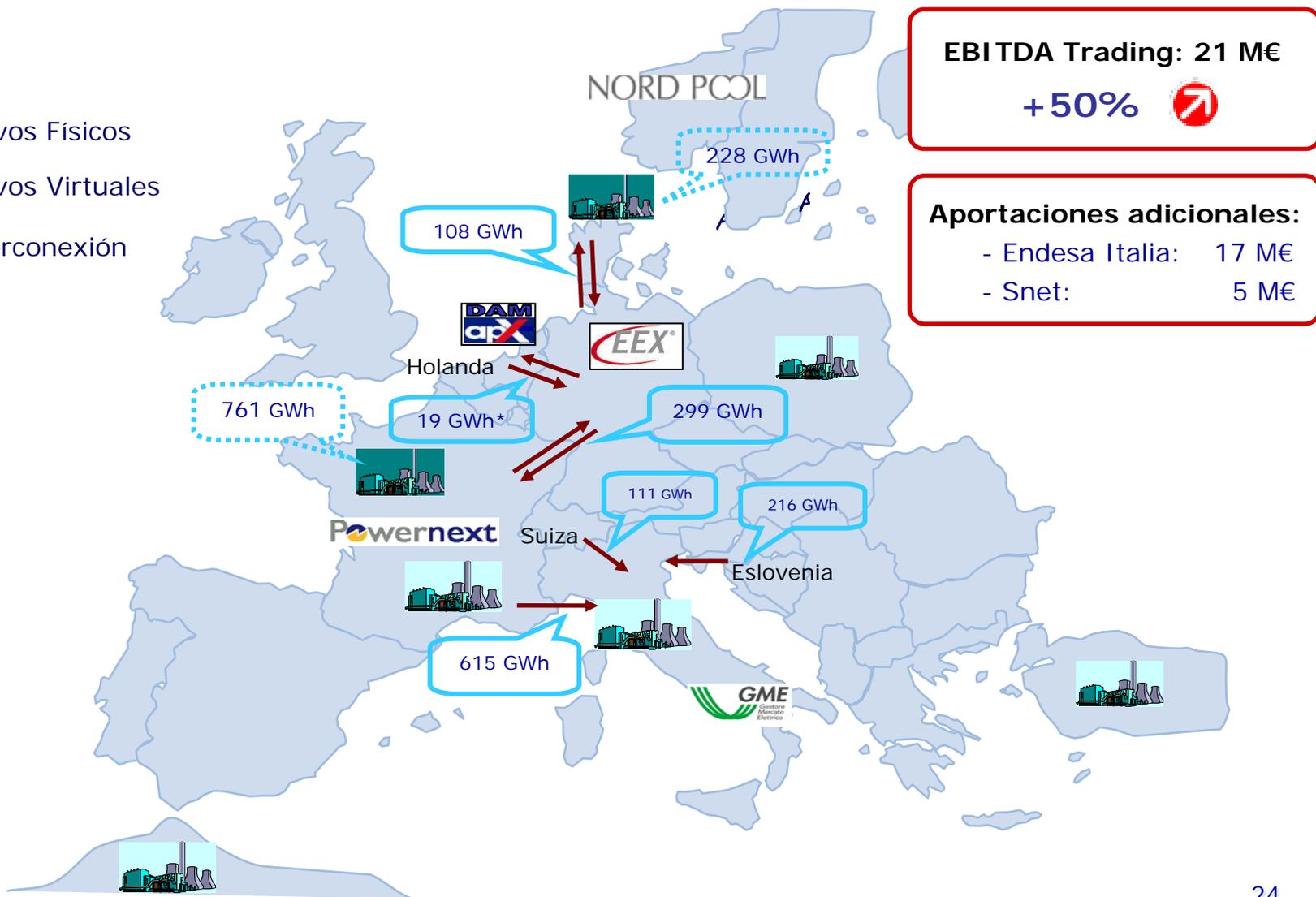


- **Importante desarrollo de la comercialización:**
 - Auchan (400 GWh en el 2006)
 - SNCF (6.600 GWh en 2007-2011)
- **Avances significativos del Plan Industrial**

EBITDA (M€)
 +17% ↗

Trading: Incremento de actividad

- Activos Físicos
- Activos Virtuales
- Interconexión

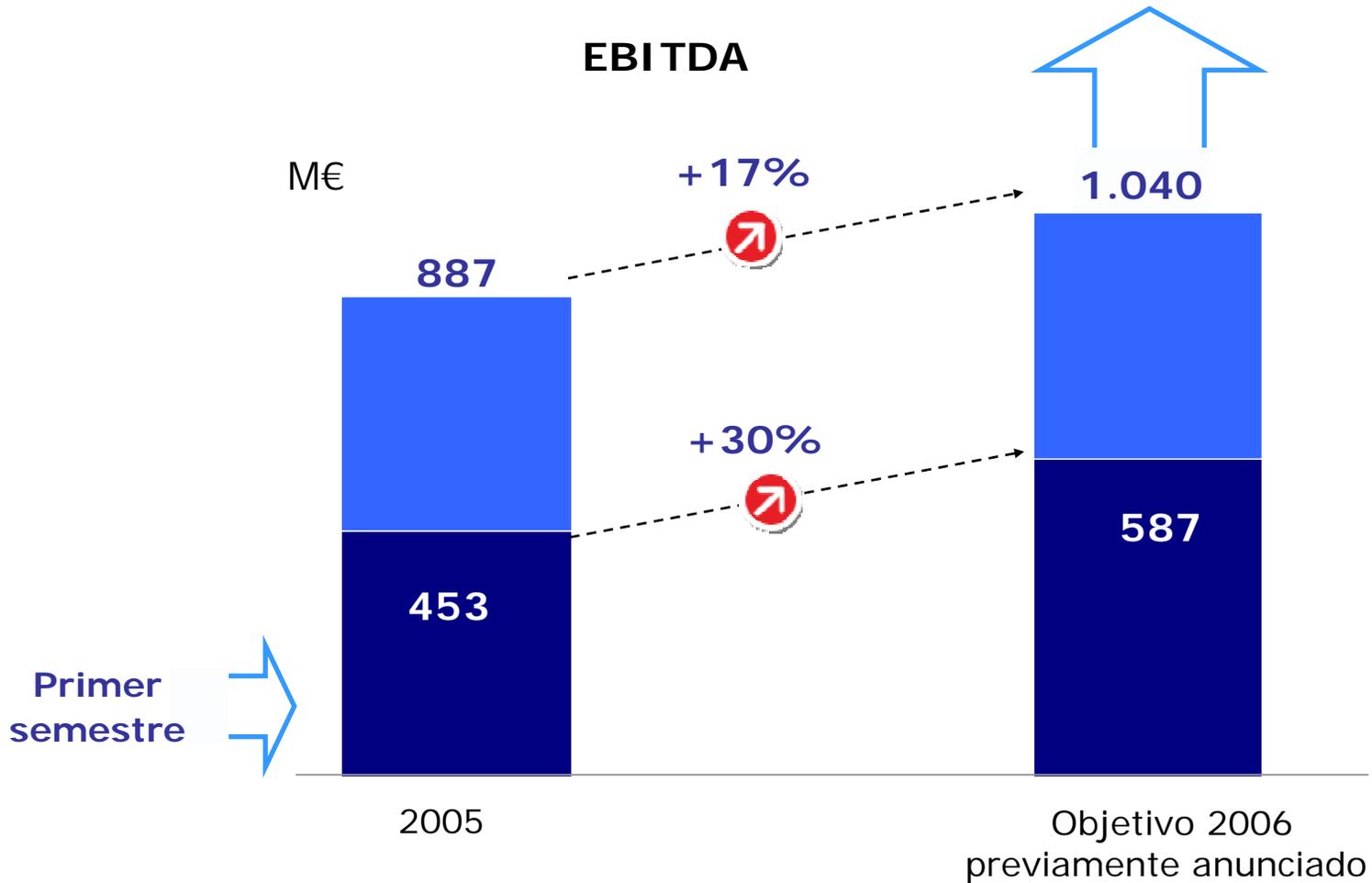


EBITDA Trading: 21 M€
+50%

Aportaciones adicionales:

- Endesa Italia: 17 M€
- Snet: 5 M€

Objetivos 2006 previamente anunciados claramente superables





Latinoamérica



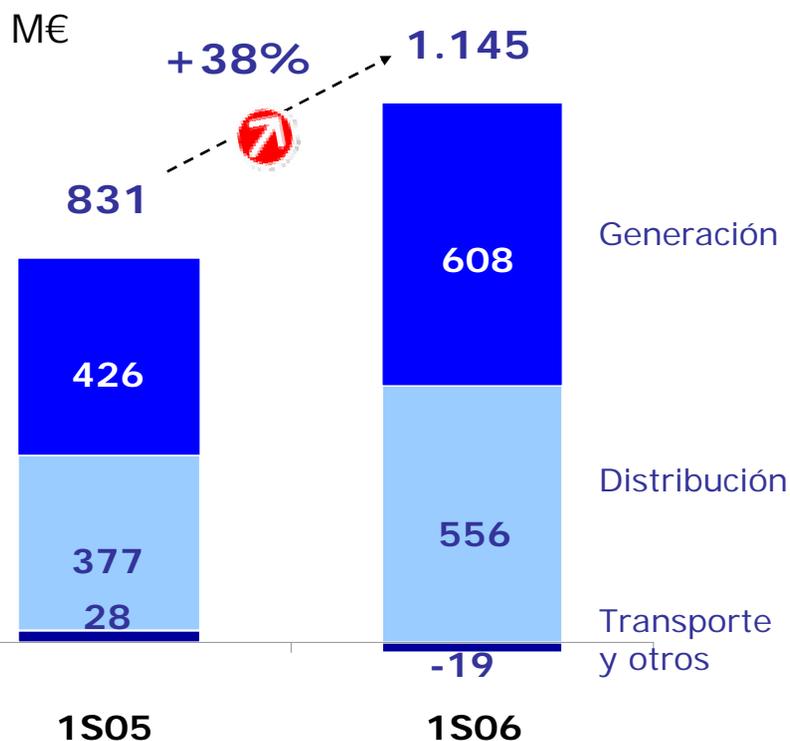
Fuerte crecimiento de resultados

M€	1S 2005	1S 2006	Variación
Ventas	2.331	3.033	+30% 
Margen de contribución	1.194	1.587	+33% 
EBITDA	831	1.145	+38% 
EBIT	598	909	+52% 
Gastos financieros netos	-241	-263	+9% 
Resultado Neto antes de minoritarios	304	692	+128% 
Resultado Neto ⁽¹⁾	114	302	+165% 

(1) Incluye impacto de 101 M€ por el crédito fiscal de la fusión Chilectra-Elesur (+76% sin este efecto). Incluye 12M€ de plusvalía neta por venta de la generación de Ampla (60 MW). Plusvalía bruta: 30M€

Crecimiento orgánico sostenido y rentable

EBITDA

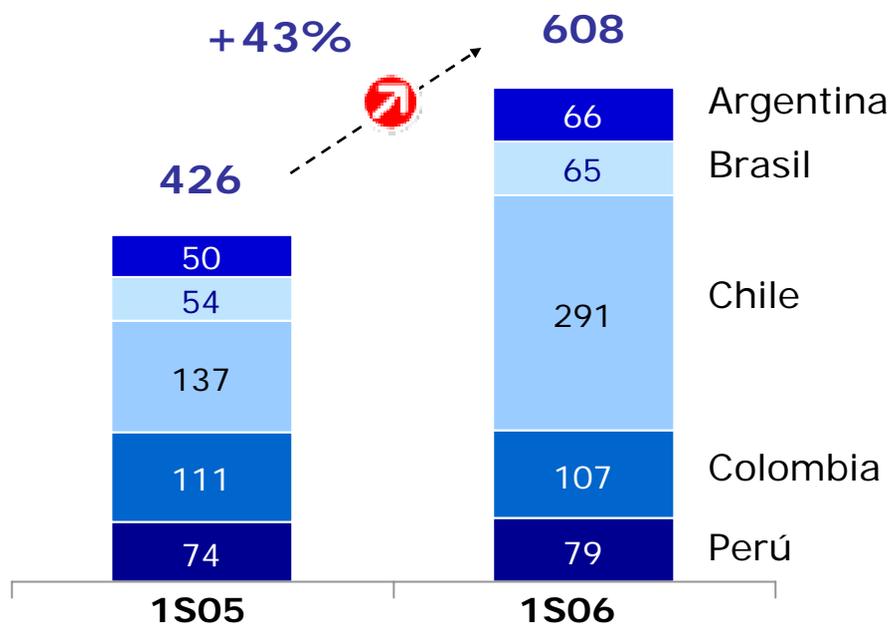


Claves del período

- Crecimiento de la producción (+4,6%) y las ventas en todos los países (5,3%) y estabilidad de tipos de cambio
- Mejora de los márgenes de generación, fundamentalmente en Chile
- Alto crecimiento del EBITDA en distribución, especialmente en Brasil
- Avances en Plan de Capacidad
- Avances en la optimización de la estructura societaria
- Retornos de caja a matriz en línea con el Plan Estratégico

Mejora de márgenes en Generación, fundamentalmente en Chile

EBITDA Generación (M€)

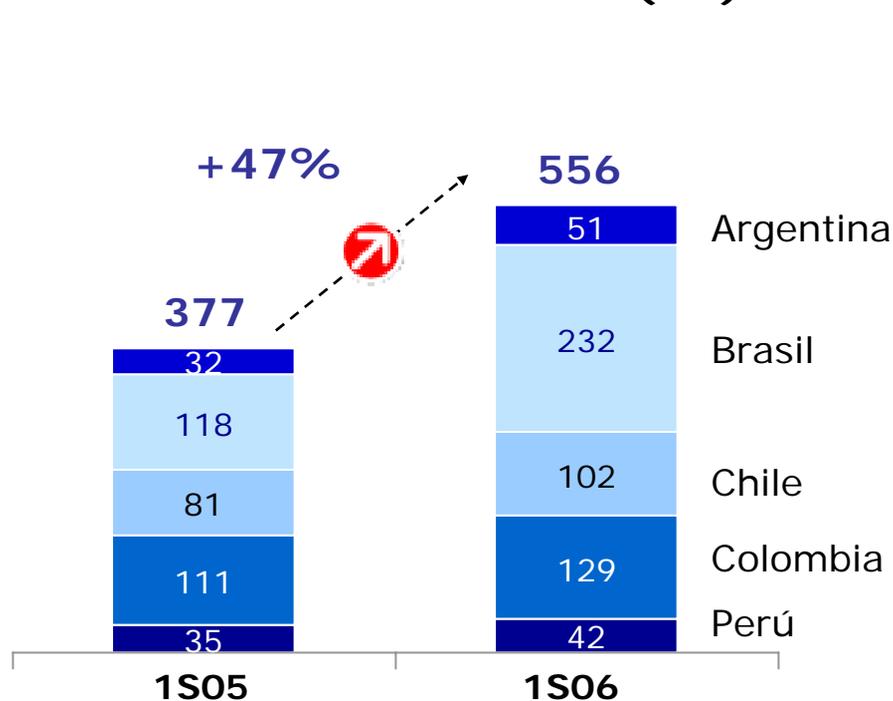
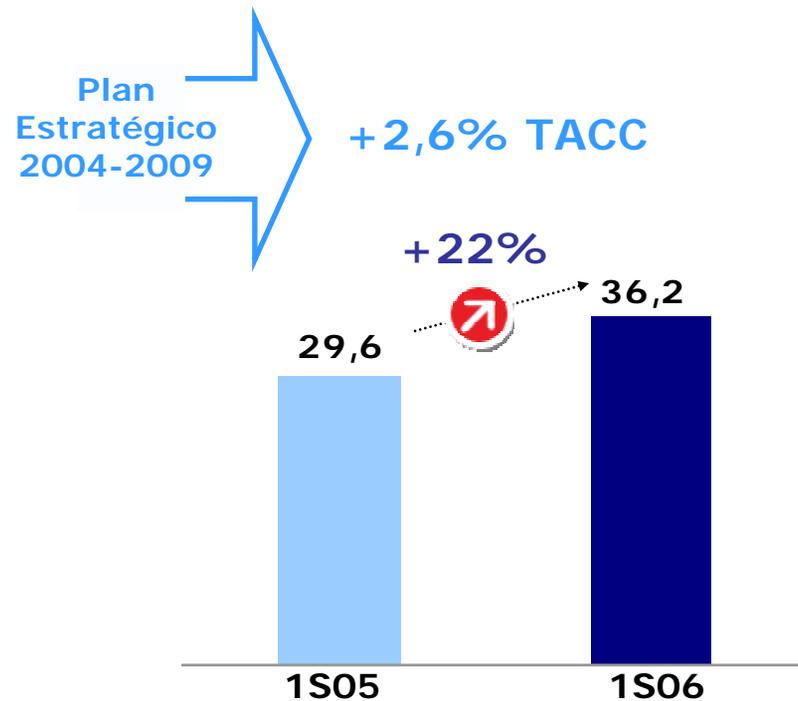


Margen de generación (USD/MWh)



- Crecimiento de la producción del +4,6%
- Aumento de precios mayoristas en Chile debido a:
 - Escasez de gas y precio elevado del crudo
 - Márgenes de reserva ajustados
- Menores costes de combustibles por mejor mix de producción

Fuerte crecimiento del EBITDA en Distribución, especialmente en Brasil

EBITDA Distribución (M€)

Margen de distribución (USD/MWh)


- Crecimiento de las ventas del +5,3%.
- Mejora del margen unitario de distribución debido a:
 - Incrementos de la demanda y mejora del pass-through en Brasil
 - Avance en la reducción de pérdidas en todos los países: 11,4% en 1S06 vs. 11,9% en 1S05

Avances en Plan de Capacidad

Chile	San Isidro (2007)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Segundo ciclo combinado ▪ 377 MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ En fase de construcción ▪ En pruebas finales del generador de la TG
	Palmucho (2007)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Central Hidráulica (caudal ecológico Ralco) ▪ 32 MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ En fase de construcción civil y compra de equipos
	Endesa Eco (2006-07)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energías renovables ▪ 24MW 	Proyectos ya iniciados: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Eólico: Proyecto Canela 9MW ▪ Mini-hidráulica: Ojos de Agua 9 MW
	Aysén (2010-)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Proyecto Hidroeléctrico ▪ 2.430 MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Firmado MOU con Colbún ▪ En fase de estudios medioambientales y obtención de autorizaciones administrativas
Perú	Etevensa (2006)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cierre a Ciclo Combinado ▪ 2x86 MW adicion. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Primera caldera en operación comercial desde julio 2006 ▪ Segunda caldera en construcción
Colombia	Termo Cartagena (Mar 06)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Central Térmica ▪ 186 MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adjudicada a Emgesa ▪ Unidades de gas-vapor 2x60 MW – 1x 66MW

Avances en la optimización de la estructura societaria

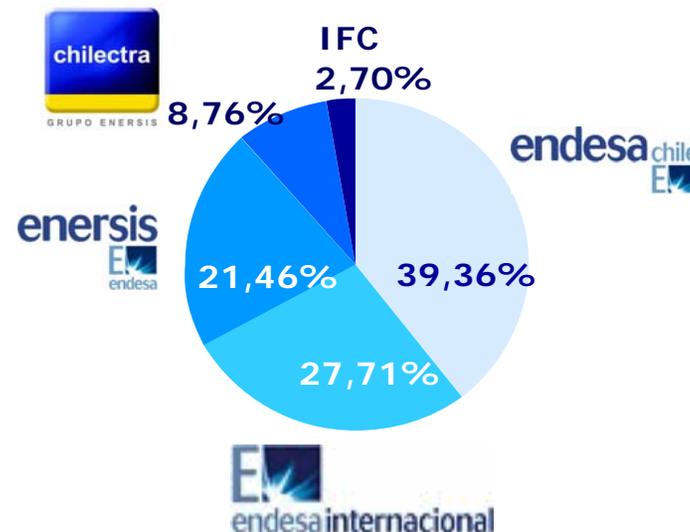
Creación Holding brasileño	Fusión de Chilectra y Elesur	Fusión Etevensa y Edegel	Fusión Emgesa y Betania
			En Proceso
Realizada Octubre 2005 Entrada IFC (2,7%) en Endesa Brasil	Realizada Marzo 2006	Realizada Junio 2006	Prevista para 2007 <ul style="list-style-type: none">• Mix de generación más equilibrado: Menor volatilidad a la hidráulicidad• Mejor estructura financiera

Entrada de IFC a Endesa Brasil

Condiciones de la operación

- Suscripción por IFC de una ampliación de capital; 50 MUS\$ por el 2,7% del capital de Endesa Brasil
- Prevista una OPV en los próximos 3 años, y mecanismos de salida para IFC a precios de mercado en caso que este hecho no se produjera
- Primer accionista no perteneciente al Grupo que se incorpora a Endesa Brasil

Estructura de Endesa Brasil



- Valoración implícita del Equity de Endesa Brasil: 1.800 MUS\$
- EV/EBITDA 05: 6,7x, superior a la media de empresas eléctricas brasileñas cotizadas comparables

Retornos de caja en línea con el Plan Estratégico

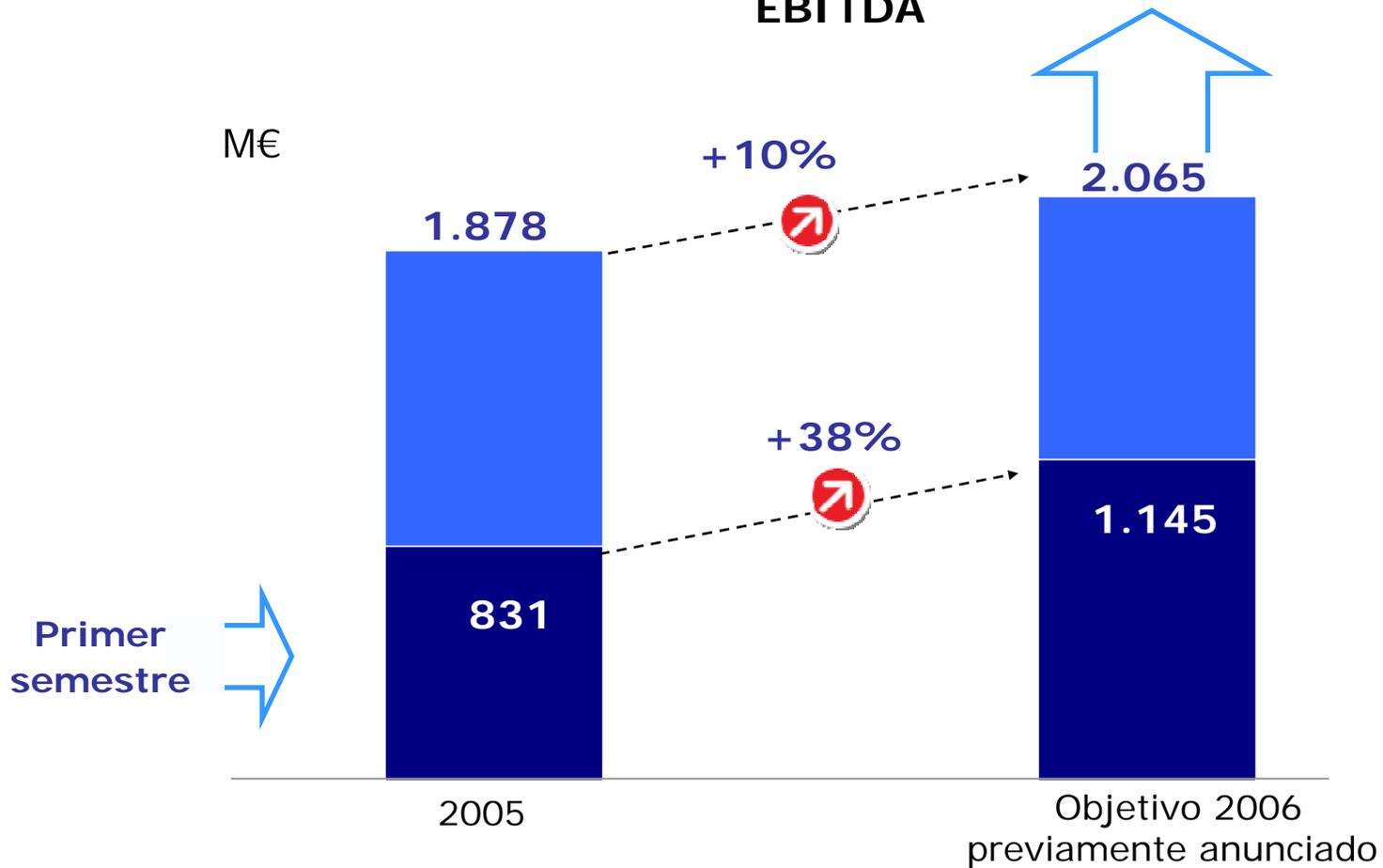
Millones de USD

	2005	1S06	Total
Dividendos e intereses	86	57	143
Reducciones de Capital	195	50	245
Desinversiones	27		27
Total	308	107	415

- Cumplimiento del 42% de los objetivos del Plan Estratégico (1.000 MUSD)
- Inicio proceso de reducción de capital en Colombia por 145 MUSD (aprox. 39 MUSD de retorno de caja a Endesa Internacional)

Objetivos 2006 previamente anunciados claramente superables

EBITDA





Análisis Financiero



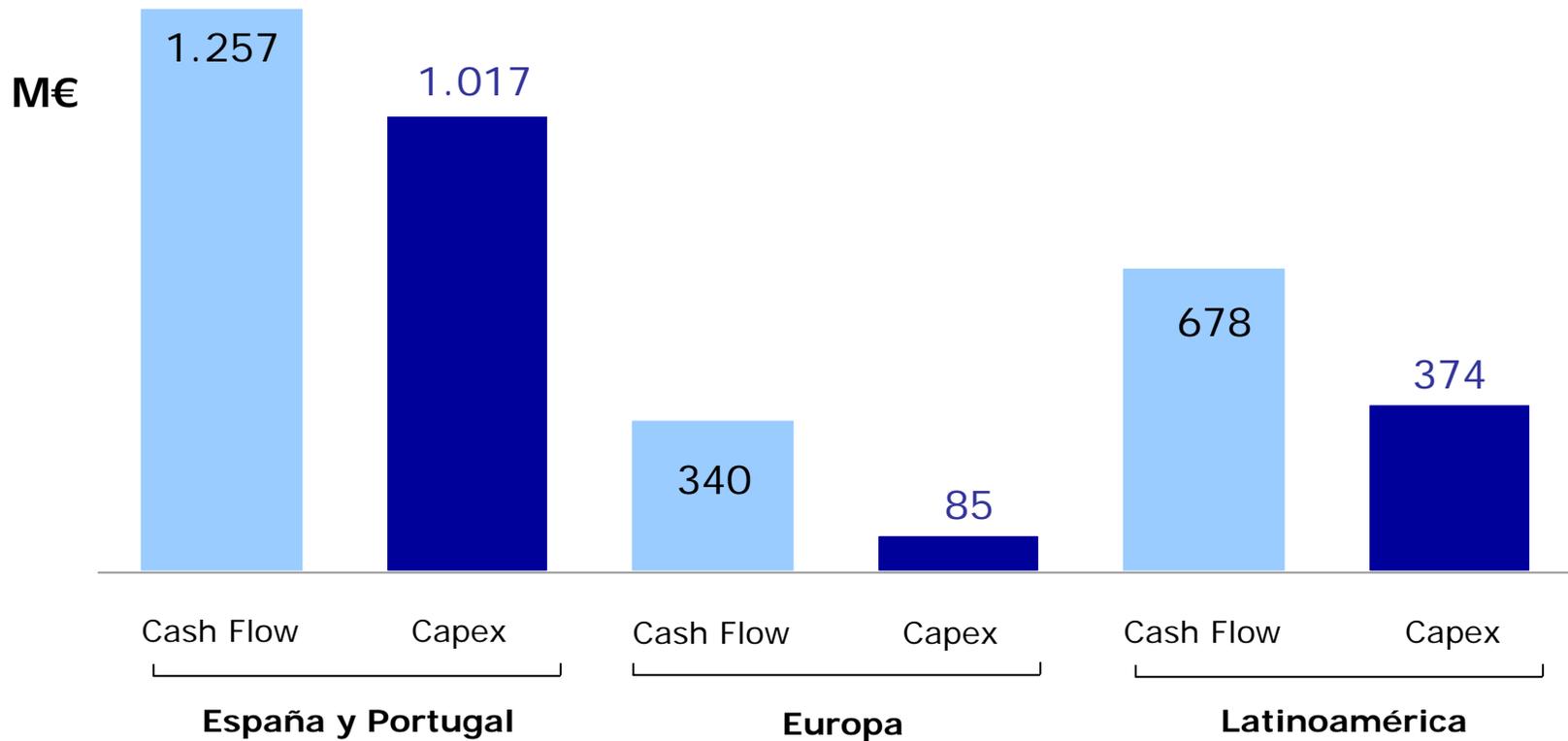
Cash Flow positivo en todos los negocios

Variación C.Flow vs año anterior

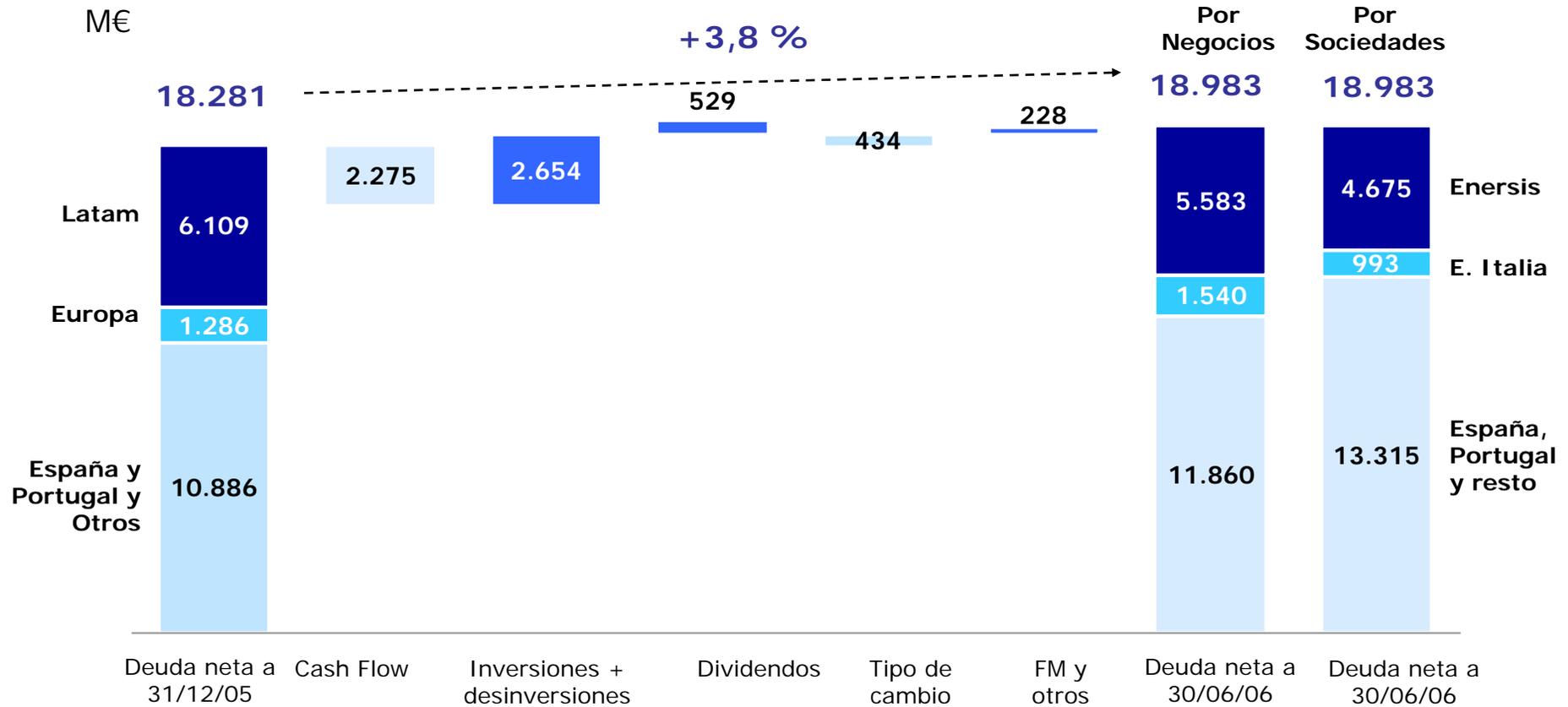
+ 20%

-2%

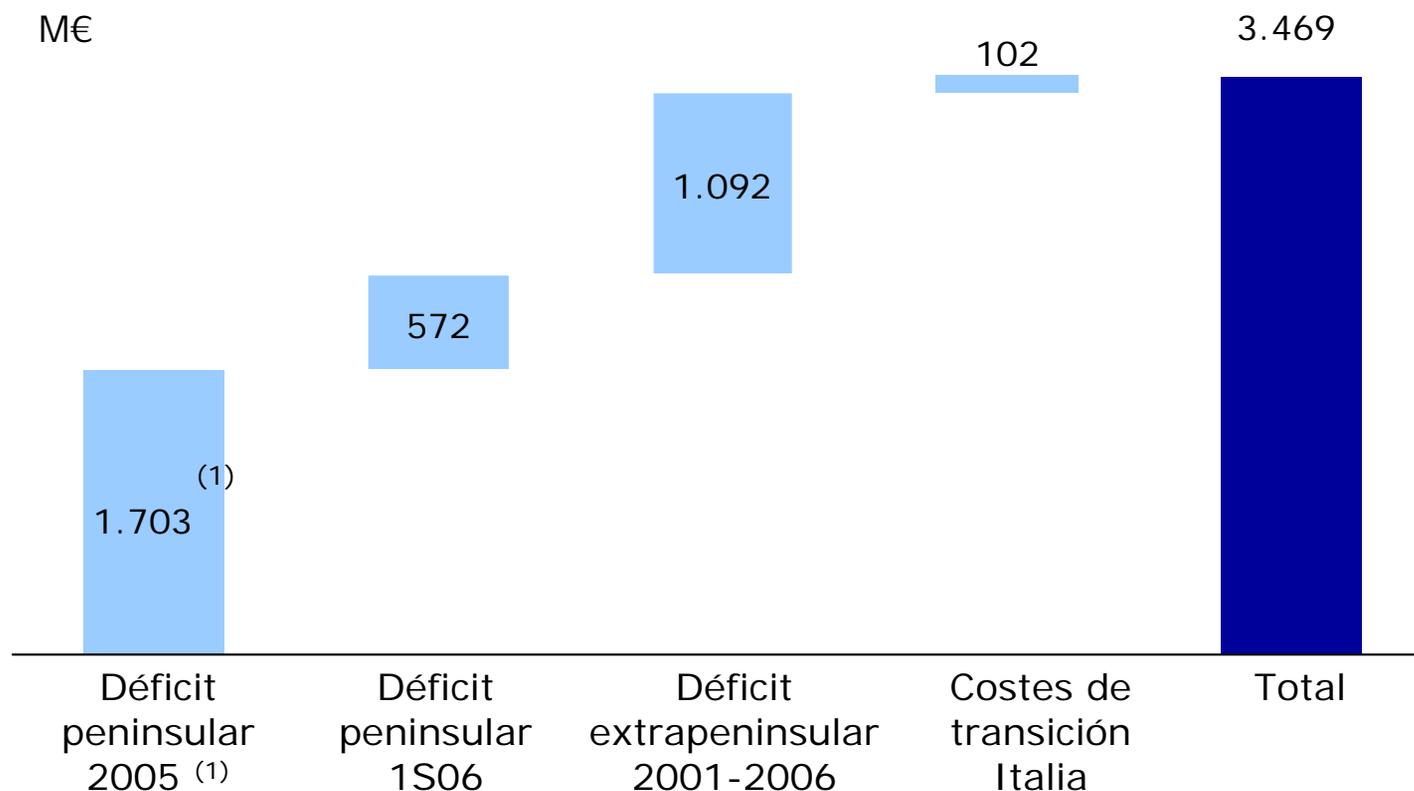
+25%



Estabilidad de la deuda



Partidas regulatorias ya reconocidas pendientes de cobro de más de 3.400 M€

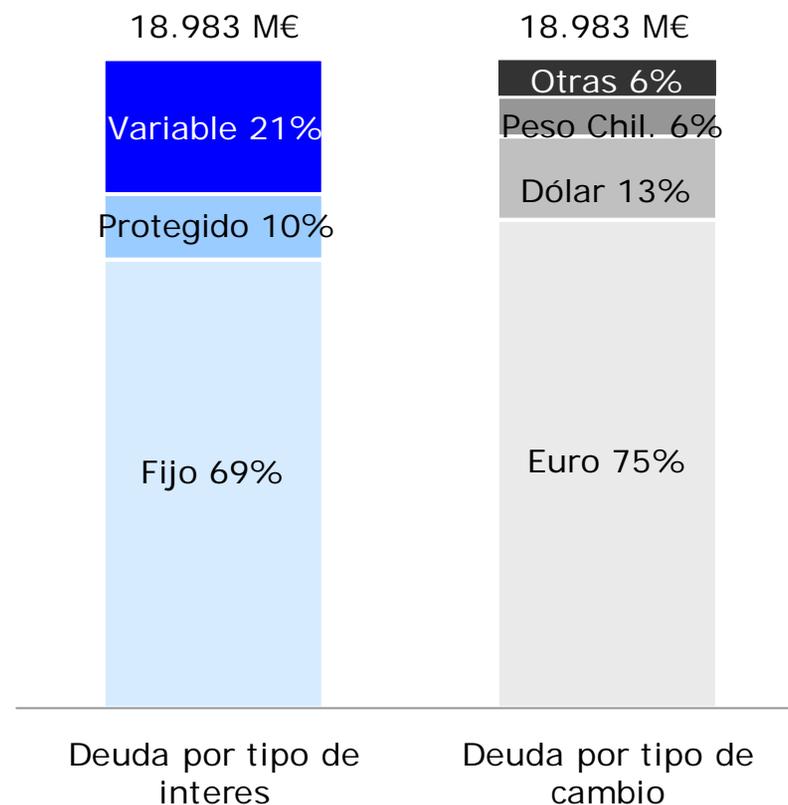


- **Deuda neta de partidas regulatorias: 15.514 M€**
- **Aprobado RD que permite la titulización de 1.703 M€ de déficit peninsular 2005**

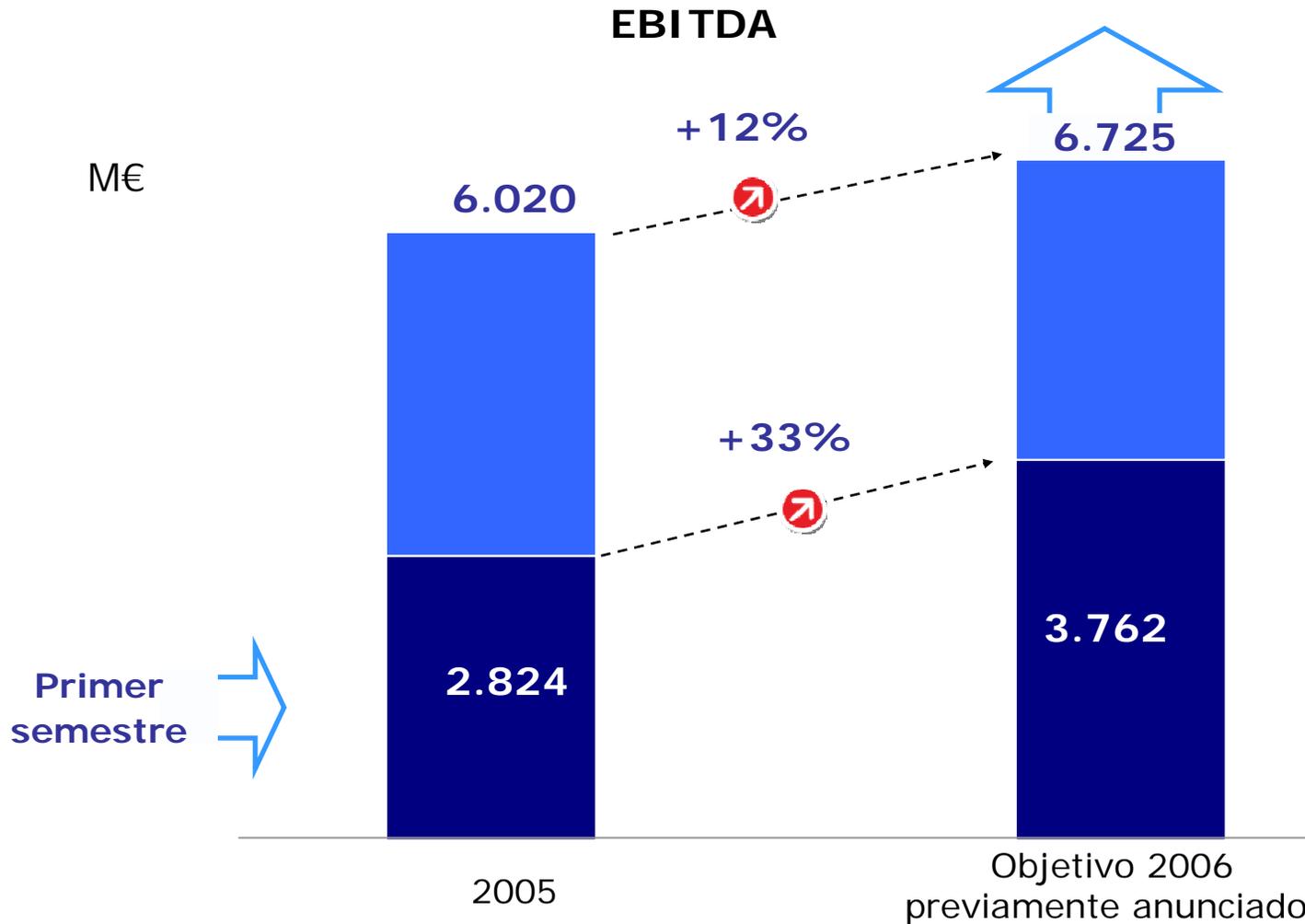
Estructura de la deuda favorable en un entorno de tipos al alza

- **Estructura de la deuda:**
 - Deuda a tipo fijo o protegido: 79%
 - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda: 5,59% :**
 - Endesa sin Enersis: 4,18%
 - Enersis: 9,39%
- **Vida media de la deuda: 5,2 años**
- **Liquidez de Endesa:**
 - Endesa sin Enersis: 7.433 M€
 - Enersis: 1.227 M€

Estructura de la deuda



Objetivos 2006 previamente anunciados claramente superables



Excelentes resultados en el 1S06

- Fuerte crecimiento en todas las líneas de Resultados
- Fuerte crecimiento en todos los negocios
- Continua superación de los objetivos establecidos

Nuevos compromisos de crecimiento futuro

- Mayor EBITDA y Resultado Neto tanto en 2006 como en 2009
- 2.900 M€ de mayores dividendos hasta 2009

Nuevos compromisos de crecimiento futuro

Compromisos ampliamente superados

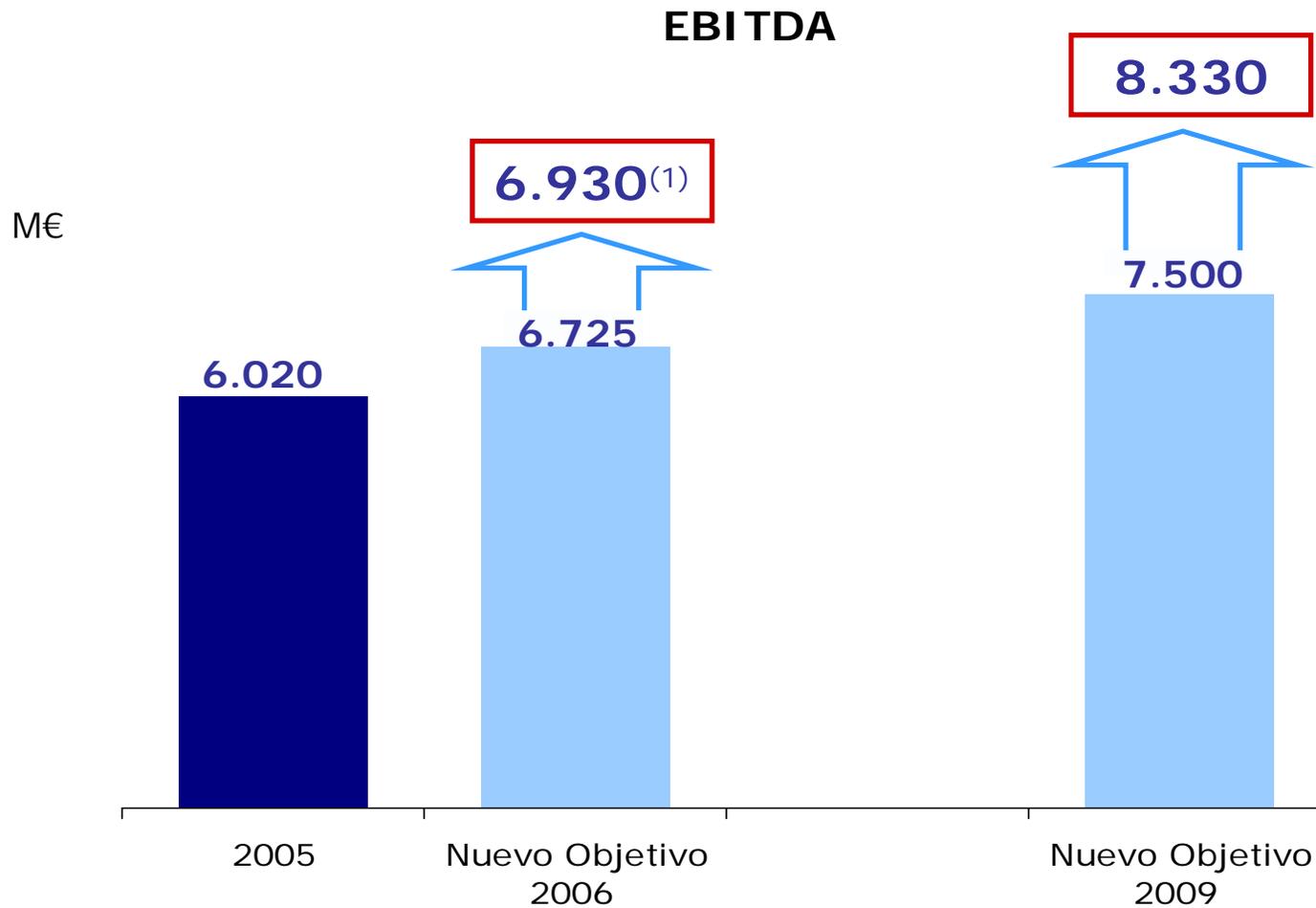
- Crecimientos del EBITDA y Resultado Neto por encima de la senda comprometida
- Dividendos de más de 4.200 M€ (60% del compromiso anterior) en los dos primeros años del plan

Evolución favorable del entorno

- Avances regulatorios en España y buenas perspectivas
- Previsión de mayores precios de la energía en Europa
- Crecimiento operativo en Latinoamérica consolidado

Nuevos compromisos de resultados y retorno de caja al accionista en 2006-2009

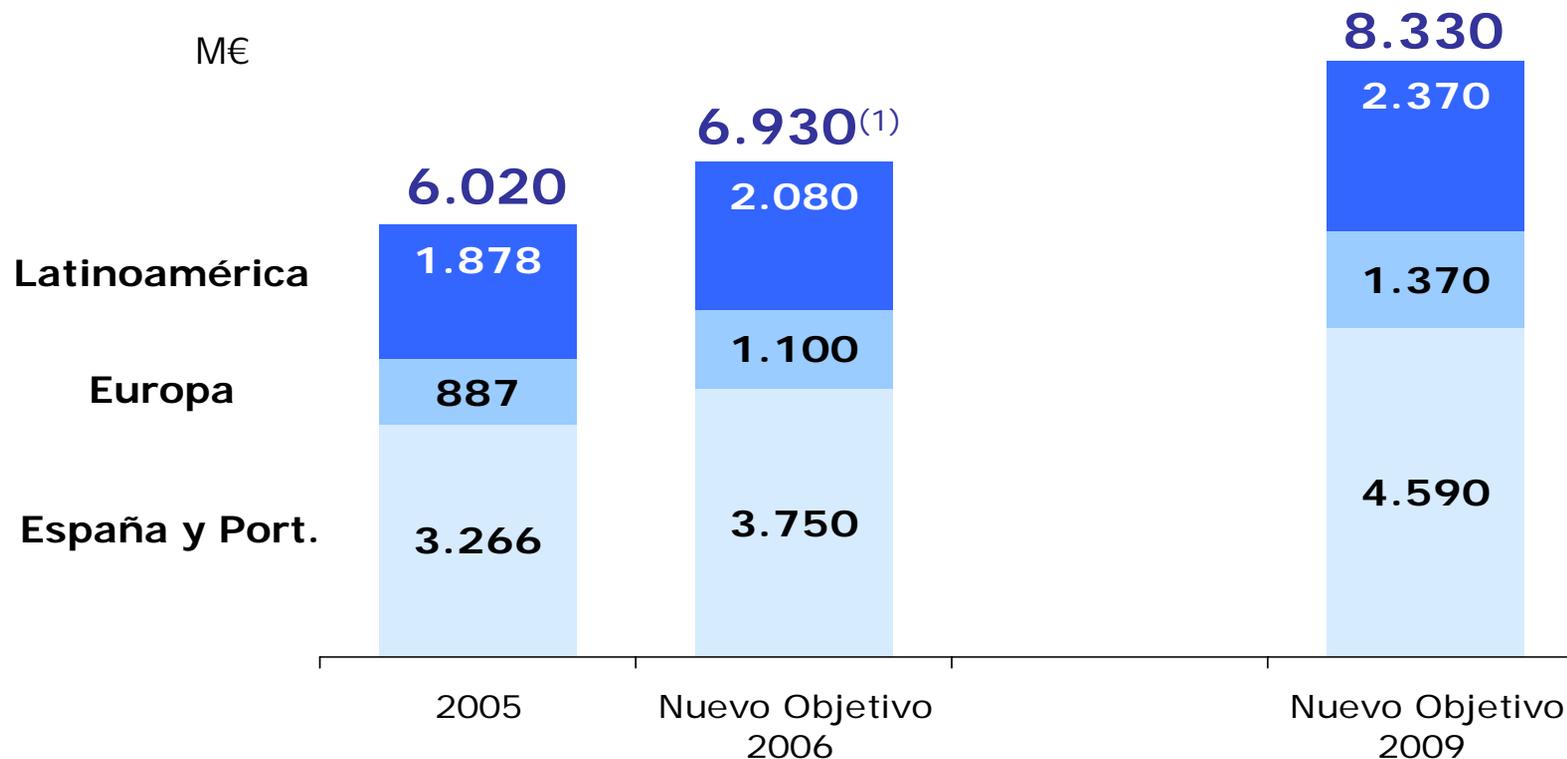
Compromiso de mayores resultados en el período



Mayor compromiso de EBITDA tanto en 2006 como en 2009

Compromiso de mayores resultados en todos los negocios

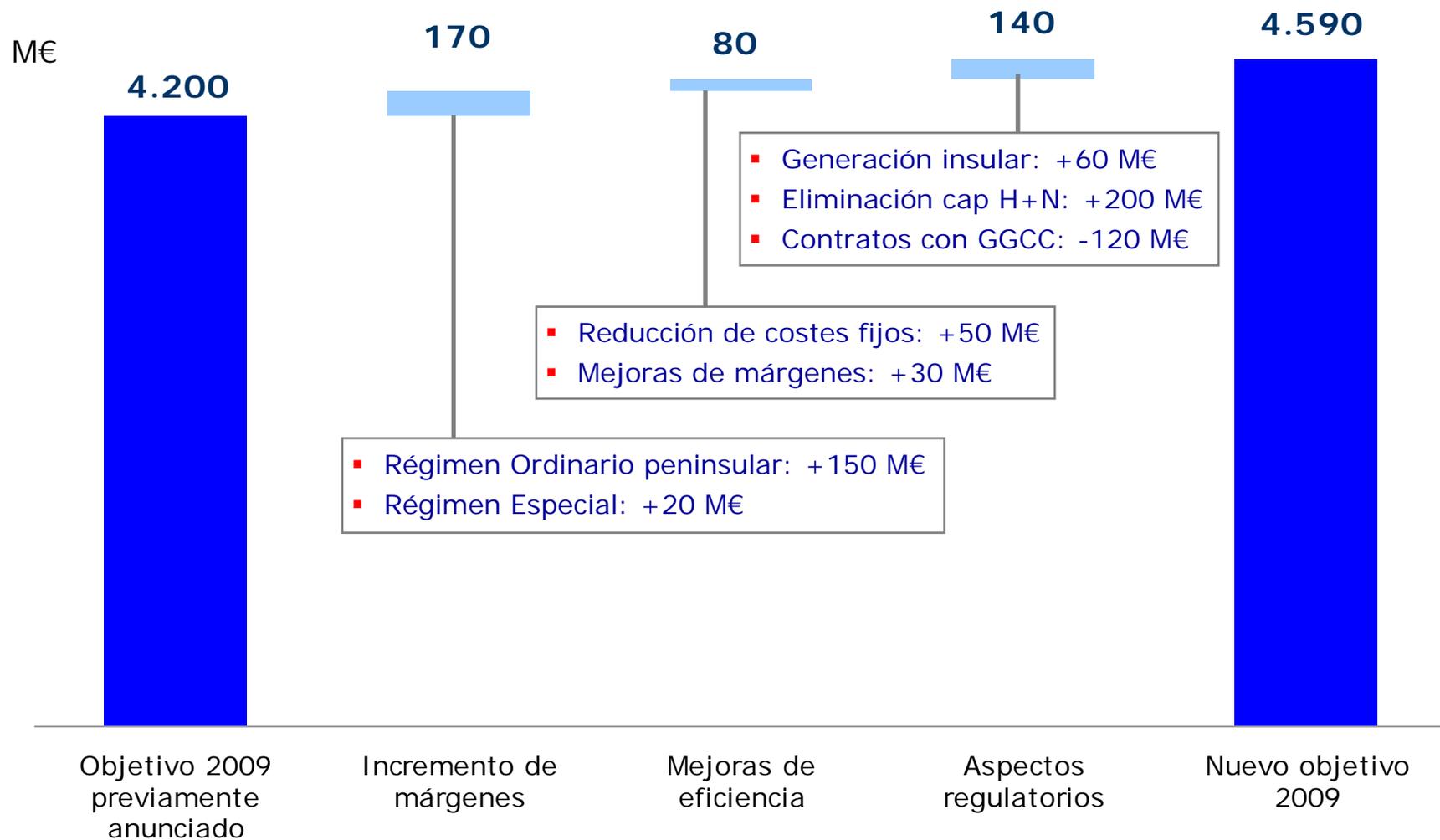
EBITDA



Mayor compromiso de EBITDA en todos los negocios

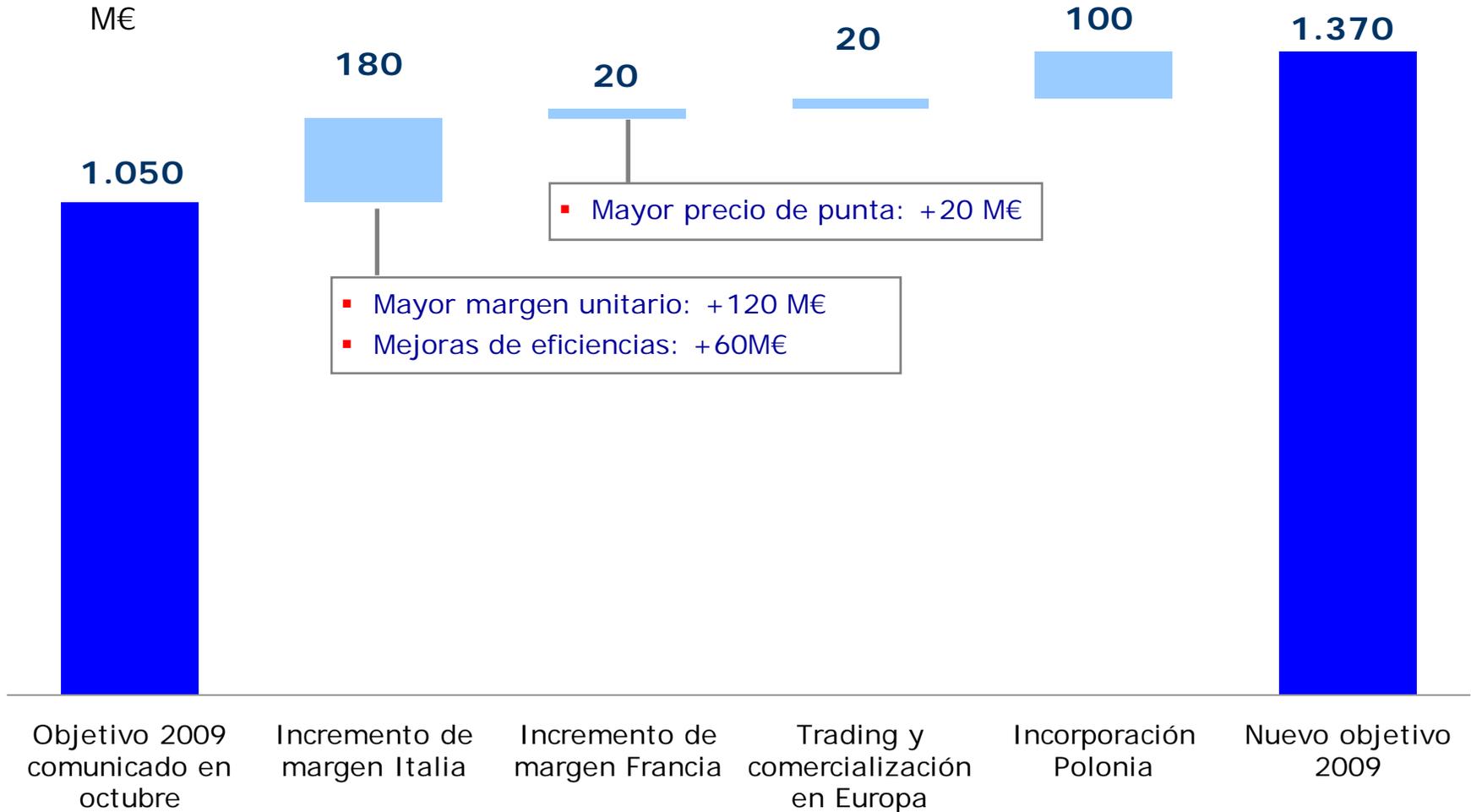
España y Portugal: incremento de márgenes y mejoras de eficiencia y regulatorias

EBITDA 2009



Europa: incremento de márgenes de generación y mejoras de eficiencia

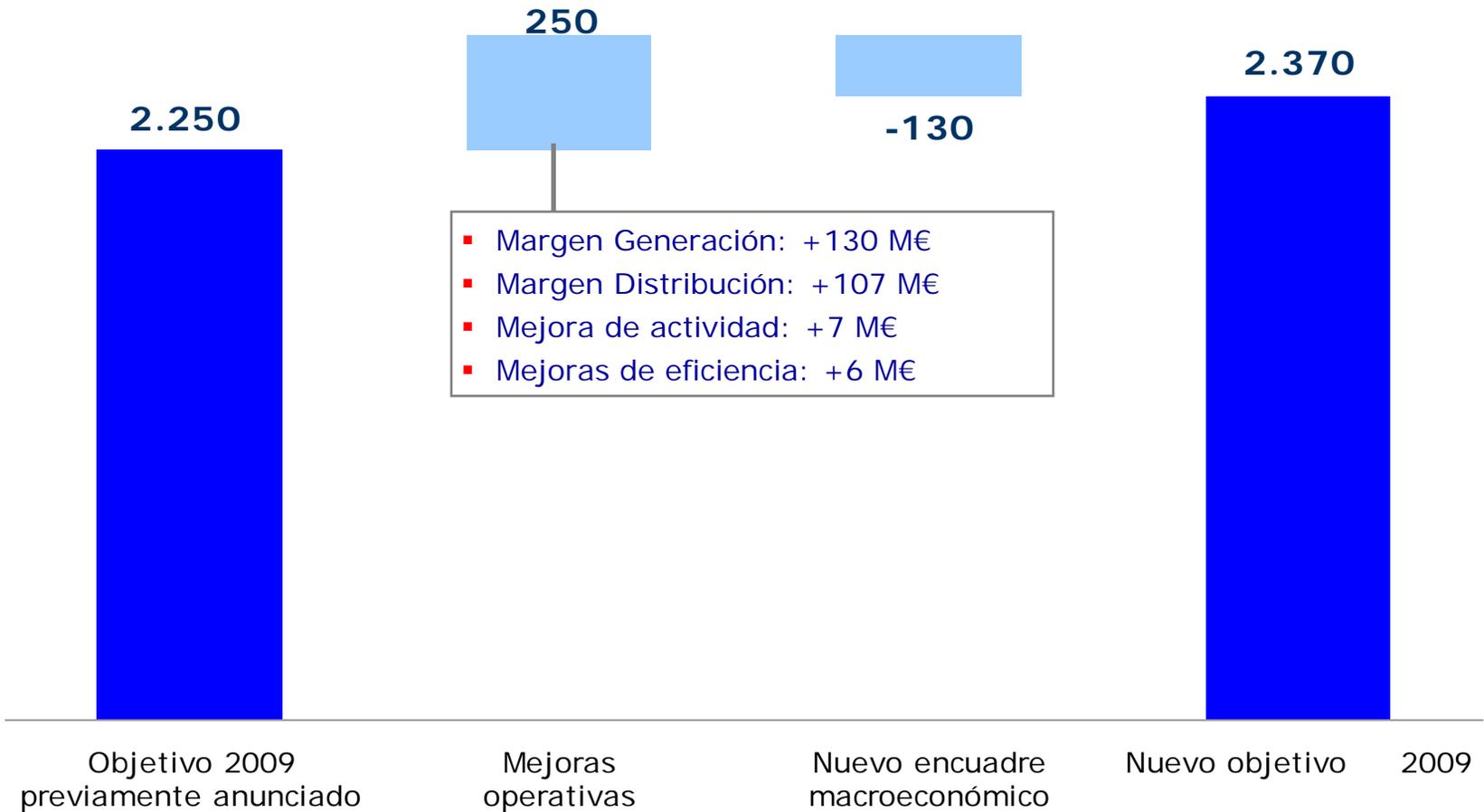
EBITDA 2009



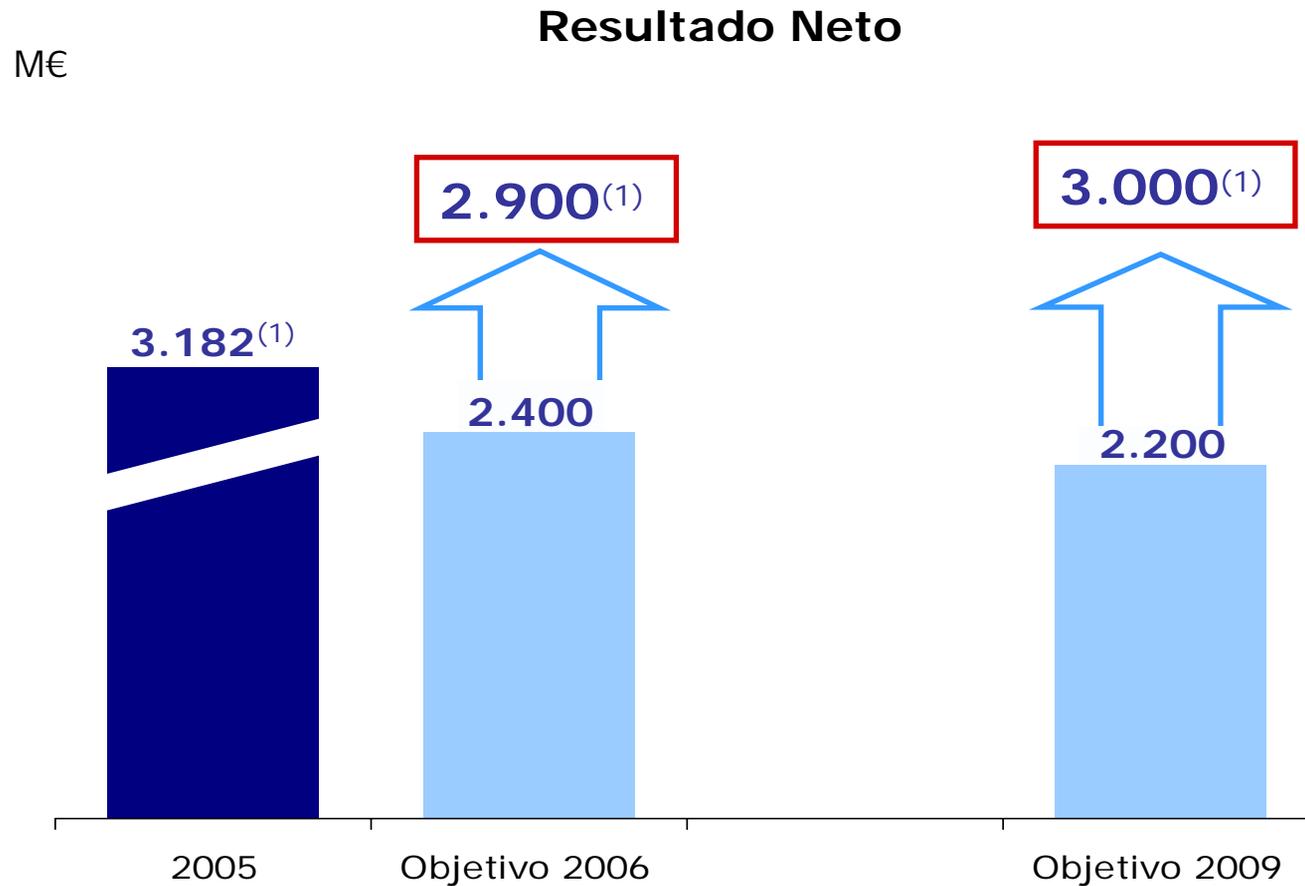
Latinoamérica: mejoras operativas

EBITDA 2009

M€



Compromiso de mayor Resultado Neto en el período



Mayor compromiso de Resultado Neto tanto en 2006 como en 2009

(1) Resultado neto por venta de activos: 1.341 ME en 2005, ~ 480 ME en 2006, ~ 120 ME en 2009

Compromiso de mayores dividendos en el período

Dividendo por actividades ordinarias

Crecimiento anual superior al 12%

~ 7.600 M€ en dividendos por actividades ordinarias en 2005-2009



Dividendos por desinversiones

Reparto del 100% de las plusvalías

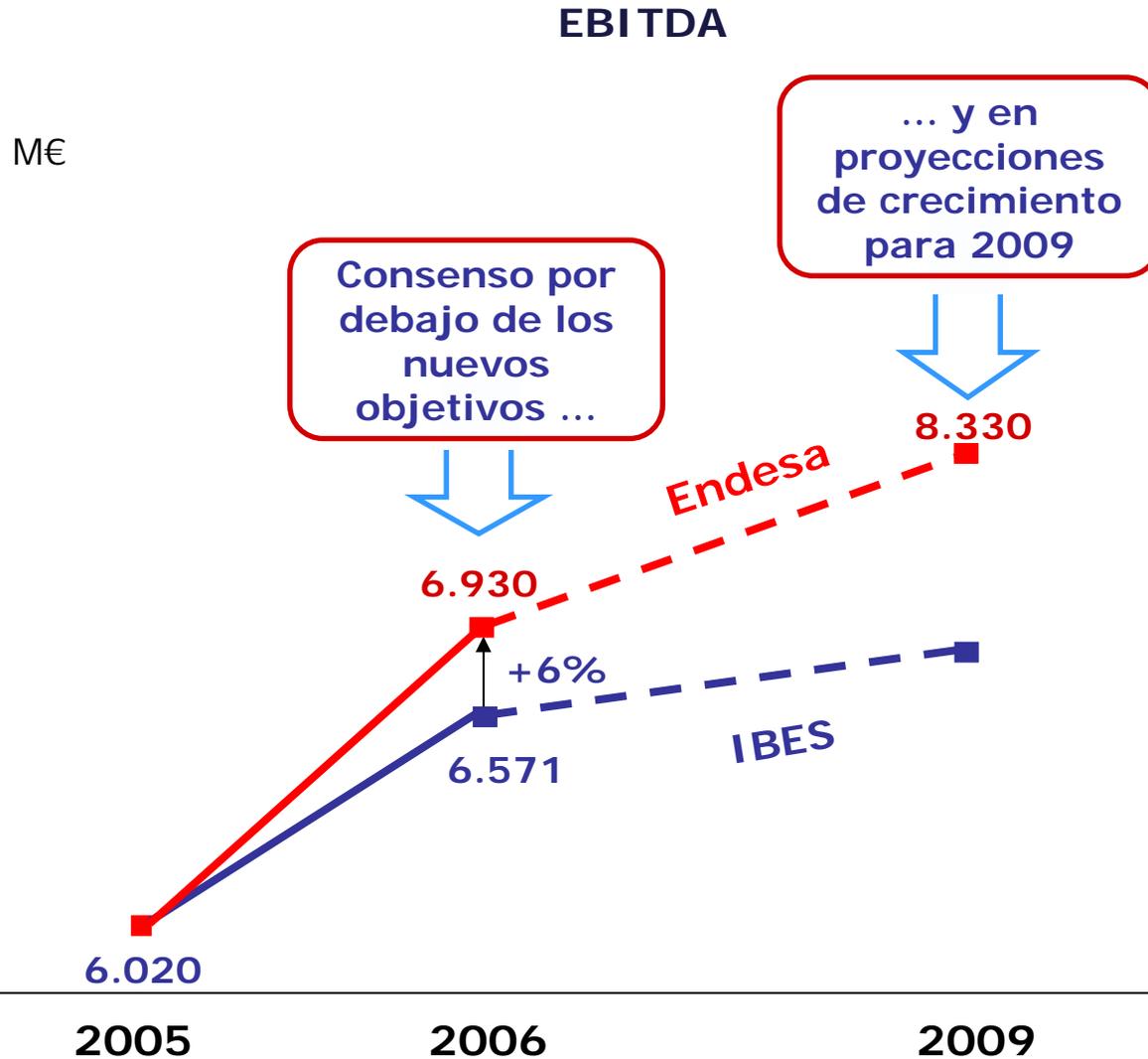
~ 2.300 M€ en plusvalías por desinversiones de activos no estratégicos

2.900 M€ adicionales según la política de dividendos previamente comprometida

Mayores compromisos con el accionista en el período

	Compromiso Previamente anunciado	Nuevo compromiso
Objetivo EBITDA 2006	6.725 M€	6.930 M€
Objetivo RNDI 2006	2.400 M€	2.900 M€
Objetivo EBITDA 2009	7.500 M€	8.330 M€
Objetivo RNDIM 2009	2.200 M€	3.000 M€
Dividendos por actividades ordinarias (05-09)	~5.000 M€	~7.600 M€
Dividendos por Desinversiones (05-09)	~2.000 M€	~2.300 M€
Total caja al accionista	7.000 M€	9.900 M€
Apalancamiento	<1,4x	<1,4x

Endesa vale más



Conclusiones

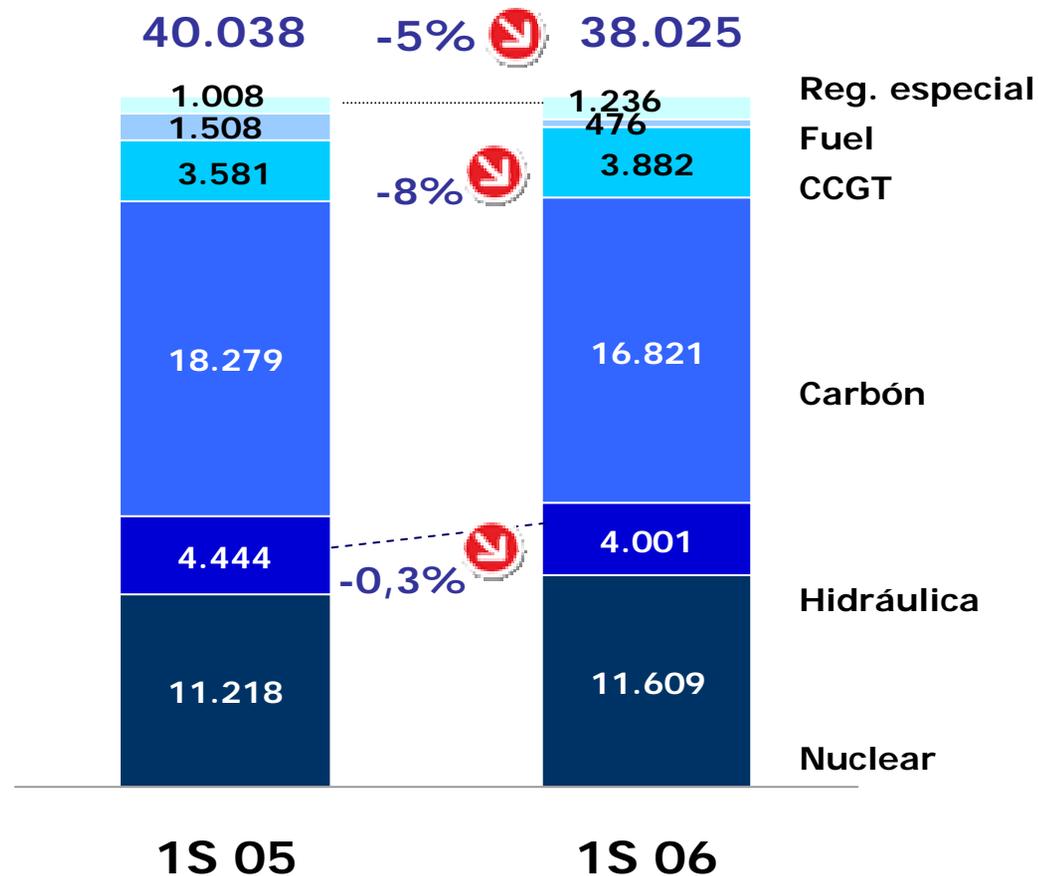
- **Excelentes resultados 1S06**
- **Fuerte crecimiento en todas las líneas de negocio**
- **Compromiso con mayores resultados en 2006-2009**
- **Reparto de 9.900 M€ de dividendos en 2005-2009**

**Endesa
vale más**

Back Up

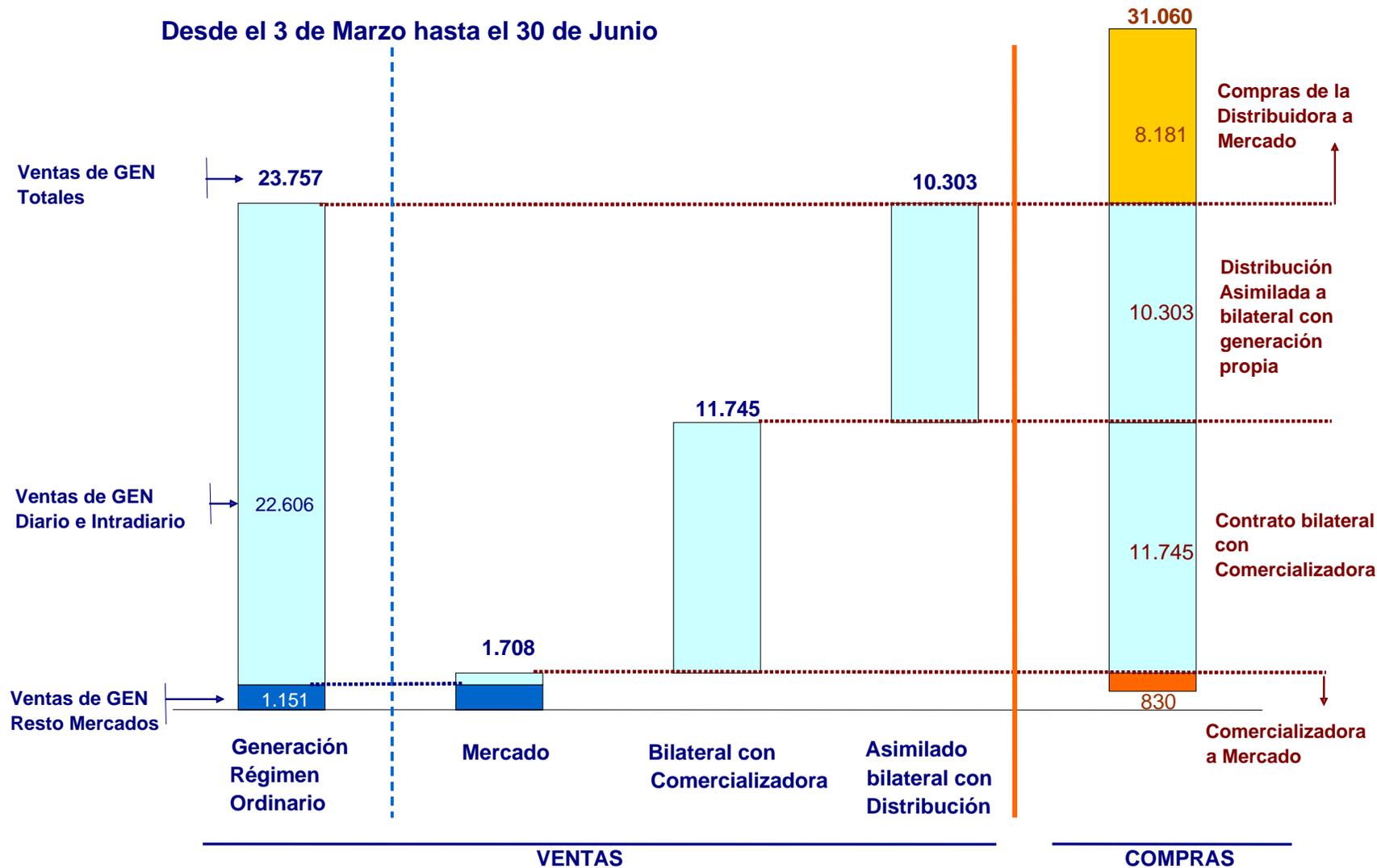
Evolución de la generación en España y Portugal

Generación peninsular Endesa (GWh)



Impacto provisional del RDL 3/2006

Desde el 3 de Marzo hasta el 30 de Junio

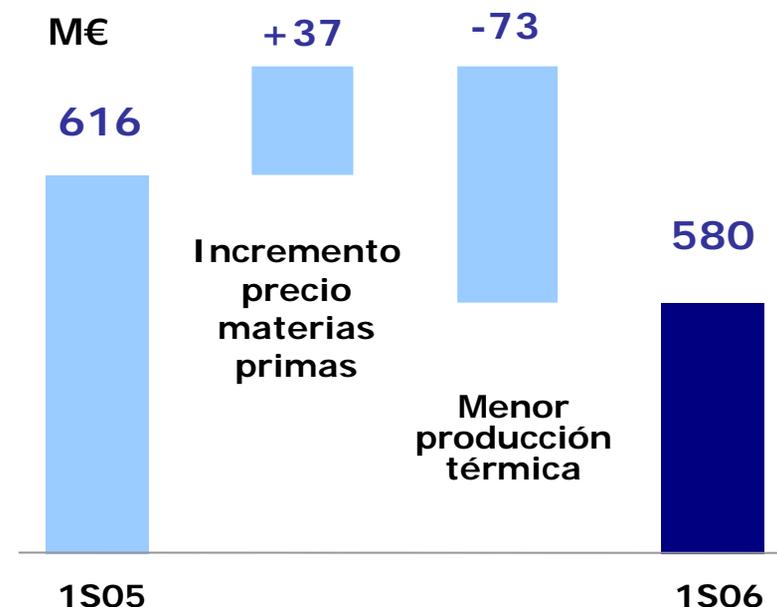


Coste de combustible peninsular competitivo

Desglose de coste unitario del combustible peninsular

€/MWh	1S05	1S06	Increment.
CCGT	27,2	32,3 ⁽²⁾	18,9%
Carbón nacional ⁽¹⁾	22,4	22,0	-1,8%
Carbón importado	19,0	19,8	4,2%
Fuel	49,1	76,4	55,7%
Media térmica convencional	24,7	25,4	3,2%
Media total	15,8	15,8	0,1%

Desglose de los efectos en el coste de combustible



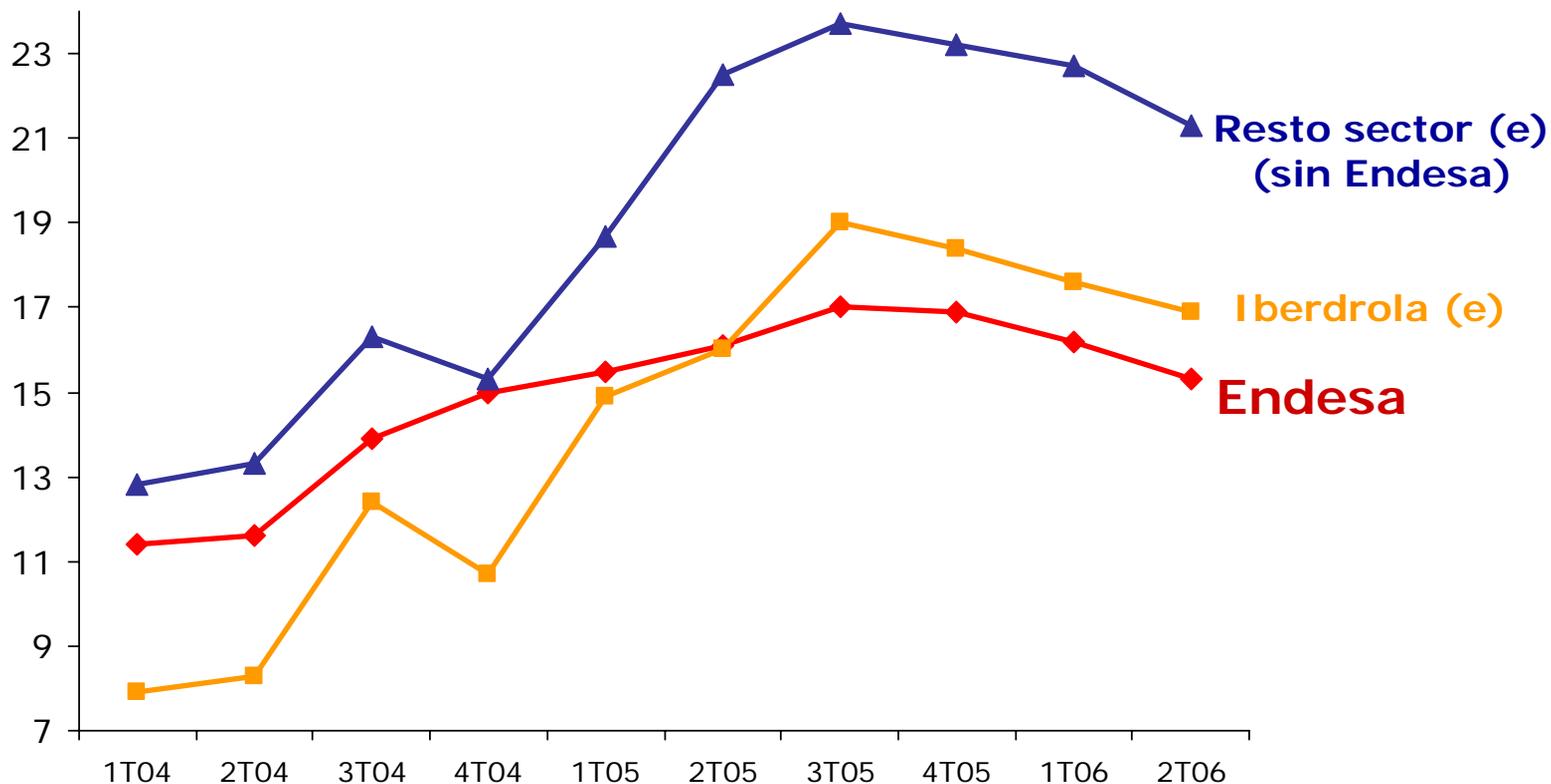
Moderación en la evolución del coste de combustible a pesar de la evolución de los precios internacionales

(1) Neto de primas de carbón. Tanto en 2006 como en 2005 el coste bruto ha sido de 23,6 €/MWh. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

(2) 28,6 €/MWh sin incluir ATR.

Coste de combustible peninsular R.O. competitivo

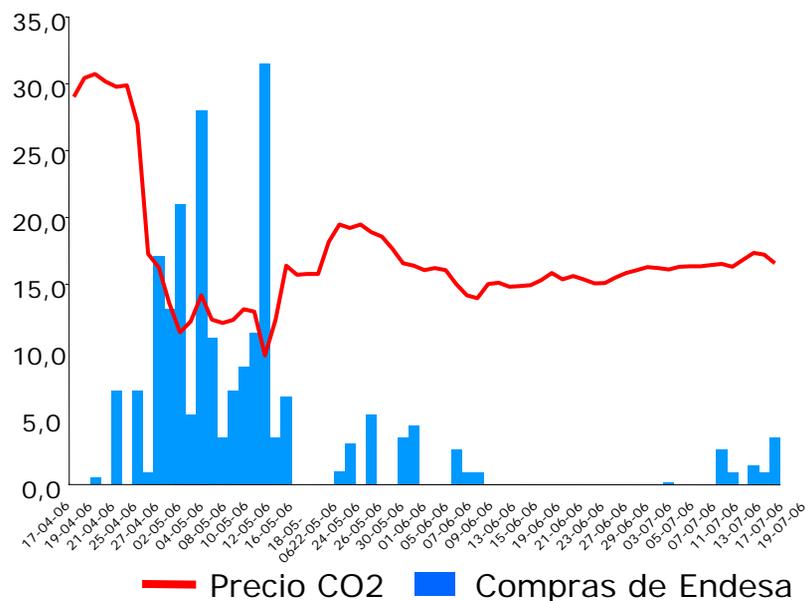
Evolución trimestral del coste de combustible (€/MWh)



- Parque de generación más competitivo y eficiente del sector
- Mix de generación diversificado
- Gestión de los precios de las materias primas

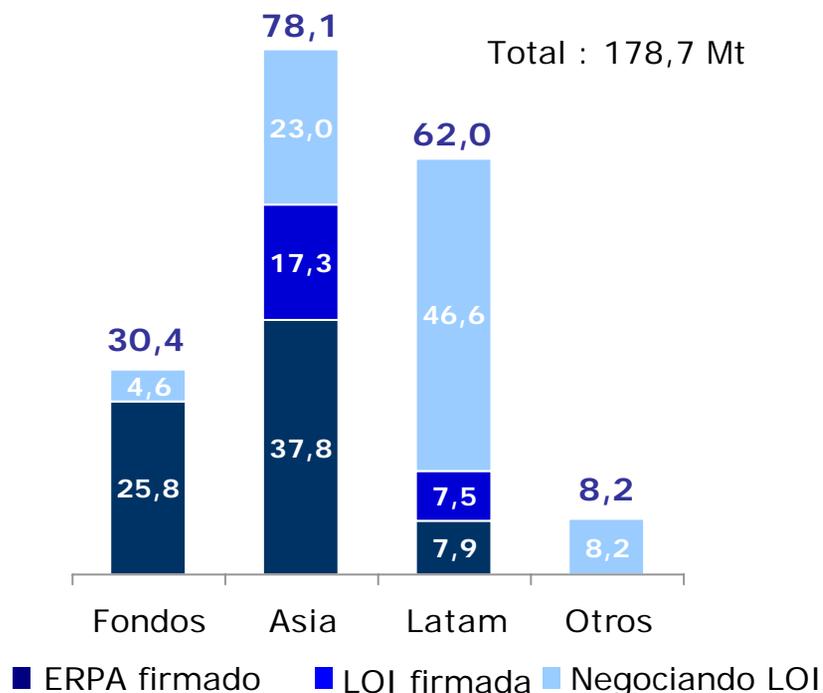
Gestión del coste de emisiones

Participante activo en el mercado del CO2



- Actuación principal con fines de cobertura (compra según necesidad)
- Cierta gestión activa cuando los precios son bajos

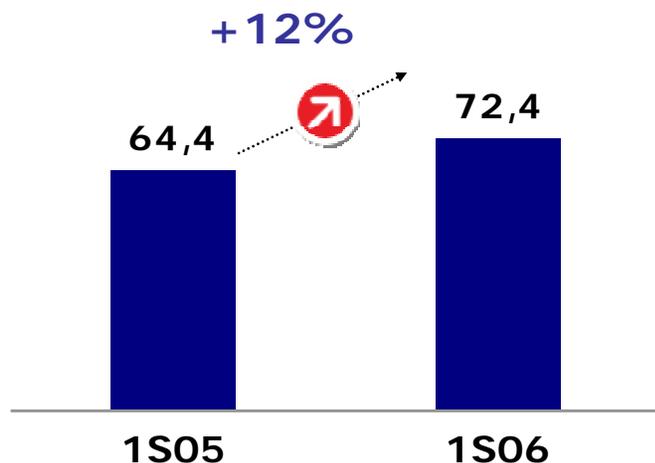
Participante activo en el desarrollo de proyectos CDM



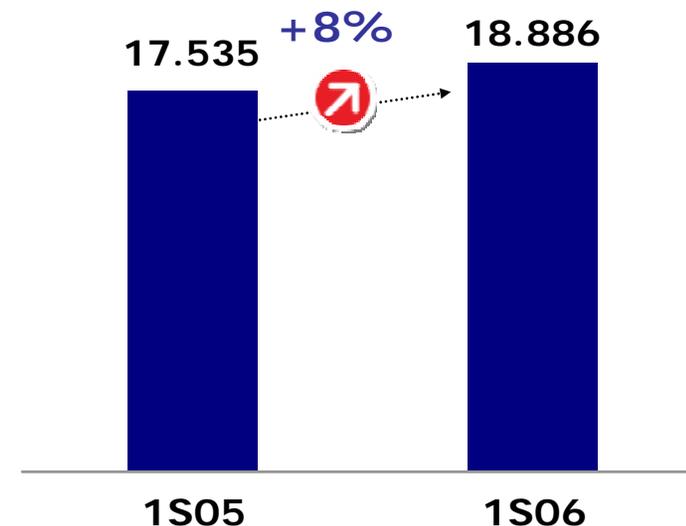
- A través de Endesa Climate Initiative se participa en más de 42 proyectos con los que se espera cubrir el 30 % y 50% de las necesidades en la I y II fase, respectivamente

Puesta en valor de la cartera de clientes

Incremento del precio de venta medio (€/MWh)



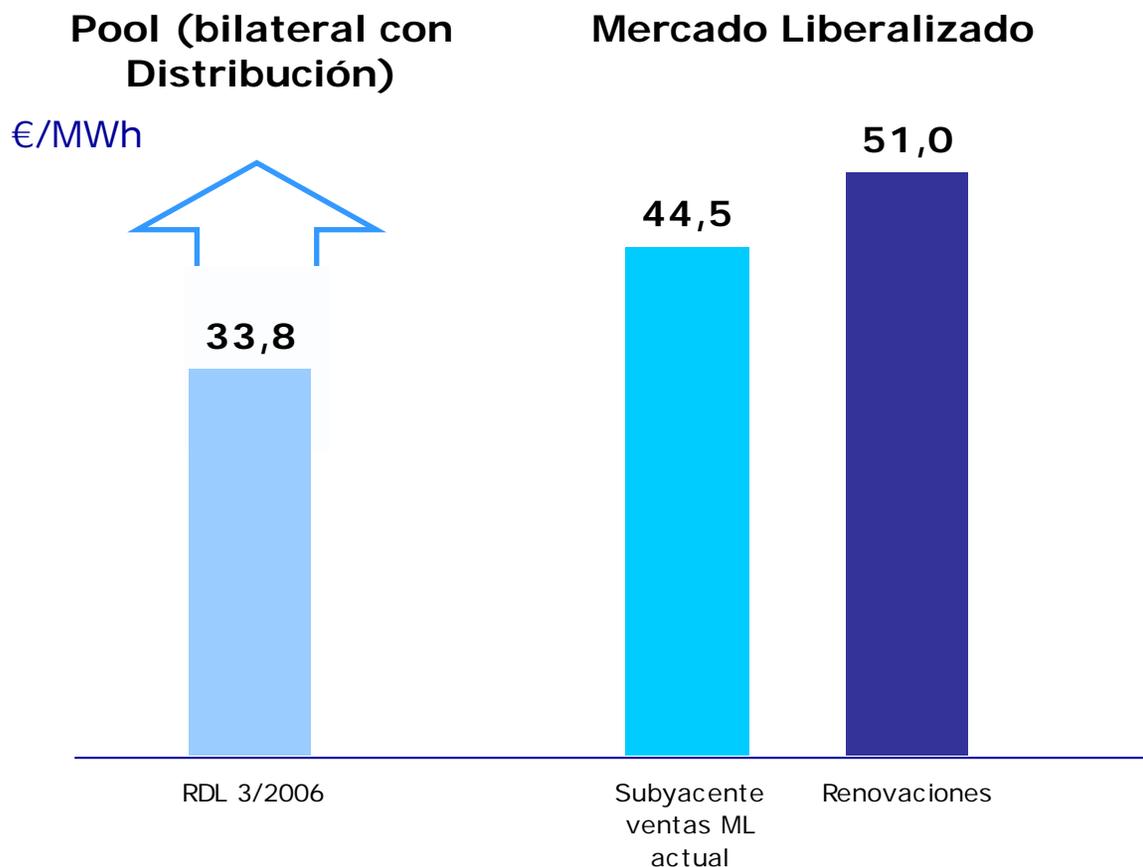
Incremento de las ventas en mercado liberalizado (GWh)



- Valor de la cartera de clientes como cobertura frente a la volatilidad del precio mayorista
- Renovación y firma de nuevos contratos a un precio equivalente de 59,6 €/MWh (+17,2 €/MWh superior a RDL 3/2006)

Precios subyacentes de energía

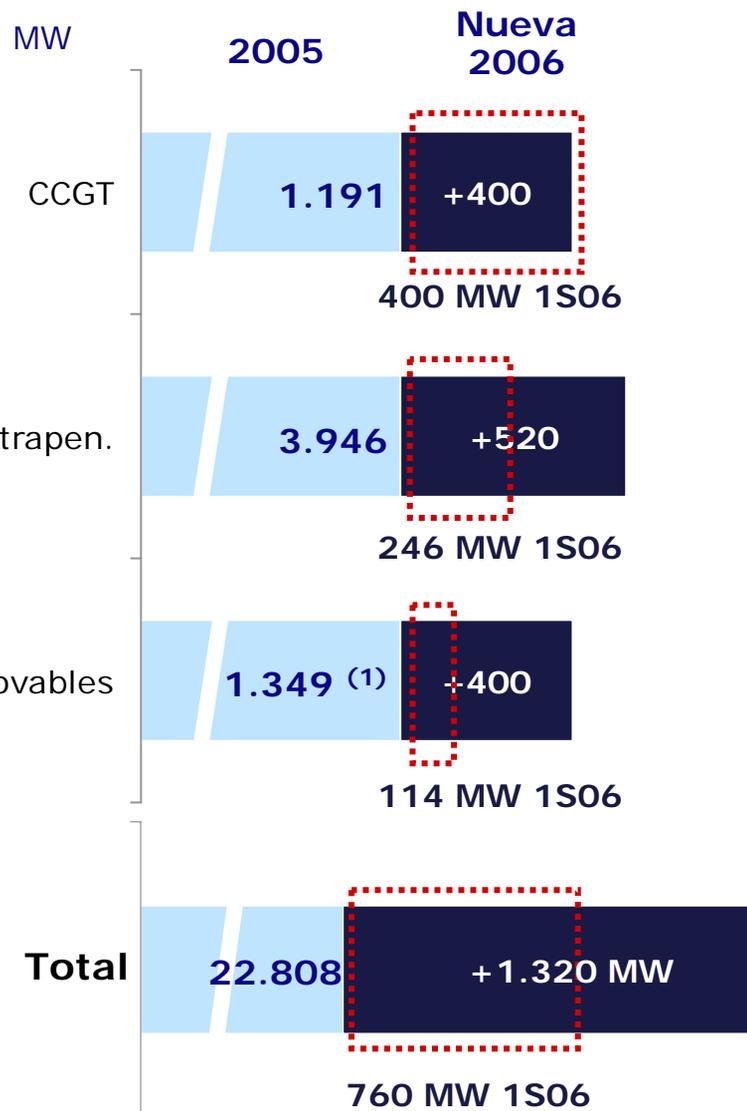
Ingresos de la Generación en Ventas a:



- Diferencia de precio de energía vendida bajo RDL 3/2006 y precio medio de energía subyacente en mercado liberalizado = 10,7 €/MWh
- Precio medio de renovaciones enero-junio 6,5 €/MWh adicional.

Importante avance en el Plan de Capacidad

Plan de Capacidad 2006



- Colón en funcionamiento operativo
- Objetivo en 2009 de 4.400 MW instalados

- Prevista entrada de 520 MW en 2006
- Objetivo en 2009 de 5.000 MW instalados

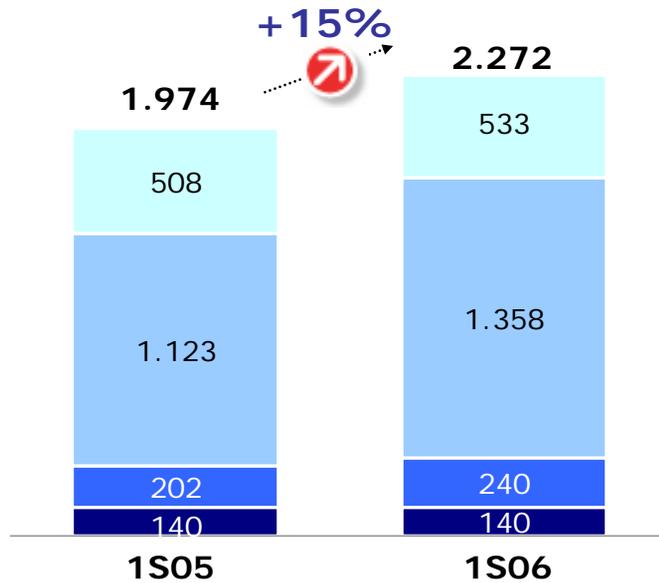
- Incremento de un 28% de la potencia instalada de renovables en 2006
- Participación en concurso Portugal por 1.000 MW. Resultados preliminares satisfactorios
- Objetivo en 2009 de 3.000 MW instalados

- Entrada de 1.320 MW adicionales en 2006

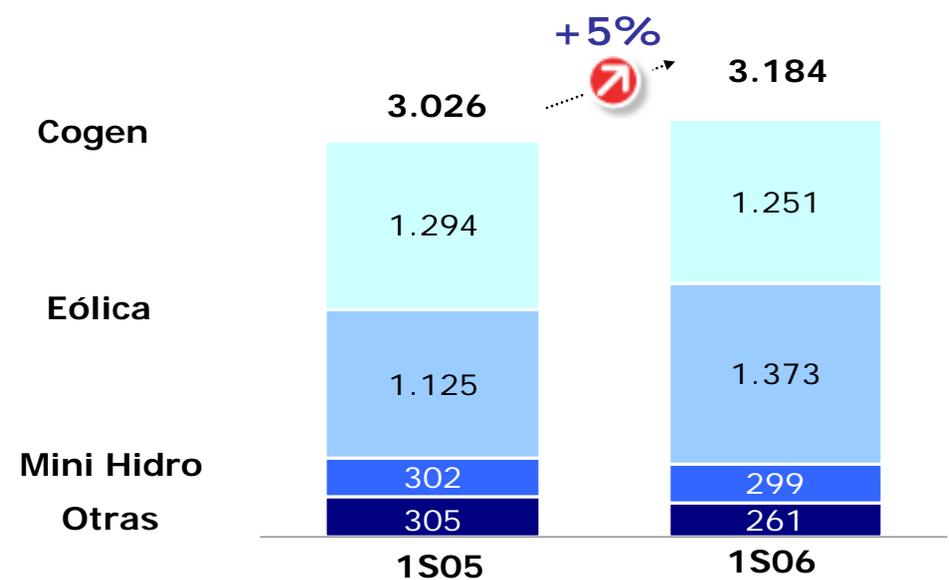
(1) Dato de potencia neta. La potencia contable asciende a 1.007 MW.

Crecimiento en Régimen Especial

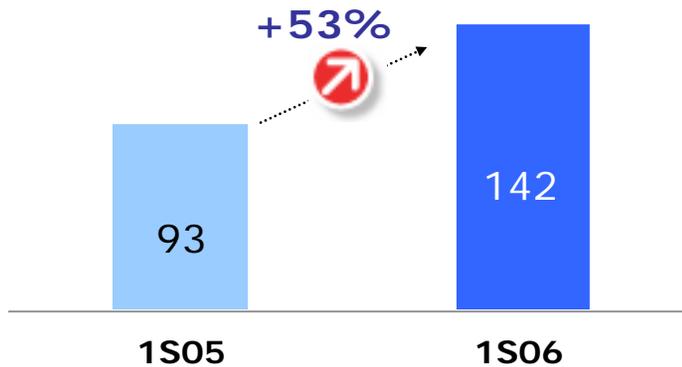
Potencia (MW) ⁽¹⁾



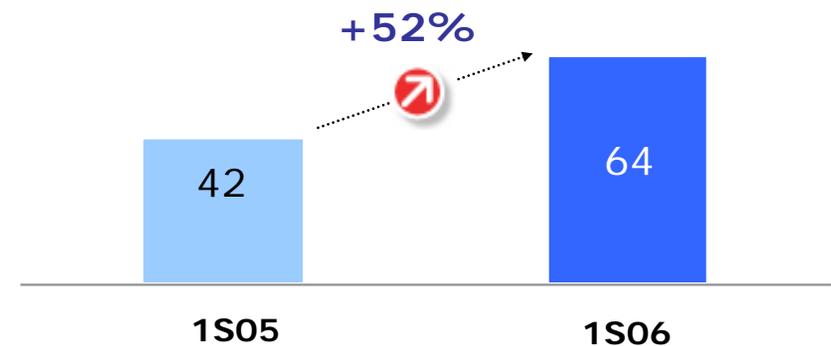
Producción (GWh) ⁽¹⁾



Ventas (M€)

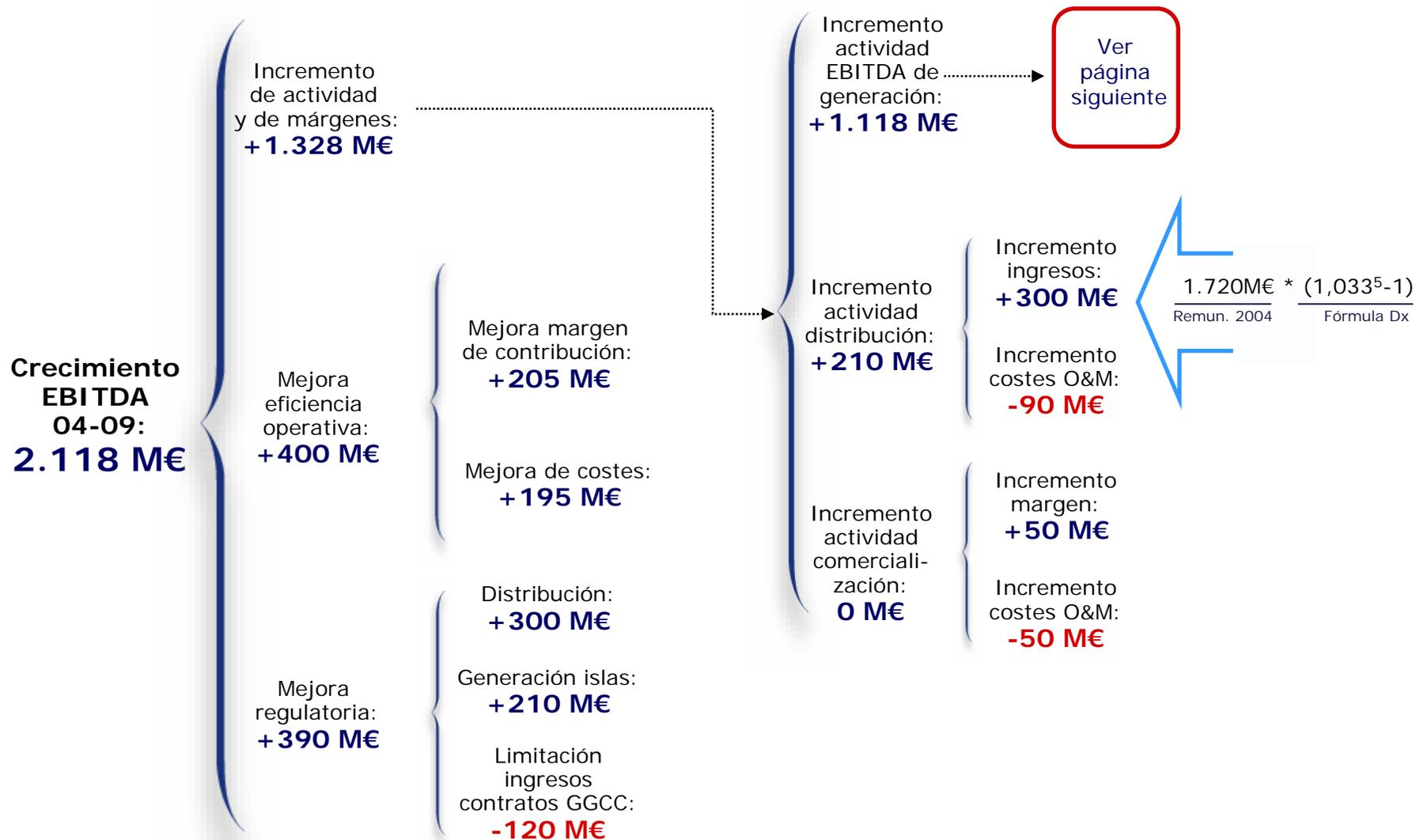


EBIT (M€)



(1) 100% de los proyectos en los que participa Endesa

España: Crecimiento EBITDA 2004-2009



España: Crecimiento EBITDA 2004-2009

Incremento actividad y margen de generación:
+1.118 M€

Régimen ordinario peninsular:
+668 M€

Régimen ordinario insular:
+120 M€

Régimen Especial:
+330 M€

Mayores márgenes de contribución en la producción R.O. peninsular
+748 M€

Mayores costes de O&M:
-80 M€

Incr. Producción:
+160 M€

Mayores costes de O&M:
-40 M€

Incremento ingresos:
+370 M€

Incremento costes O&M:
-40 M€

		2004	2009	Dif.
Producción	GWh	80.756	82.756	2.000
Margen bruto unitario	€/MWh	21,3	29,8	8,5
- Ingreso de mercado		34,8	51,0	16,2
- Coste variables (incl. CO2)		13,5	21,2	7,7
Margen bruto	M€	1.720	2.468	748

+8 CCGTS * **10 Mill. €/CCGT**
Incr. potencia. Cte. Fijo

+4TWh * **40€/MWh**
Incr. produc. Margen prod.

+4TWh * **10€/MWh**
Incr. produc. Cte. Fijo €/MWh

+4TWh * **(51€/MWh + 40€/MWh)**
Incr. actividad Precio pool 50% tarifa

+4TWh * **10€/MWh**
Incr. produc. Cte. Fijo €/MWh

Las hipótesis básicas utilizadas para calcular el incremento de EBITDA son "conservadoras"

Hipótesis respecto al incremento de actividad

- Incremento de la producción en régimen ordinario peninsular de **sólo 2.000 GWh** habiendo instalado 3.200 MW de nueva capacidad:
 - ✓ 16.000 GWh* de incremento en CCGT
 - ✓ 14.000 GWh* de reducción en carbón y fuel-gas
- Incremento de producción en las islas basada en el incremento de demanda (6% anual)
- Utilización de las nuevas instalaciones en régimen especial de 2.200 horas (producción de 4.000 GWh para 1.800 MW instalados)
- Incremento de demanda 2004-2009 : 4% TACC
- Incremento de costes de O&M ligado al incremento de actividad: **300 M€**

Hipótesis de mercado de las distintas "commodities" en 2009

- Precio medio de mercado eléctrico 51 €/MWh
 - ✓ En línea con curvas "forward" en toda Europa
 - ✓ Coste de nuevo entrante o "long term marginal cost"
 - ✓ "Spark spread": 16 €/MWh
 - ✓ "Clean spark spread": 10 €/MWh
- Coste de combustible de las tecnologías térmicas (sin incluir CO2)
 - ✓ CCGT 38 €/MWh
 - ✓ Carbón 21 €/MWh
- PNA que asigna a Endesa 21 Mtn anuales, algo superior al 50% de sus necesidades. Coste de compra de los derechos de emisión: 18 €/ton

Incremento del margen bruto en la generación en régimen ordinario peninsular

Evolución de producción y costes de combustible y CO2

Evolución del margen bruto

Año 2004

	Producción (GWh)	Coste combustible (€/MWh)
Hidráulica	10.310	3,6
Nuclear	25.567	3,5
Térmica	44.879	21,4
TOTAL	80.756	13,5

- **Margen bruto unitario:** 21,3 €/MWh
 - Ingreso de mercado: 34,8 €/MWh
 - Coste variable: -13,5 €/MWh
- **Producción:** 80.756 GWh
- **Margen bruto:** 1.720 M€

Año 2009

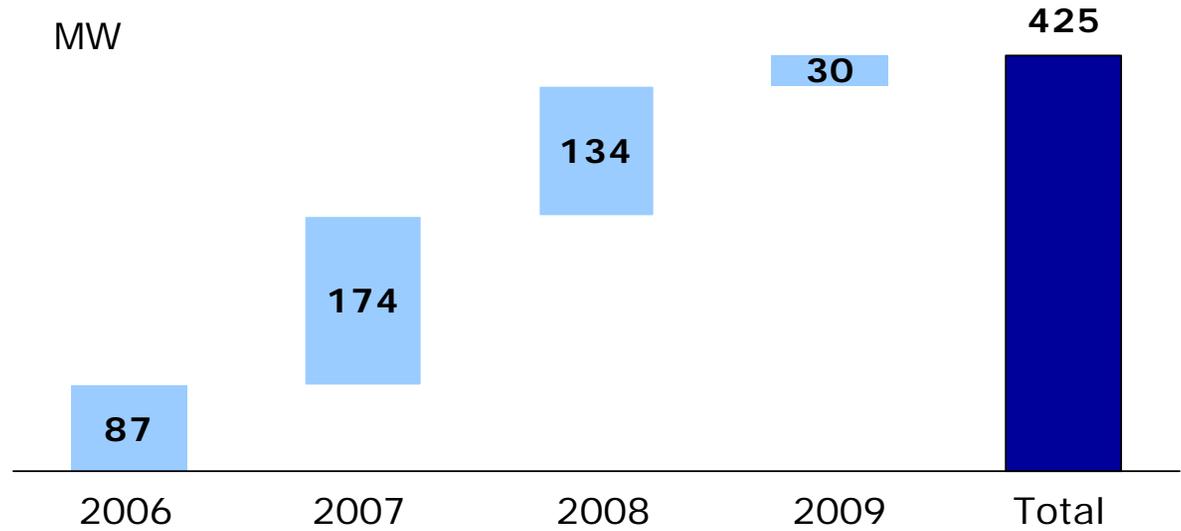
	Producción (GWh)	Coste combustible (€/MWh)	Coste CO2 (€/MWh)
Hidráulica	10.310	6,9	0,0
Nuclear	25.567	6,5	0,0
Térmica	46.879	27,1	5,4
TOTAL	82.756	18,2	3,0

- **Margen bruto unitario:** 29,8 €/MWh
 - Ingreso de mercado: 51,0 €/MWh
 - Coste variable: -21,2 €/MWh
- **Producción:** 82.756 GWh
- **Margen bruto:** 2.468 M€

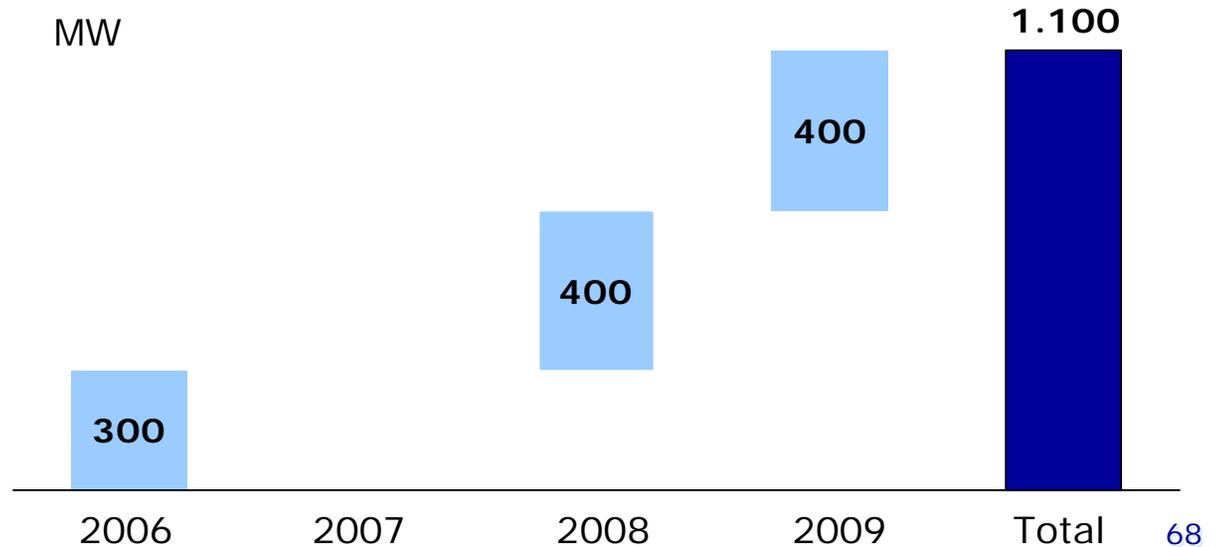
Diferencia margen bruto 2004 – 2009: +748 M€

Italia: Plan de Capacidad 2006-2009

Plan de capacidad de renovables

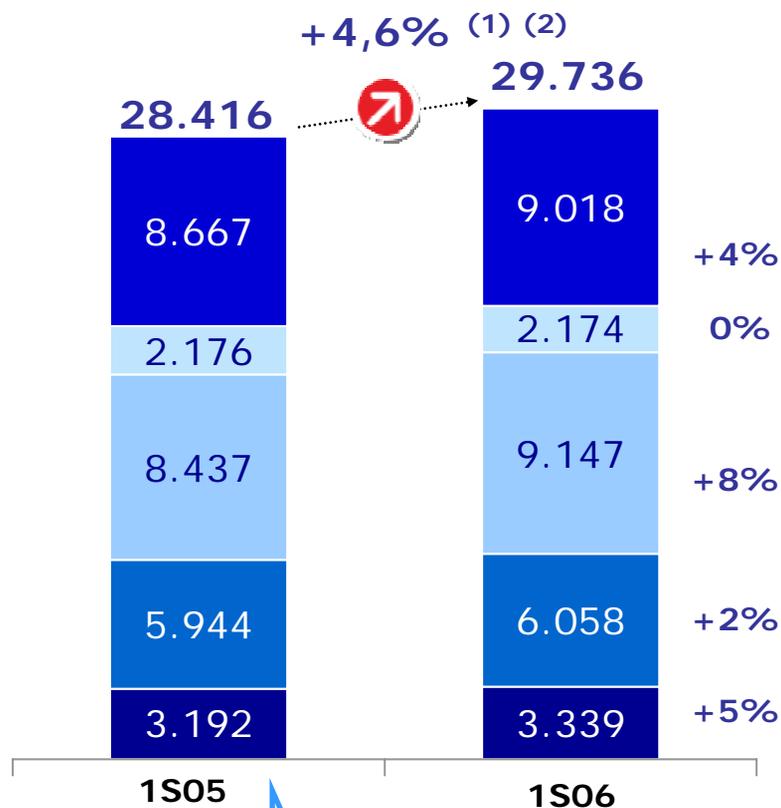


Plan de capacidad de CCGTs

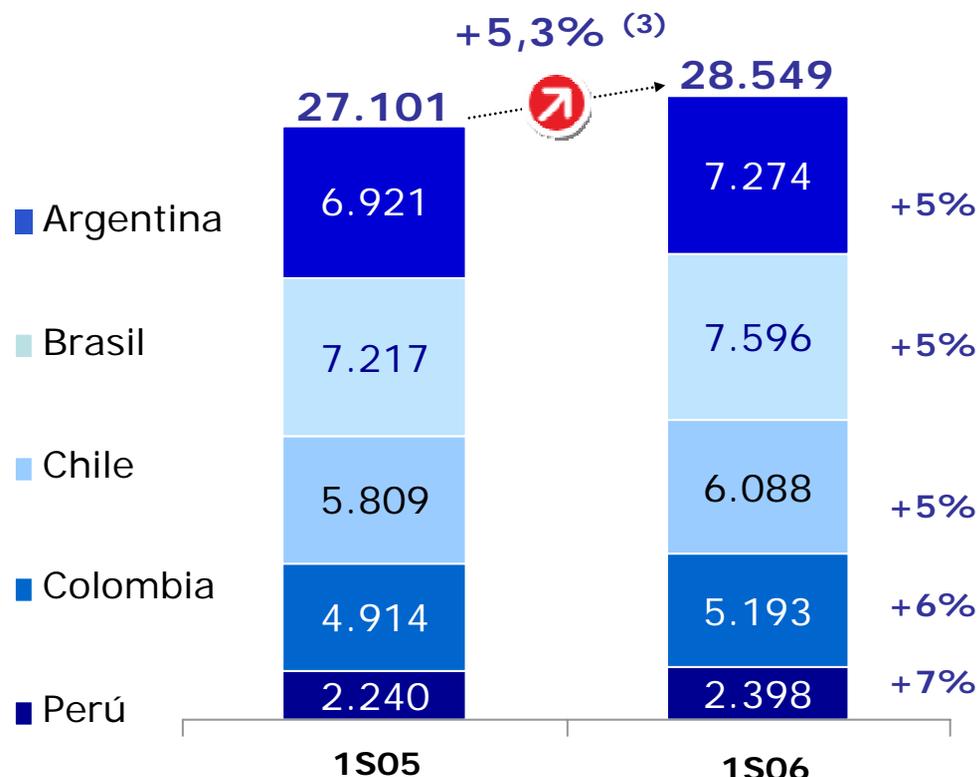


Altos crecimientos de producción y ventas

Generación (GWh)



Distribución (GWh)



Crecimiento
Plan
Estratégico

+3,5% TACC



+5,0% TACC



(1) 4,7% TACC real 1S06 vs 1S04

(2) 5,3% sin considerar 187GW de producción del 2005 de las centrales de Ampla vendidas.

(3) 5,1% TACC real 1S06 vs 1S04

Avances en el Plan de Capacidad: Proyecto Aysén



Central	MW (*)	Entrada en Operación
El Salto	25	2013
Baker 1	650	2013
Pascua 2	900	2015
Baker 2	350	2018
Pascua 1	430	2017
TOTAL	2.355	

- Socio estratégico: Colbún (Grupo Matte)
- Inversión: ≈ 1.500 MUS\$ Transmisión
 ≈ 2.000 MUS\$ Proyecto
- Cronograma:
 - 2005-2006: Estudios técnicos y medioambientales
 - 2005-2008: Tramitación de permisos y licencias
 - 2008-2018: Construcción

(*) Estudios técnicos provisionales

SIEPAC: Integración Energética en Centroamérica



País	KMS.
Guatemala	279
El Salvador	285
Honduras	376
Nicaragua	310
Costa Rica	477
Panamá	140
Total	1.867

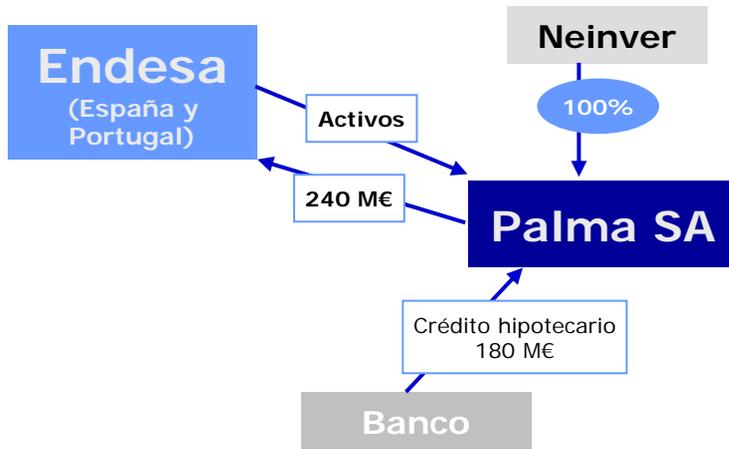
- Construcción y mantenimiento de un **sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países**, denominado línea SIEPAC. Dicho objetivo está a cargo de la EPR.

- Endesa, con una participación del 12,5% de la EPR, e ISA (Colombia) son los únicos socios privados. El resto de socios son los 6 países centroamericanos.
- Inversión de 340 MM USD
- Obras iniciadas en julio 2006
- Prevista finalización obras en 3T 2008

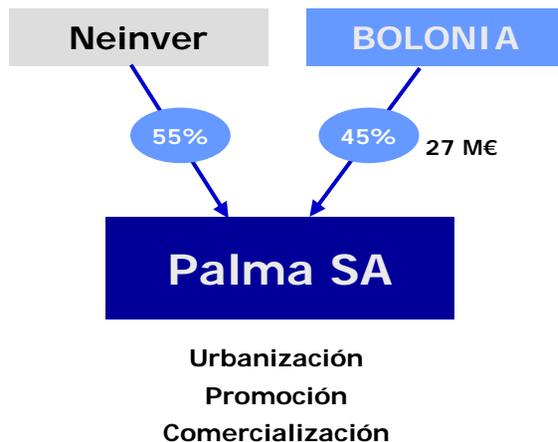
- La **creación del Mercado Eléctrico Regional (MER)** que es un 7º mercado, superpuesto con los seis sistemas nacionales existentes en el cual los agentes habilitados realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana

Estructura de la operación de venta de los activos inmobiliarios de Palma de Mallorca

Fase 1: Endesa recibe 240 M€



Fase 2: Endesa invierte 27 M€

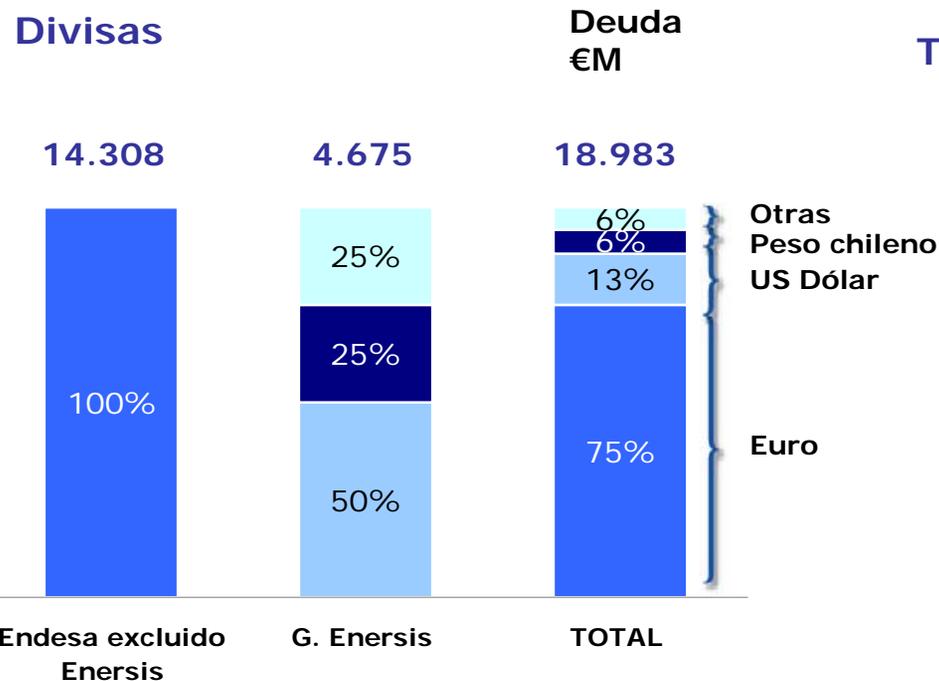


Condiciones de la operación:

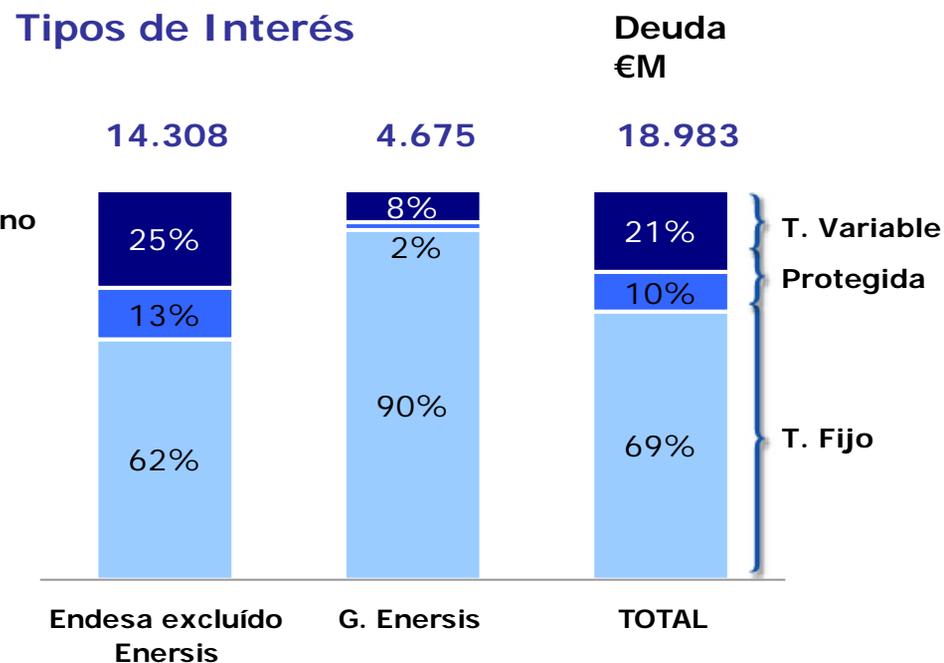
- Precio venta del 100% de los activos inmobiliarios de Palma por 240 M€
- Creación de Palma S.A.:
 - 240M€ en activos
 - Apalancamiento 75% (180 M€) sin recurso a los accionistas
 - Endesa mantiene el 45% por 27 M€
 - Neinver adquiere el 55%
 - TIR accionista >22%
 - Tag along y cláusula de salida en 3 años

Estructura de la deuda acorde a las necesidades y el riesgo del negocio

Cobertura del riesgo de divisas



Cobertura del riesgo por tipos de interés



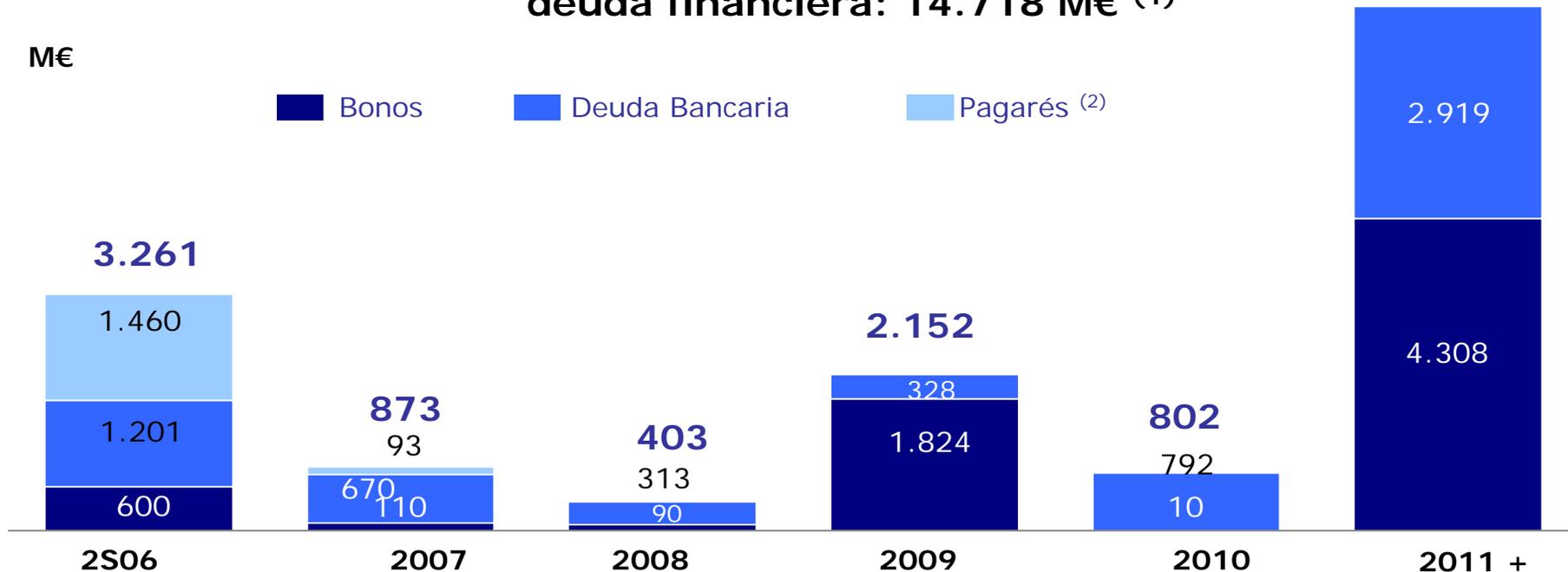
- El riesgo por tipo de cambio está limitado por la estrategia de denominar la deuda en la divisa en que se generan los flujos de caja
- El alto porcentaje de cobertura de los tipos de interés reduce la volatilidad del gasto financiero

Vencimiento de la deuda de Endesa excluido Energis

Saldo de los vencimientos del principal de la deuda financiera: 14.718 M€ ⁽¹⁾

M€

■ Bonos
 ■ Deuda Bancaria
 ■ Pagarés ⁽²⁾

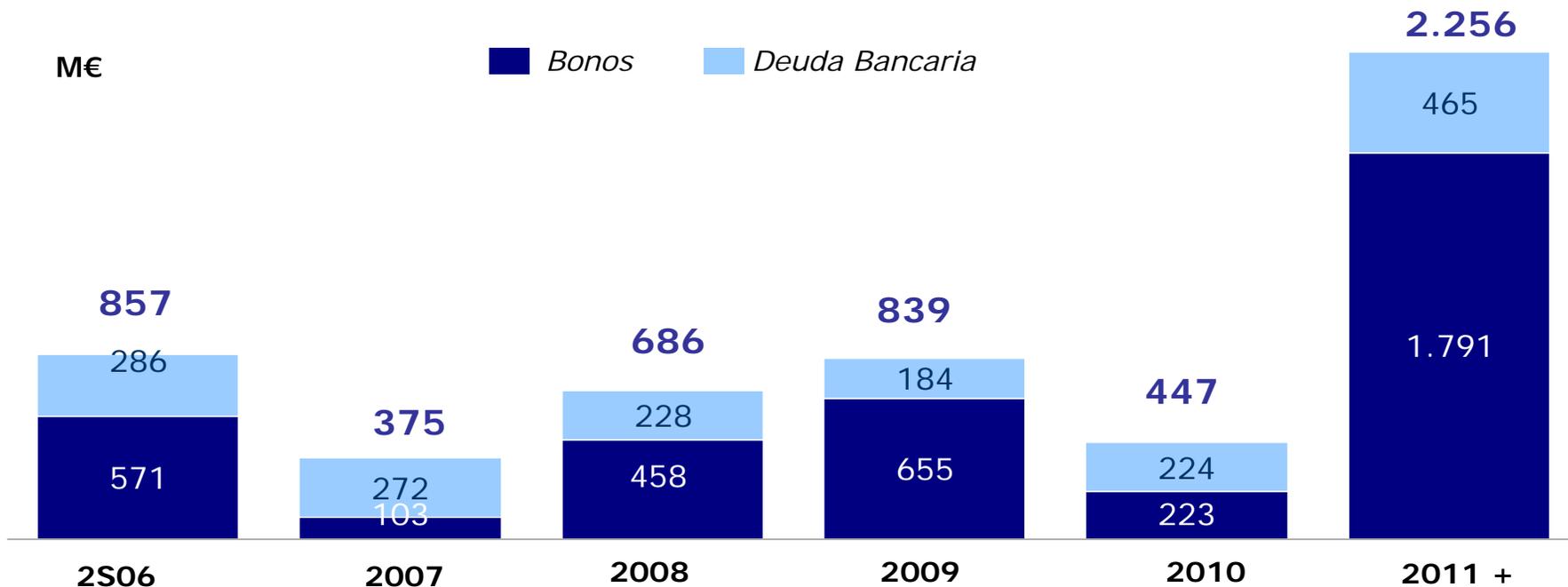


La liquidez en Endesa excluido Energis es de 7.433 M€ (333 M€ de caja y 7.100 M€ de líneas de crédito disponibles)

- (1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera Bruta, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.
- (2) Los pagarés se emiten respaldados por las líneas de crédito a largo plazo, y se van renovando regularmente.

Vencimiento de la deuda de Enersis

Saldo de los vencimientos del principal de la deuda financiera: 5.460 M€ ⁽¹⁾



La liquidez de Enersis es de 1.227 M€ (780 M€ de caja y 447 M€ de líneas de crédito disponibles)

(1) Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera Bruta, al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja.

Nota informativa

Se insta a los inversores a leer la Solicitud/Recomendación de Endesa contenida en el "Schedule 14D-9" una vez registrado ante la Comisión de Valores de los Estados Unidos ("SEC"), por cuanto el mismo contendrá información importante. La Solicitud/Recomendación y toda otra presentación pública realizada por Endesa ante la "SEC" se encuentra disponible, sin costo alguno, en el sitio web www.sec.gov y en sede social de Endesa.

Esta presentación contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas ("forward-looking statements") sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuros. Estas declaraciones 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.

Dichas afirmaciones incluyen, entre otras, información sobre: estimaciones de beneficios futuros; incrementos previstos de generación eólica y de CCGT así como de cuota de mercado; incrementos esperados en la demanda y suministro de gas; estrategia y objetivos de gestión; estimaciones de reducción de costes; estructura de precios y tarifas; previsión de inversiones; enajenación estimada de activos; incrementos previstos en capacidad y generación y cambios en el mix de capacidad; "repowering" de capacidad; y condiciones macroeconómicas. Por ejemplo, los objetivos de EBITDA y dividendos para el periodo 2004-2009 incluidos en esta presentación son perspectivas que se fundamentan en ciertas asunciones que pueden o no producirse. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan estas previsiones y objetivos están relacionadas con el entorno regulatorio, tipos de cambio, desinversiones, incrementos en la producción y en capacidad instalada en mercados donde Endesa opera, incrementos en la demanda en tales mercados, asignación de producción entre las distintas tecnologías, con incrementos de costes asociados con una mayor actividad que no superen ciertos límites, con un precio de la electricidad no menor ciertos niveles, con el coste de las centrales de ciclo combinado y con la disponibilidad y coste del gas, del carbón, del fuel-oil y de los derechos de emisión necesarios para operar nuestro negocio en los niveles deseados.

Las siguientes circunstancias y factores, además de los mencionados en esta presentación, pueden hacer variar significativamente las estadísticas y los resultados financieros y operativos de los indicado en las estimaciones:

Condiciones Económicas e Industriales: 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; desastres naturales; el impacto de normativa medioambiental más restrictiva y los riesgos medioambientales inherentes a nuestra actividad; las potenciales responsabilidades en relación con nuestras instalaciones nucleares.

Factores Comerciales o Transaccionales: demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, de competencia o de otra clase para las adquisiciones o enajenaciones previstas, o en el cumplimiento de alguna condición impuesta en relación con tales autorizaciones; nuestra capacidad para integrar con éxito los negocios adquiridos; los desafíos inherentes a la posibilidad de distraer recursos y gestión sobre oportunidades estratégicas y asuntos operacionales durante el proceso de integración de los negocios adquiridos; el resultado de las negociaciones con socios y gobiernos. Demoras en o imposibilidad de obtención de las autorizaciones regulatorias, incluidas las medioambientales, para la construcción de nuevas instalaciones, "repowering" o mejora de instalaciones existentes; escasez o cambios en el precios de equipos, materiales o mano de obra; oposición por grupos políticos o étnicos; cambios adversos de carácter político o regulatorio en los países donde nosotros o nuestras compañías operamos; condiciones climatológicas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos; y la imposibilidad de obtener financiación a tipos de interés que nos sean satisfactorios.

Factores Gubernamentales y Políticos: condiciones políticas en Latinoamérica; cambios en la regulación, en la fiscalidad y en las leyes españolas, europeas y extranjeras

Factores Operacionales: dificultades técnicas; cambios en las condiciones y costes operativos; capacidad ejecutar planes de reducción de costes; capacidad de mantenimiento de un suministro estable de carbón, fuel y gas y el impacto de las fluctuaciones de los precios de carbón, fuel y gas; adquisiciones o reestructuraciones; la capacidad de ejecutar con éxito una estrategia de internacionalización y de diversificación.

Factores Competitivos: las acciones de competidores; cambios en los entornos de precio y competencia; la entrada de nuevos competidores en nuestros mercados.

Se puede encontrar información adicional sobre las razones por las que los resultados reales y otros desarrollos pueden diferir significativamente de las expectativas implícita o explícitamente contenidas en la presentación, en el capítulo de Factores de Riesgo del documento 20-F del ejercicio 2005 registrado en la SEC y del vigente Documento Registro de Acciones de Endesa registrado en la CNMV.

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.



Resultados 1S06
Endesa vale más



25 de julio de 2006