



Resultados 1T 2007



4 de mayo de 2007

Resultados 1T 2007

- **Resultados en línea con los objetivos para 2007**
- **Fuerte crecimiento en términos homogéneos en un entorno exigente**
- **Dividendo en línea con el compromiso anunciado**

Resultados positivos en 1T 2007

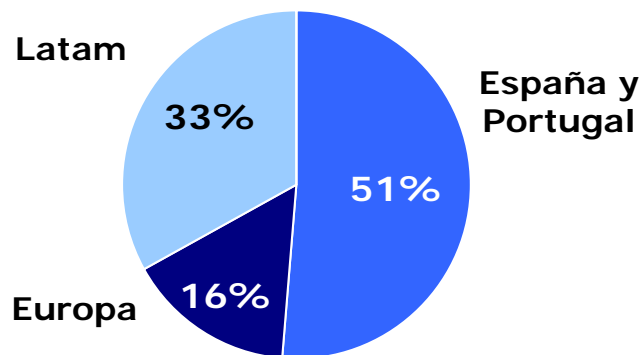
M€	1T 2006	1T 2007	Variación	Variación homogénea ⁽¹⁾
Ventas	5.274	5.069	-4%	+0%
Margen de contribución	2.734	2.820	+3%	+12%
EBITDA	1.947	2.000	+3%	+15%
EBIT	1.491	1.443	-3%	+13%
Gastos financieros netos	-232	-236	+2%	-10%
Resultado neto	1.052	633	-40%	+11%
	31.12.06	31.03.07		
Apalancamiento	1,24x	1,24x		

(1) Eliminando en 2006 los siguientes atípicos:

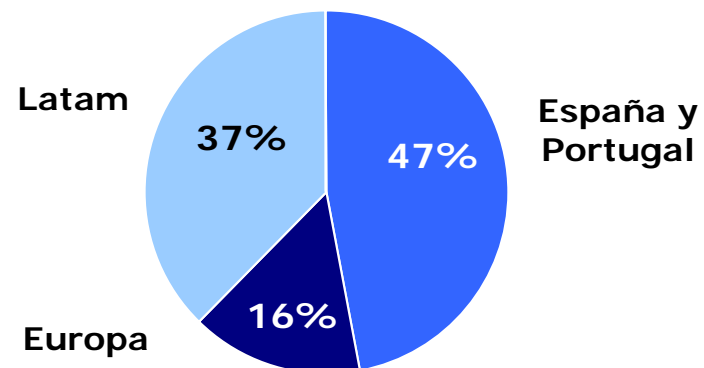
- Reconocimiento de ingresos por los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2005, con un impacto en EBITDA y Rdo. Neto de 212 M€ y 31 M€ en gasto financiero neto
- El efecto fiscal de la fusión de Elesur con Chilectra, con un impacto en Rdo. Neto de 101 M€
- La plusvalía neta por la venta del 5,01% de Auna, con un impacto en el Rdo. Neto de 171 M€

Magnitudes sólidas gracias a una cartera diversificada

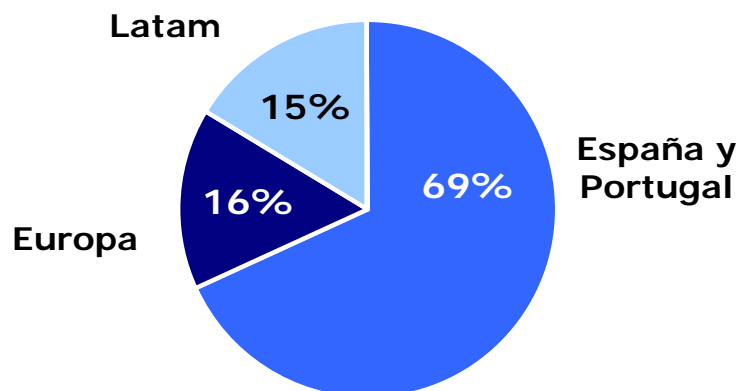
EBITDA: 2.000 M€



EBIT: 1.443 M€

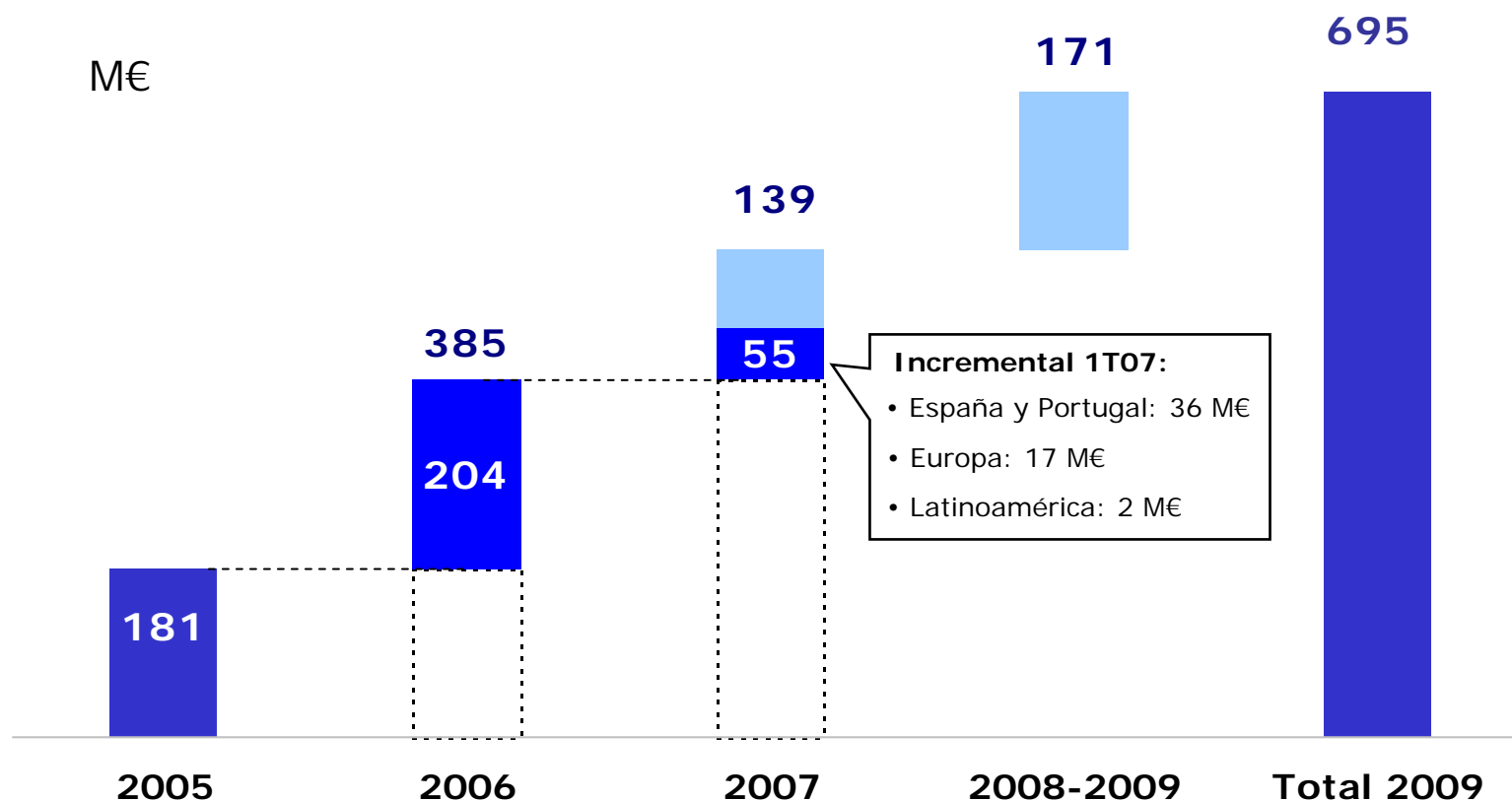


Resultado neto: 633 M€



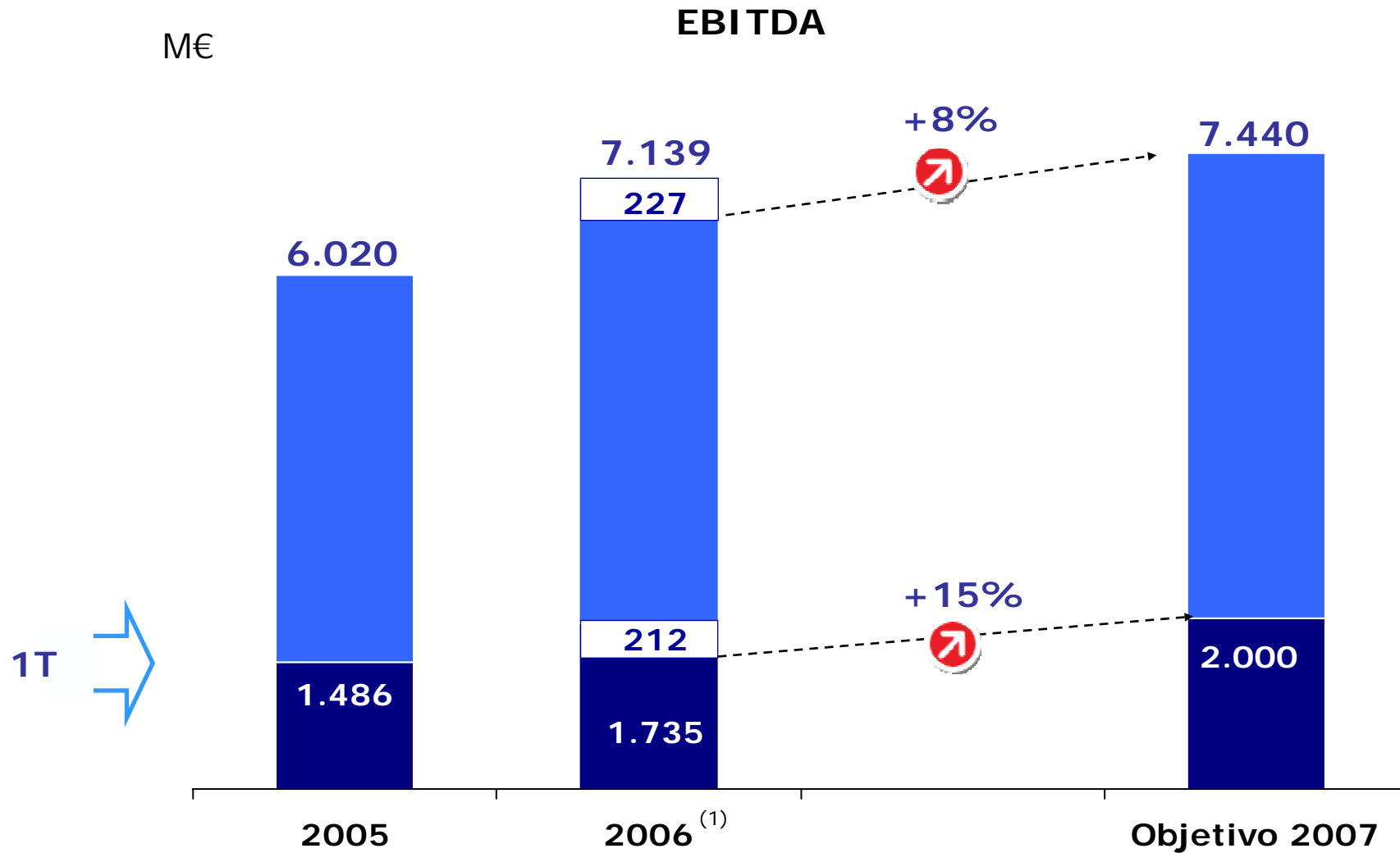
Plan de Mejoras de Eficiencia: por delante de los objetivos

Incremento del EBITDA anual por Plan de Mejoras de Eficiencia



Alcanzado un 63% del objetivo total fijado para 2009

Resultados en línea con los compromisos



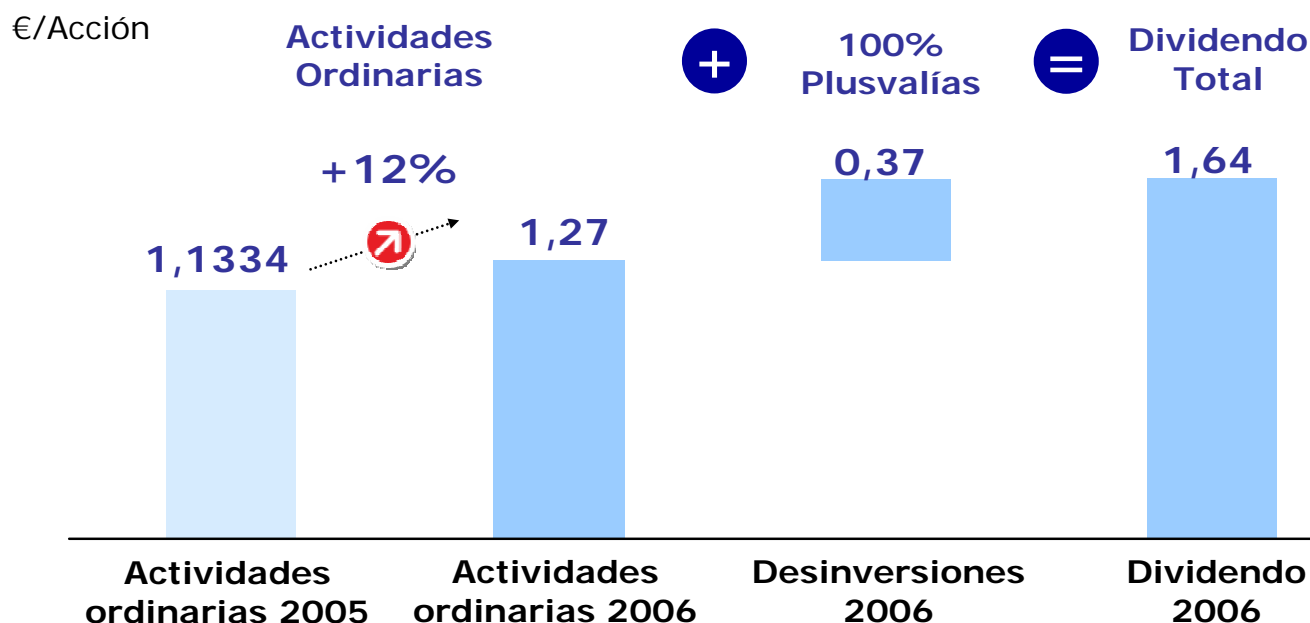
(1) Eliminando el reconocimiento de ingresos por los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2005: 212 M€ en 1T06, y 227 en el año entero.

Dividendo en línea con el compromiso anunciado

- **Pago de dividendo 2006: 1,64 €/acción**

- Dividendo a cuenta de 0,50 €/acción entregado en enero
- Dividendo complementario de 1,14 €/acción

- **Compromiso de dividendo 2006**



- **Compromiso del Plan Estratégico: más de 9.900 M€ en cinco años**

Resultados 1T 2007



España y Portugal

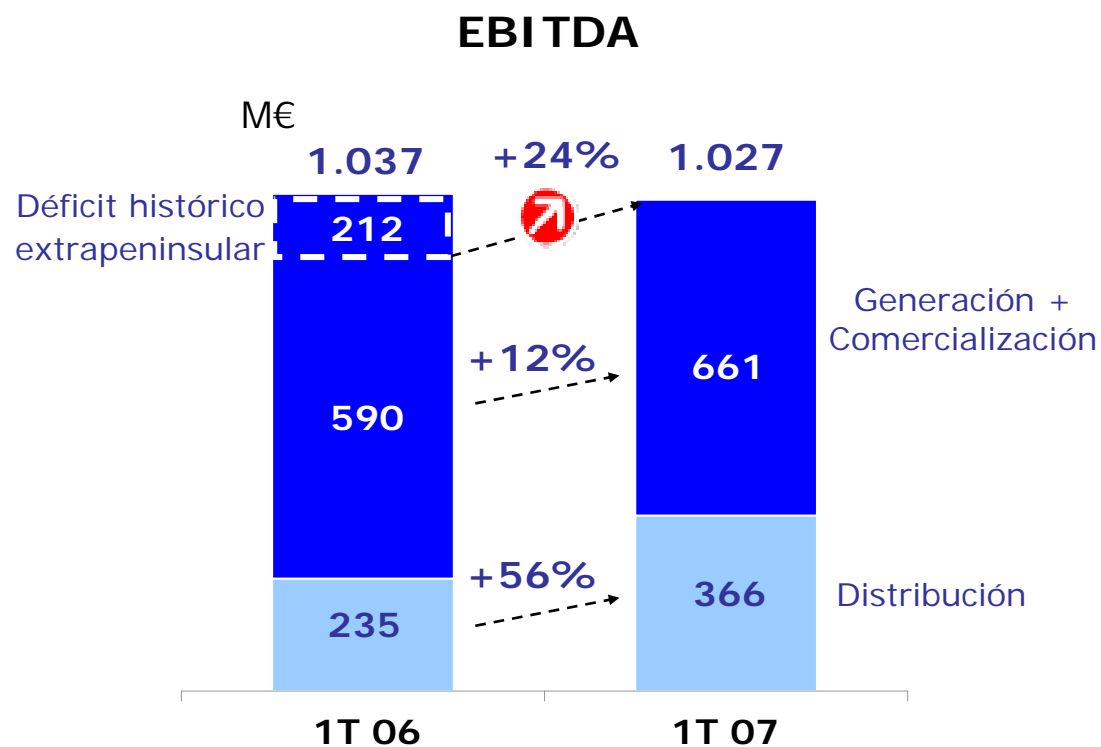


Fuerte crecimiento de los resultados

M€	1T 2006	1T 2007	Variación	Variación homogénea ⁽¹⁾
Ventas	2.578	2.405	-7%	+2%
Margen de contribución	1.527	1.515	-1%	+15%
EBITDA	1.037	1.027	-1%	+24%
EBIT	773	684	-12%	+22%
Gastos financieros netos	-81	-74	-9%	-34%
Resultado neto	568	437	-23%	+23%

(1) Eliminando el efecto no recurrente del déficit SEIE en 1T06: 212 M€ en EBITDA y en Resultado Neto, y 31 M€ en gasto financiero neto.

Importante crecimiento del EBITDA

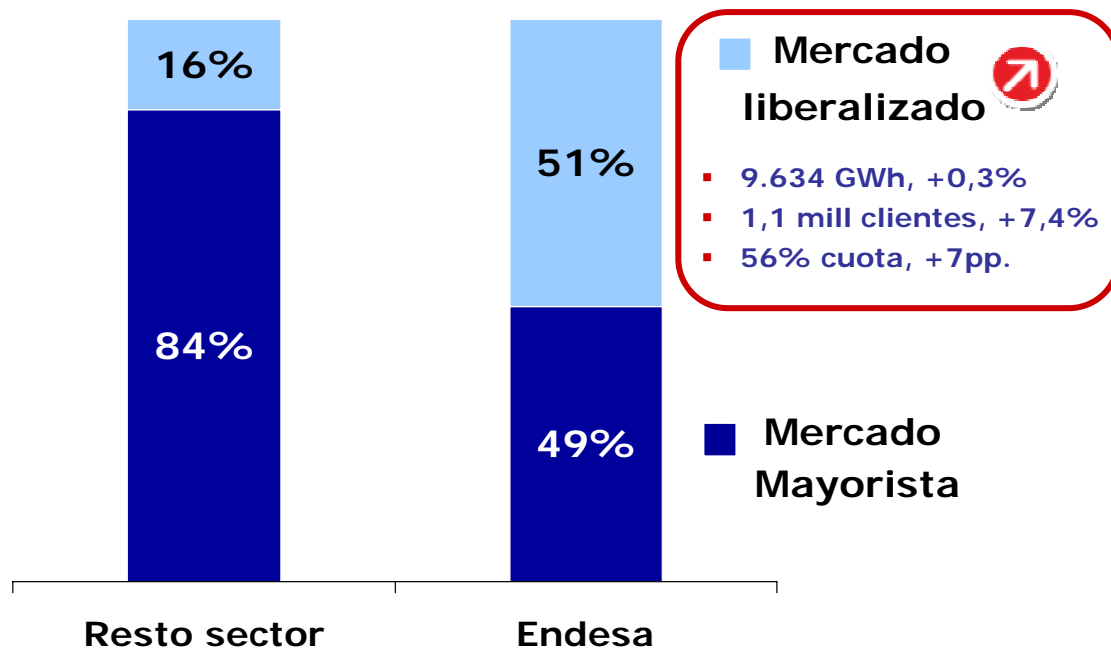


Claves del período

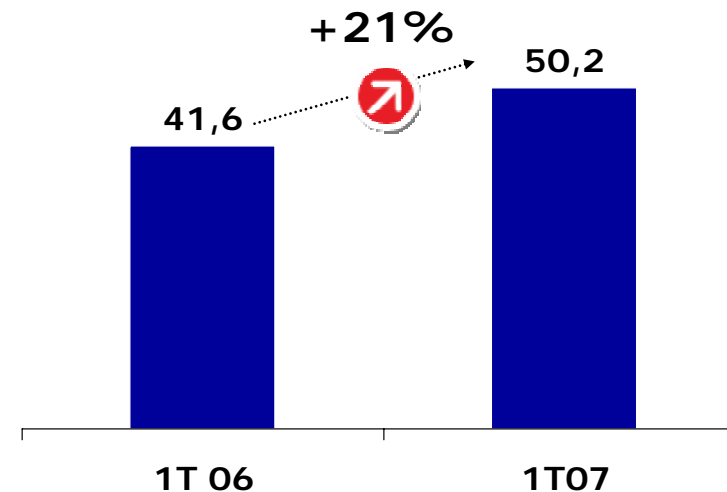
- Liderazgo y optimización de márgenes en negocio liberalizado
- Menores emisiones y menor coste de CO₂
- Aportación de márgenes del negocio de gas
- Distribución: impacto de las mejoras regulatorias y operativas

Apuesta por una política comercial selectiva y rentable

Ventas de Generación (GWh)



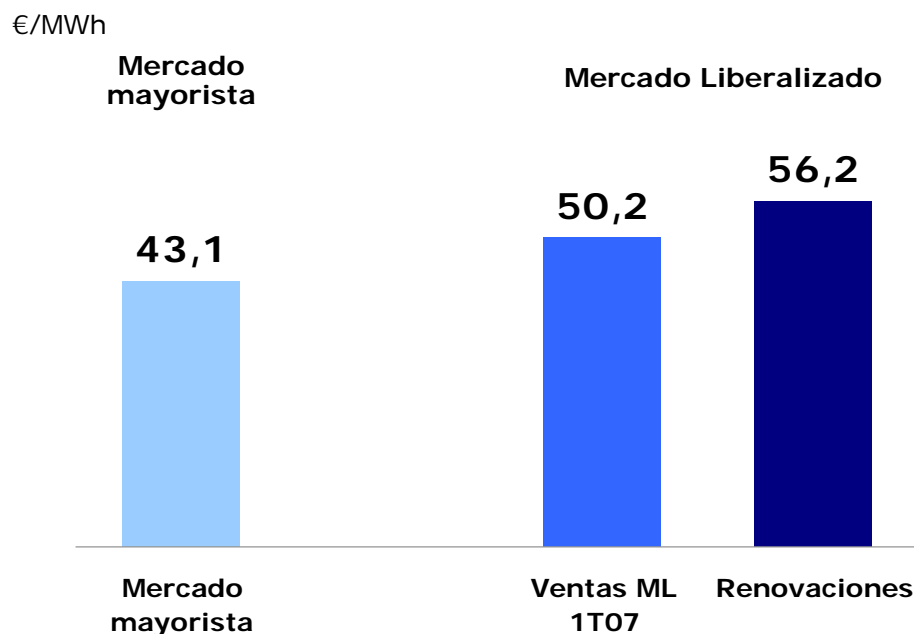
Precio equivalente de energía en mercado liberalizado (€/MWh)



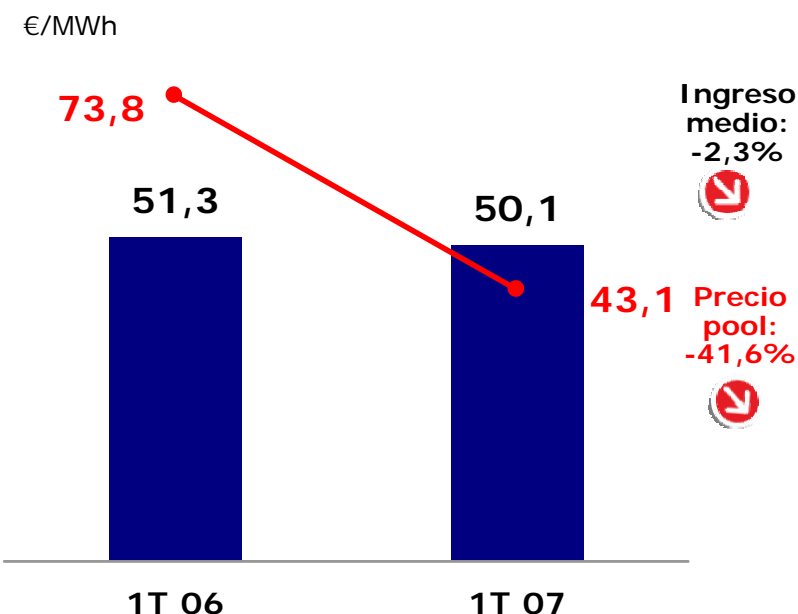
- Las ventas en el mercado liberalizado sirven de cobertura ante la variación de los precios del mercado mayorista

Liderazgo y optimización de ingresos en negocio liberalizado

Ingresos de la generación mediante ventas a:



Ingreso medio de Generación peninsular ⁽¹⁾ y precio del pool



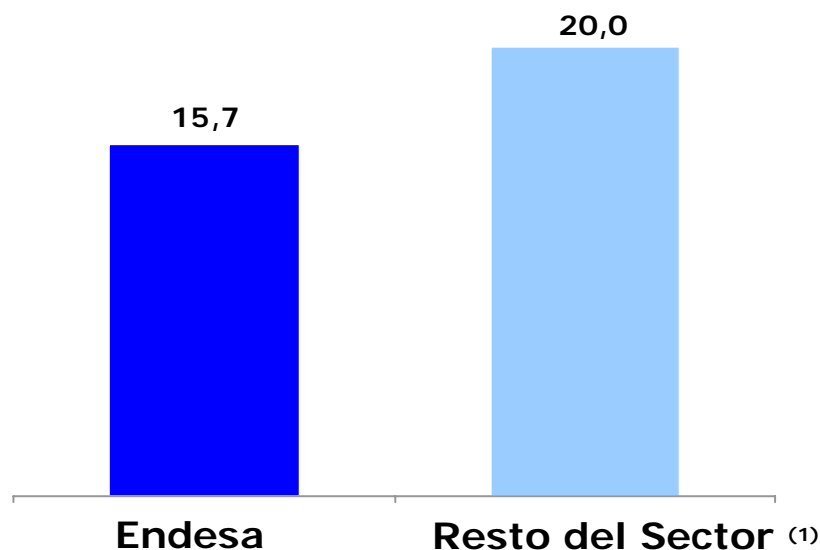
- Puesta en valor de la cartera de clientes: Renovación y firma de nuevos contratos a un precio equivalente de 56 €/MWh (+13 €/MWh superior a mercado mayorista)
- Descenso del precio medio de venta muy inferior a la caída del precio del pool, debido a la cobertura ofrecida por la comercialización

(1) Incluye -121 M€ en 1T 06 y -8 M€ en 1T 07 por la aplicación del artículo 2 del RDL 3/2006

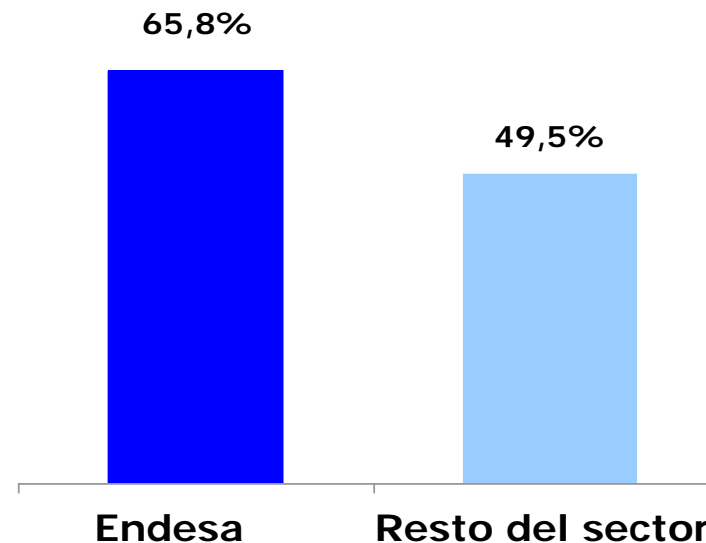
Coste de combustible peninsular competitivo con un uso eficiente de la cartera de generación

Coste de combustible peninsular en RO

€/MWh



Grado de utilización parque térmico⁽²⁾ vs. resto del sector

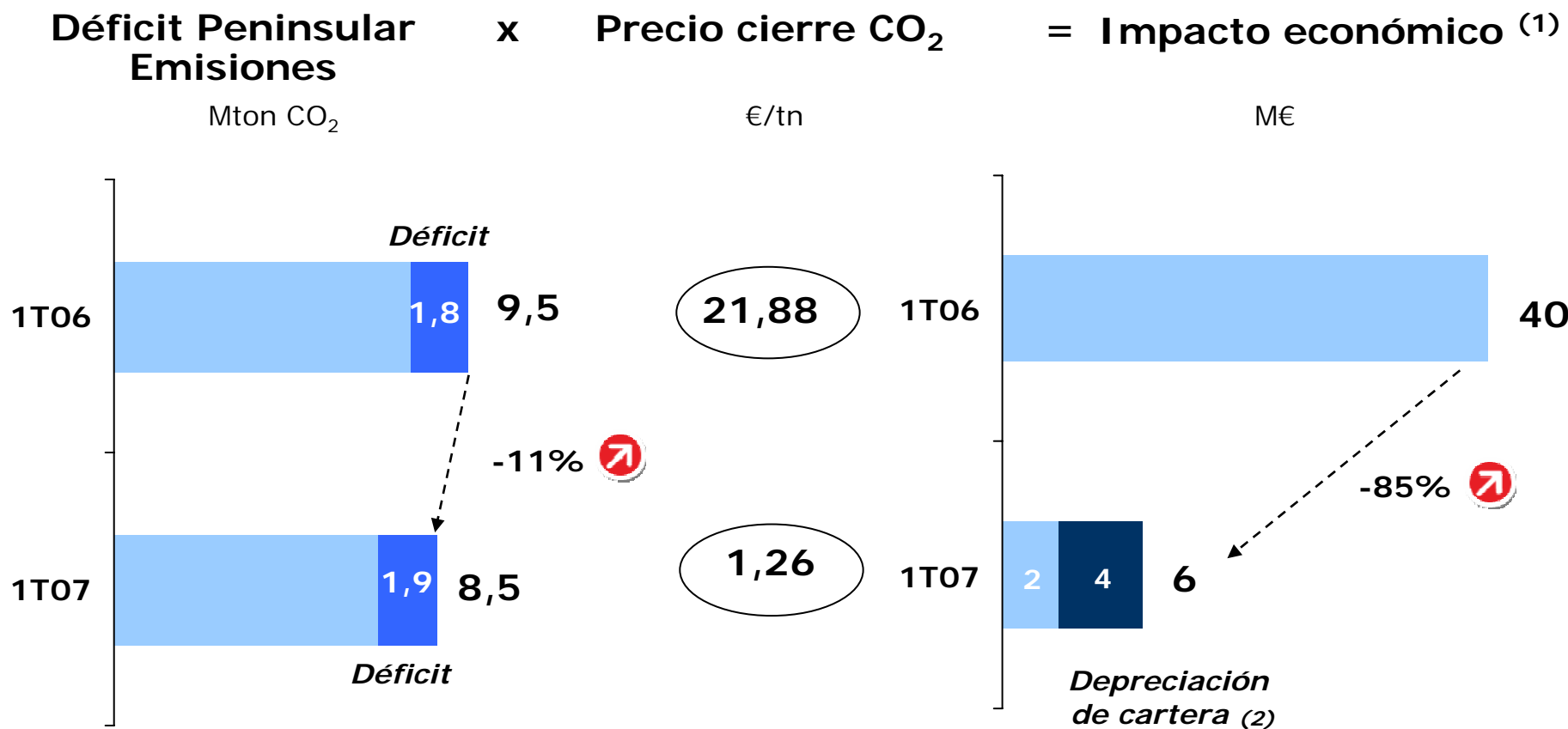


- Incluso en un escenario de elevada hidraulicidad, Endesa sigue teniendo el parque de generación más eficiente y competitivo del sector

(1) Estimado

(2) Térmica convencional sin incluir fuel-oil

Menores emisiones y menor coste de CO₂

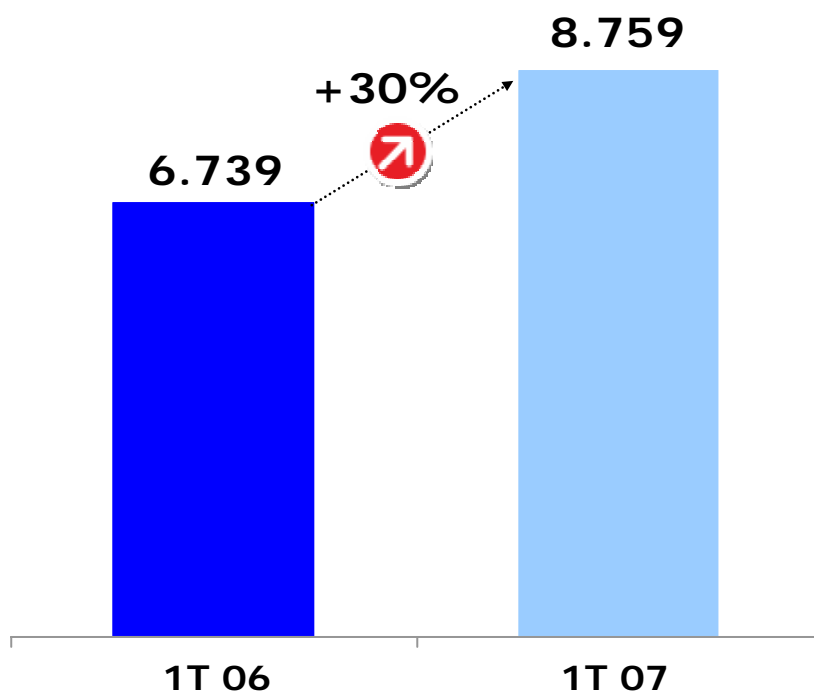


(1) Adicionalmente, la actualización por la caída de precios del valor de los derechos de CO₂ del déficit de 2006, que se encuentran en el balance hasta el mes de abril, ha tenido un impacto positivo en el EBITDA de 35 M€.

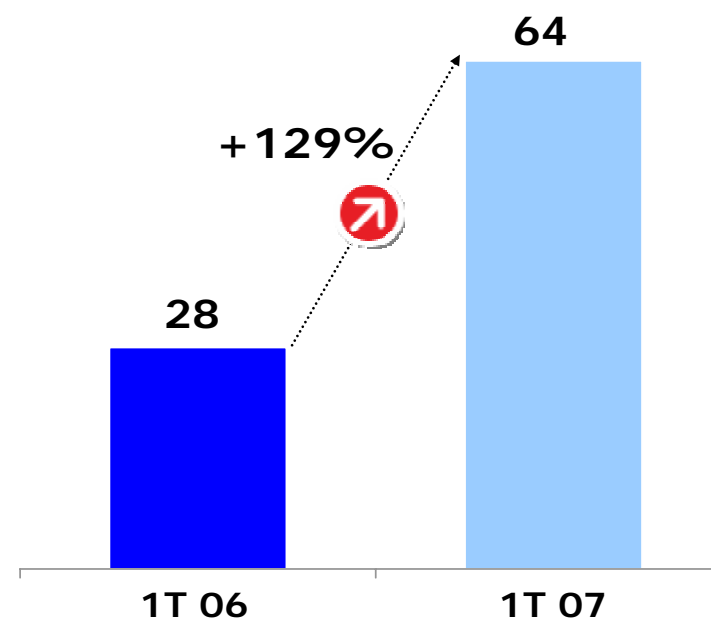
(2) Por ajuste a valor de mercado de los derechos consumidos en el 1T07, según normas NIIF, contabilizados en la línea de amortizaciones. Se ha realizado un ajuste adicional de 16,5 M€ en la línea de amortizaciones como consecuencia del menor valor de mercado de la cartera de derechos de CO₂ comprados y que todavía no han sido utilizados.

Aportación de márgenes del negocio de gas

Ventas de gas (GWh) ⁽¹⁾



Margen de contribución (M€)

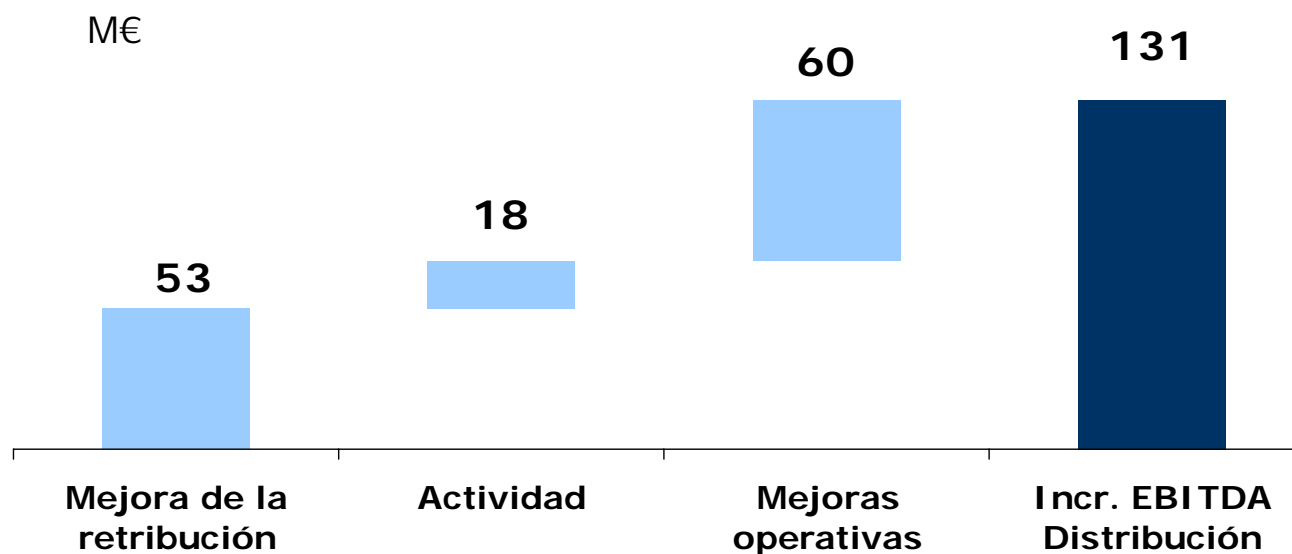


- Endesa alcanza una cuota del 13,1% en el mercado liberalizado de gas
- Constituye una sólida fuente de aportación de márgenes adicionales, completando la propuesta de valor a nuestros clientes

(1) Incluye mercado regulado y liberalizado. No incluye consumos de gas en generación. Ventas totales de gas 2007 (incluyendo empresas participadas): 9.013 GWh. +26,2% vs 2006

Distribución: fuerte crecimiento del EBITDA y de la calidad de suministro

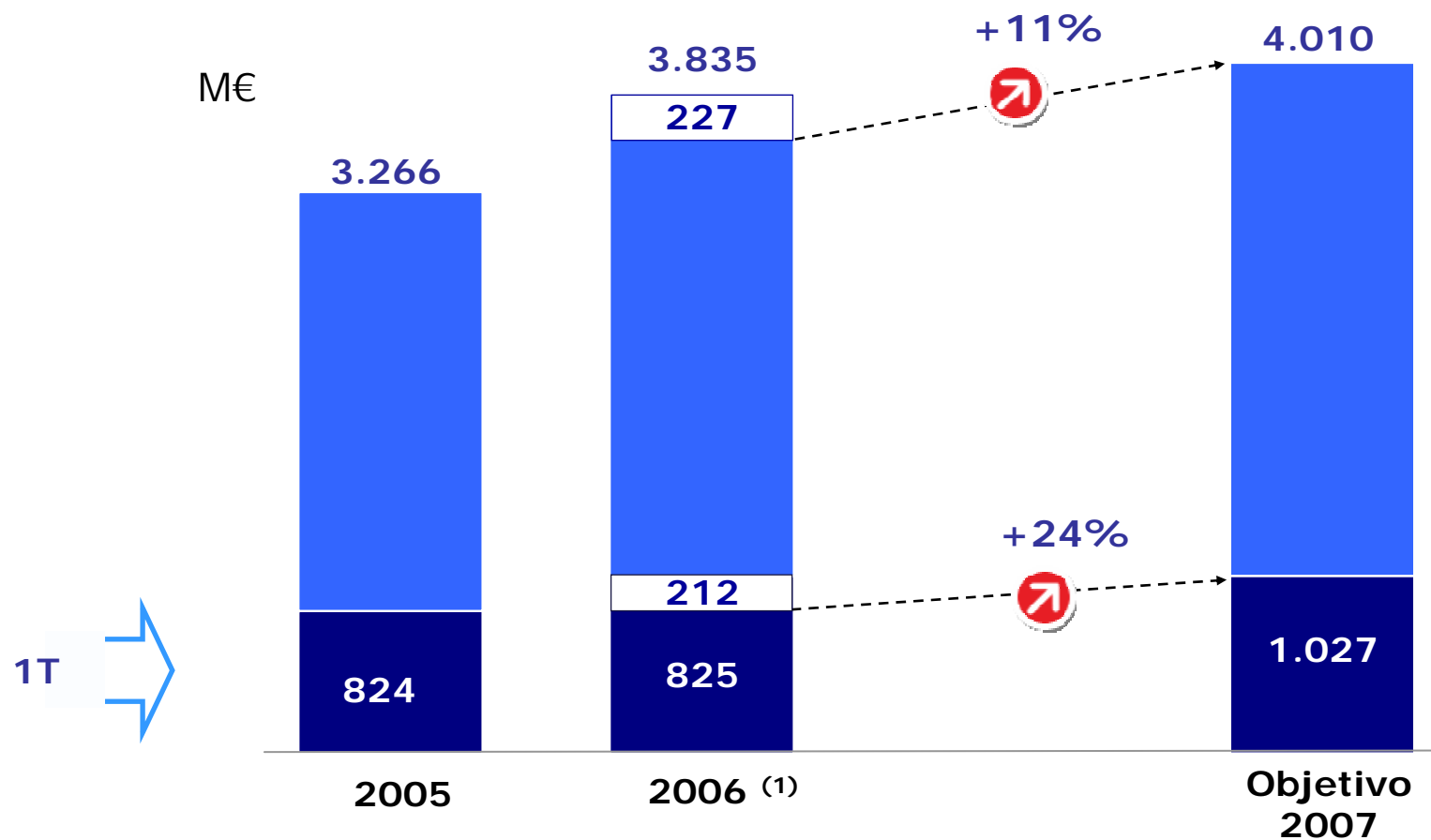
Incremento del EBITDA de Distribución



- Mejora de EBITDA de Distribución en gran medida por la mejora retributiva, menores pérdidas y optimización de costes fijos
- Continua mejora de la calidad: reducción del TIEPI del 37% en los últimos 12 meses

Resultados en línea con los objetivos 2007

EBITDA



(1) Eliminando el reconocimiento de ingresos por los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2005: 212 M€ en 1T06, y 227 en el año entero.

Resultados 1T 2007



Europa

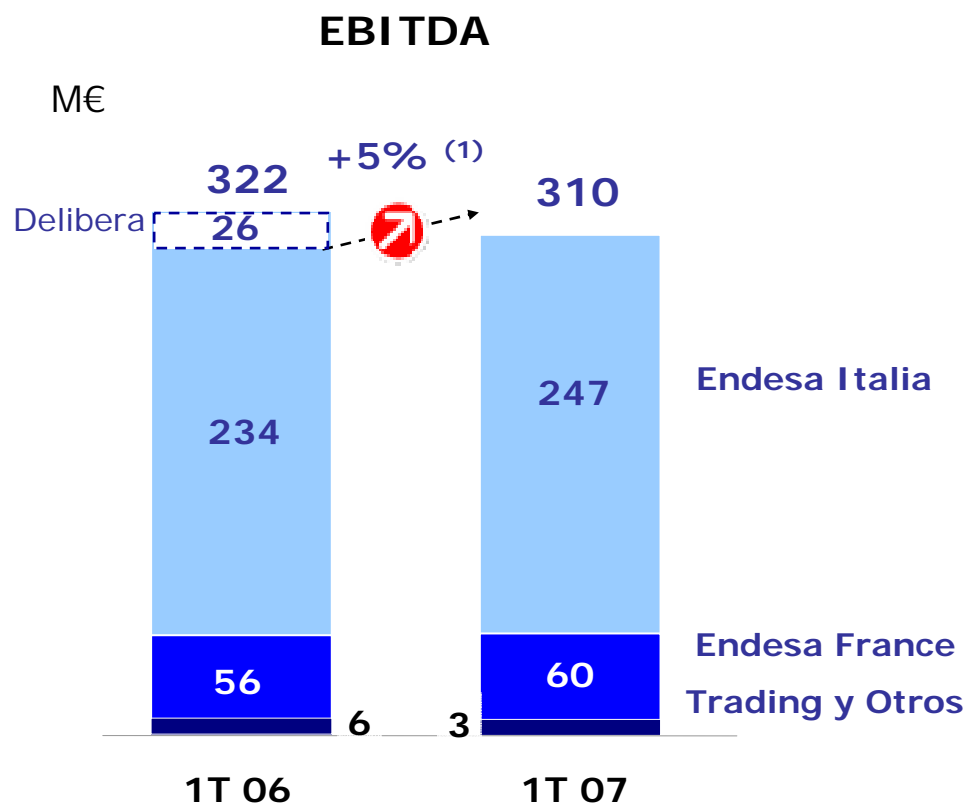


Sólido resultado en un entorno de mercado desfavorable

M€	1T 2006	1T 2007	Variación	Variación homogénea ⁽¹⁾
Ventas	1.165	1.029	-12%	
Margen de contribución	407	398	-2%	+4%
EBITDA	322	310	-4%	+5%
EBIT	257	224	-13%	-3%
Gastos financieros netos	-11	-18	+64%	+64%
Resultado neto	118	100	-15%	-4%

(1) Eliminando el efecto por Delibera en 1 T06: 26 M€ en el EBITDA y 14 M€ en el resultado neto

Incremento del EBITDA homogéneo en un entorno exigente



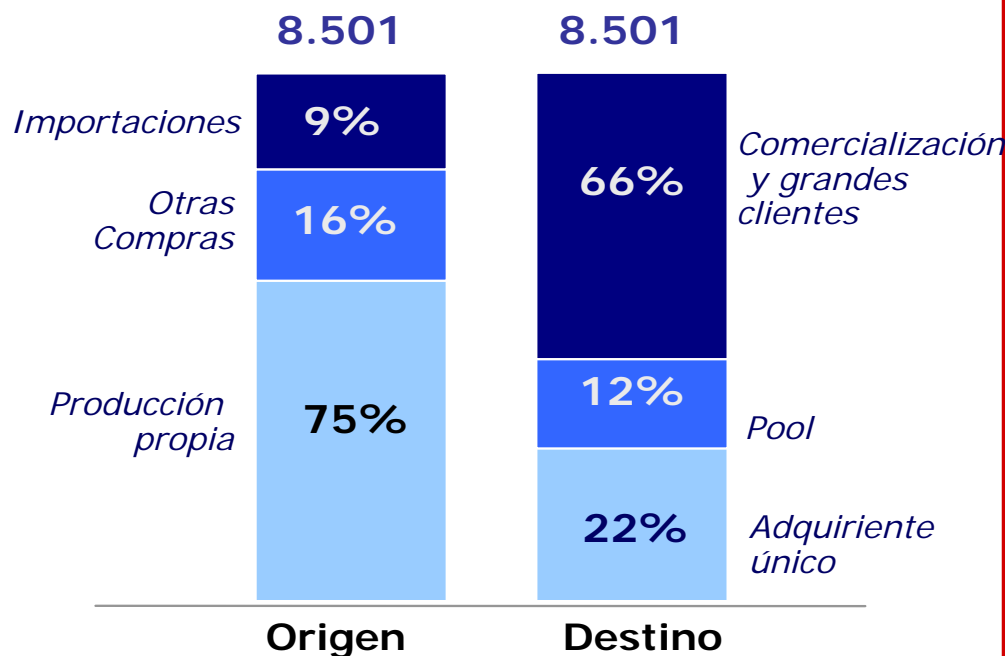
Claves del período

- Caída de la demanda por altas temperaturas
- Descenso de la actividad
- Incremento en márgenes a pesar de la caída del precio
- Avance en el plan de capacidad de renovables
- Gestión de la Energía: Extracción de valor adicional de la cartera de activos europeos
- Alianza estratégica en Grecia con el Grupo Mytilineos

(1) Eliminando el efecto por Delibera en 1 T06: 26 M€ en el EBITDA

Endesa Italia: Los mayores márgenes compensan la menor actividad

Origen y Destino de Ventas⁽¹⁾ (GWh)



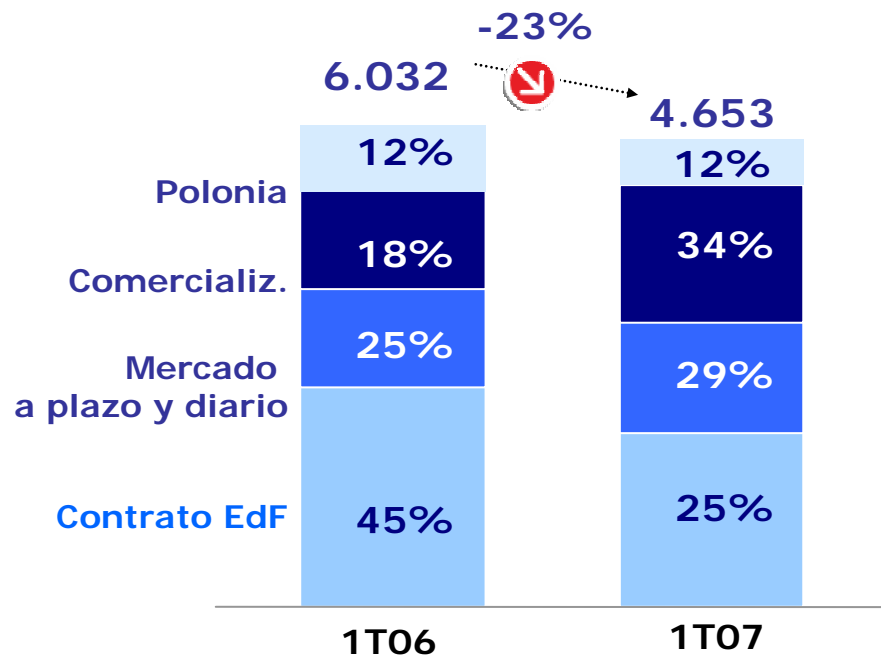
- **Descenso de la actividad:** Caída de la demanda del 2% (efecto temperatura), baja hidráulica y aumento de las importaciones
- **Incremento del margen unitario:**
 - Cobertura por Contratos Bilaterales y con el Adquiriente Único
 - Descenso de los precios del CO₂ y del Brent
 - Mayor autoabastecimiento de Certificados Verdes (48% vs. 21%) por Renovables y Biomasa
- **Avance en el plan de renovables**
- **EBITDA homogéneo ⁽²⁾: +6%**

(1) Incluye producción y compras de energía

(2) Eliminando el efecto por Delibera en 1 T06: 26 M€ en el EBITDA

Endesa France: Crecimiento de EBITDA en un entorno de precios muy bajos

Desglose de Ventas (GWh)



Margen unitario Francia	15,4 €/MWh	29%	19,8 €/MWh
-------------------------	------------	-----	------------

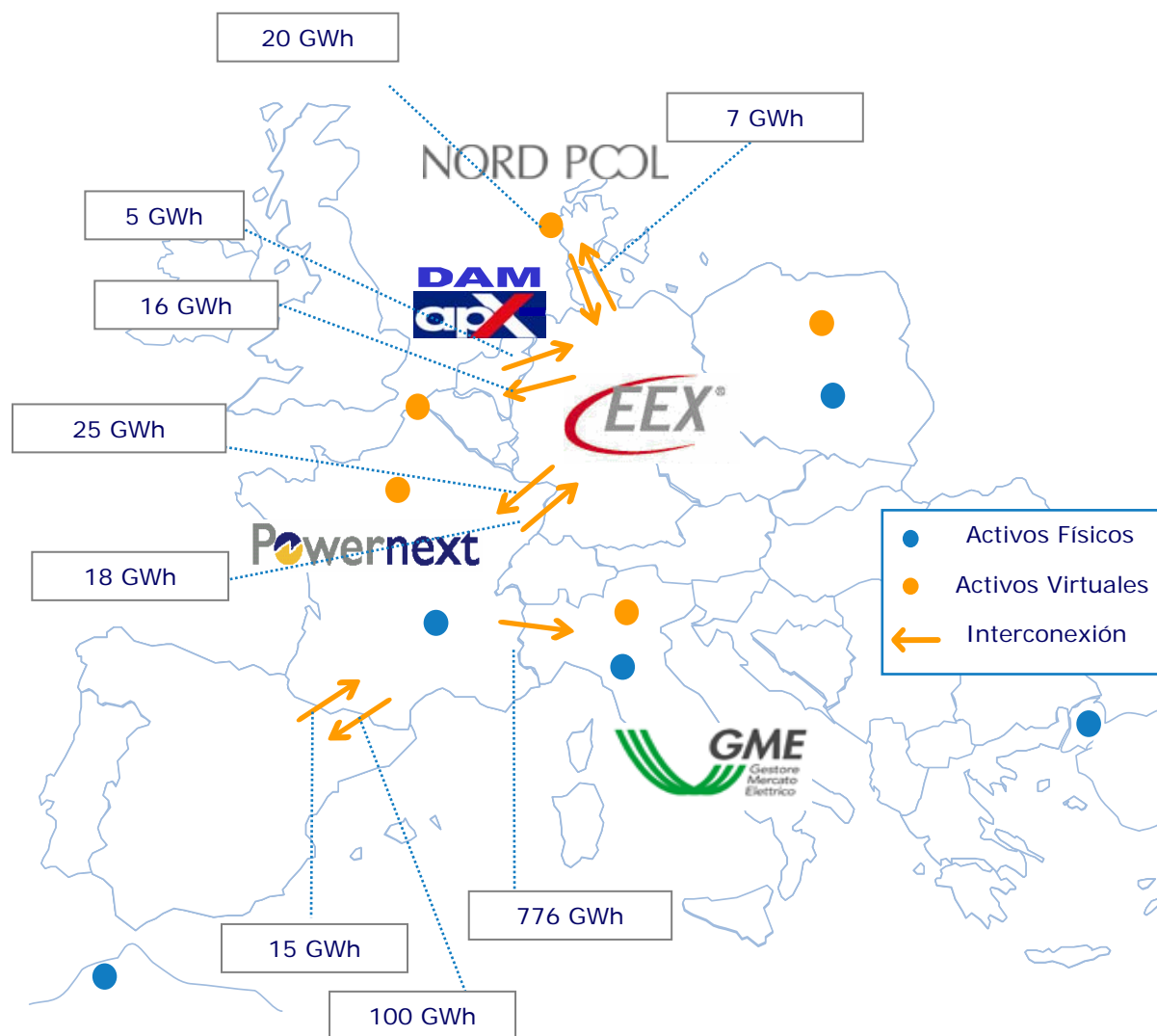
- **Descenso de la actividad:** Fuerte caída de la demanda (aprox. -8%) y caída de precios
- **Incremento del margen unitario:** Cobertura de la producción por Contrato con EDF y a plazo
- **Creciente aportación de las ventas no ligadas a EDF**
- **Reducción de los costes fijos: -8%**
- **Puesta en marcha del 1^{er} parque eólico:** Lehaucourt, 10 MW
- **EBITDA: +7%**

Gestión integrada de la cartera de activos

EBITDA Trading: 15 M€

Aportaciones adicionales:

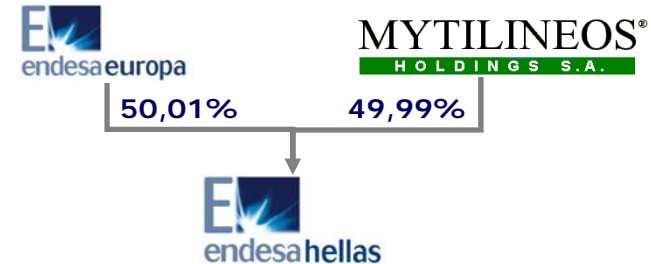
- Endesa Italia: 11 M€
- Endesa France: 5 M€



Grecia: alianza estratégica con el grupo Mytilineos

Uno de los mercados más atractivos de Europa

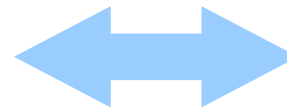
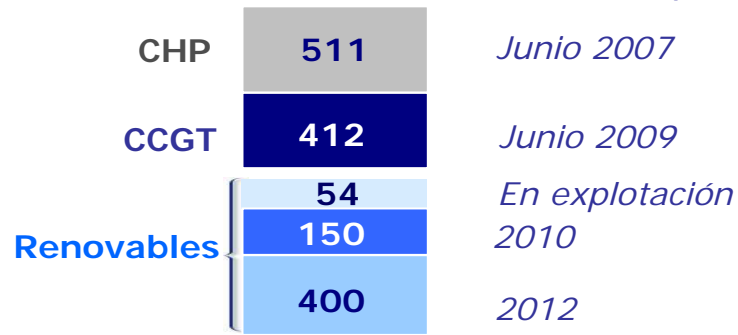
- Falta de Capacidad
- Precios Altos
- Barreras de Entrada



Endesa Hellas: Joint Venture con el Grupo Mytilineos

Activos (MW)

Fecha de Operación



Aportación de Endesa:

485 M€
+ Prima de Éxito
+ Ajuste de Precio

Total 600 M€ ~ TIR 10%

Adicionalmente, opción para CCGT y carbón

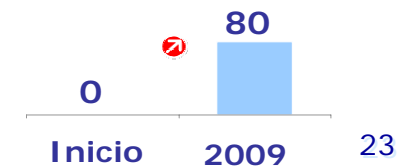
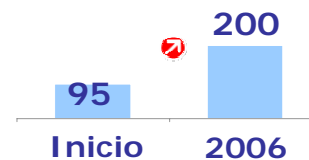
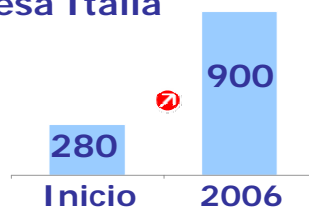
Repetición experiencia Italia y Francia. Cumplimiento objetivos 2009. EBITDA:

Endesa Italia

Endesa France

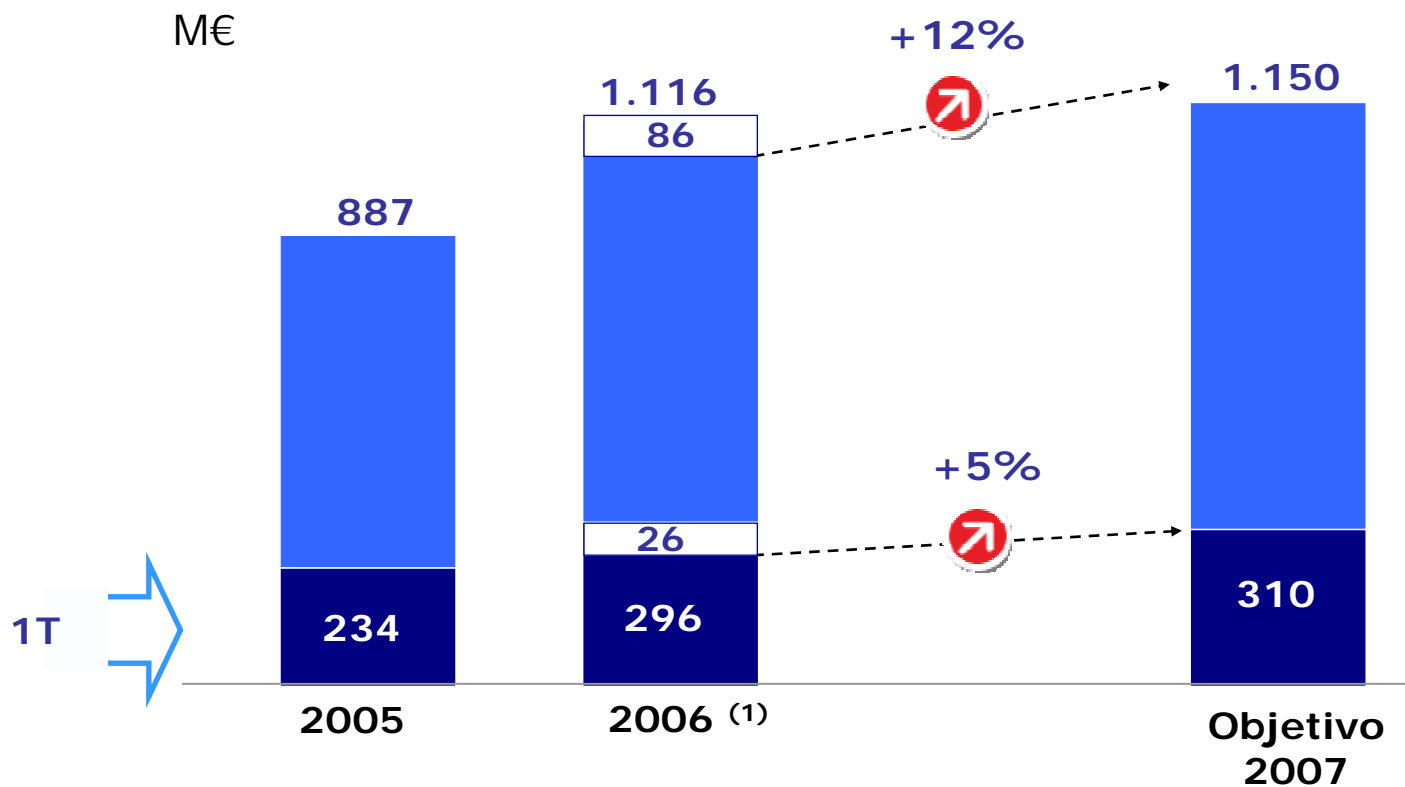
Endesa Hellas

M€



Resultados en línea con los objetivos 2007

EBITDA



(1) Eliminando el efecto no recurrentes por partidas regulatorias: 26 M€ en el 1T 06, y 86 M€ en año completo 2006

Resultados 1T 2007



Latinoamérica

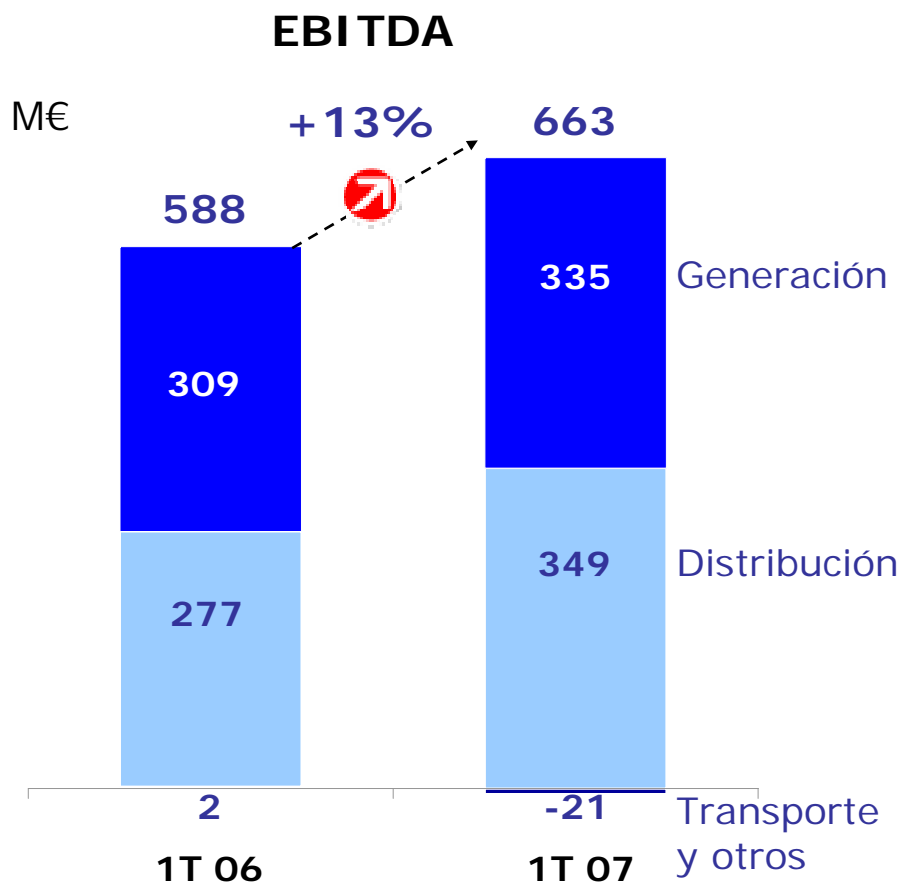


Fuerte crecimiento de los resultados operativos

M€	1T 2006	1T 2007	Variación	Variación homogénea ⁽¹⁾
Ventas	1.531	1.635	+7%	
Margen de contribución	800	907	+13%	
EBITDA	588	663	+13%	
EBIT	461	535	+16%	
Gastos financieros netos	-140	-144	+3%	
Resultado Neto antes de impuestos y minoritarios	341	394	+16%	
Resultado Neto	195	96	-51%	+2%

(1) Eliminando el efecto fiscal no recurrente por la fusión de Elesur con Chilectra en 1T 06 de 101 M€ en el resultado neto.

Fuerte crecimiento de los negocios

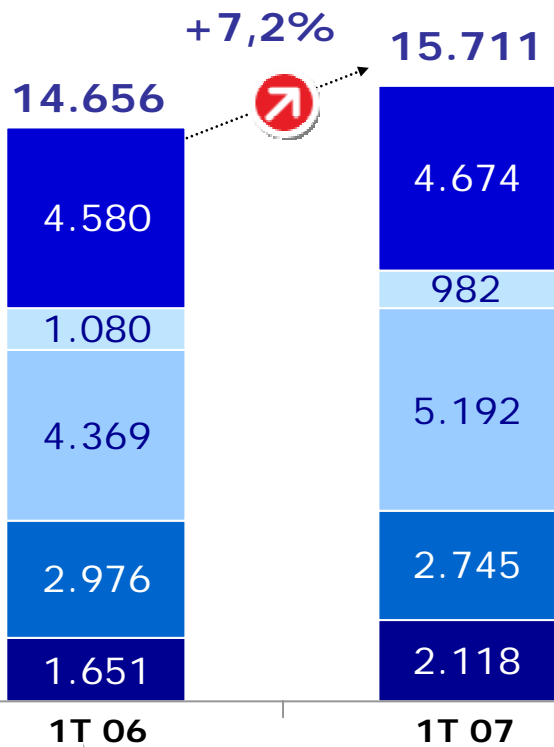


Claves del período

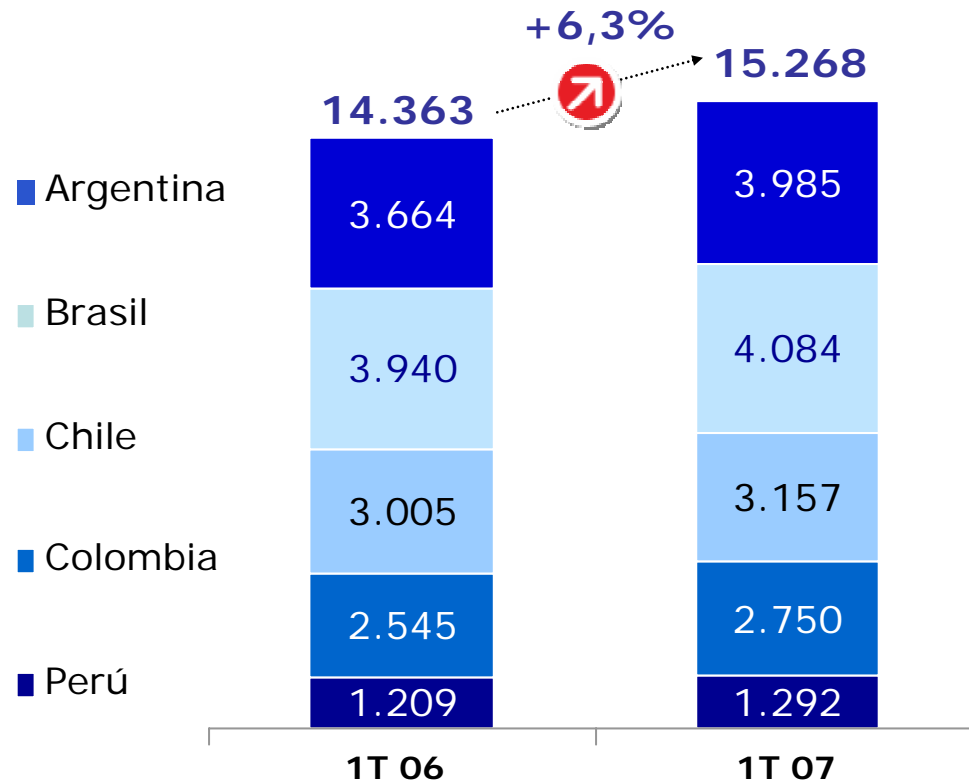
- Elevado crecimiento de la demanda en todos los países
- Importante crecimiento de producción y ventas
- Significativa mejora de márgenes de Generación y de Distribución
- Retornos de caja en línea con el Plan Estratégico

Importante crecimiento de producción y ventas

Generación (GWh)



Distribución (GWh)



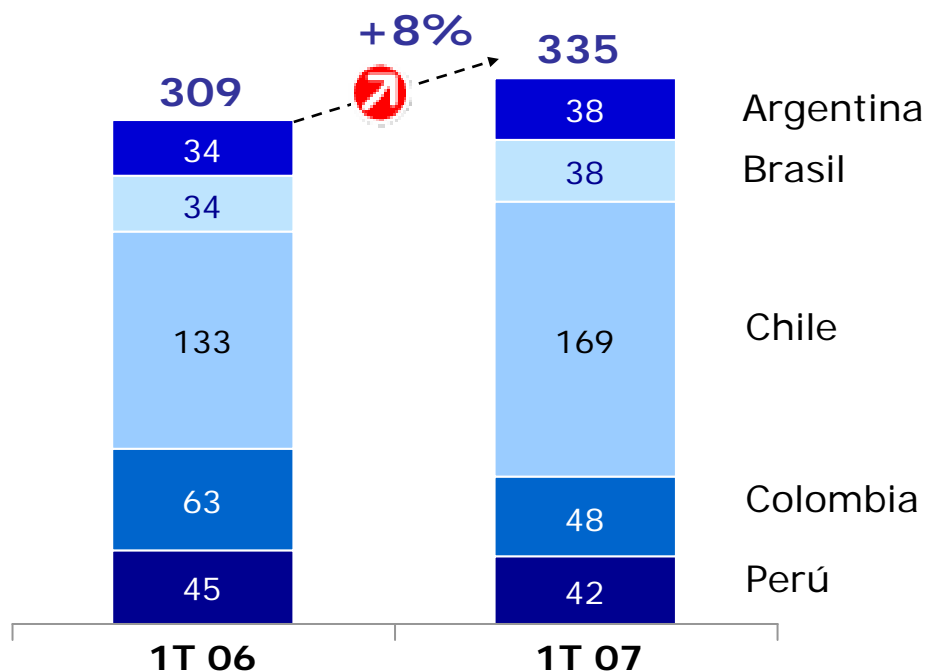
Plan Estratégico 2004-2009

+3,5% TACC

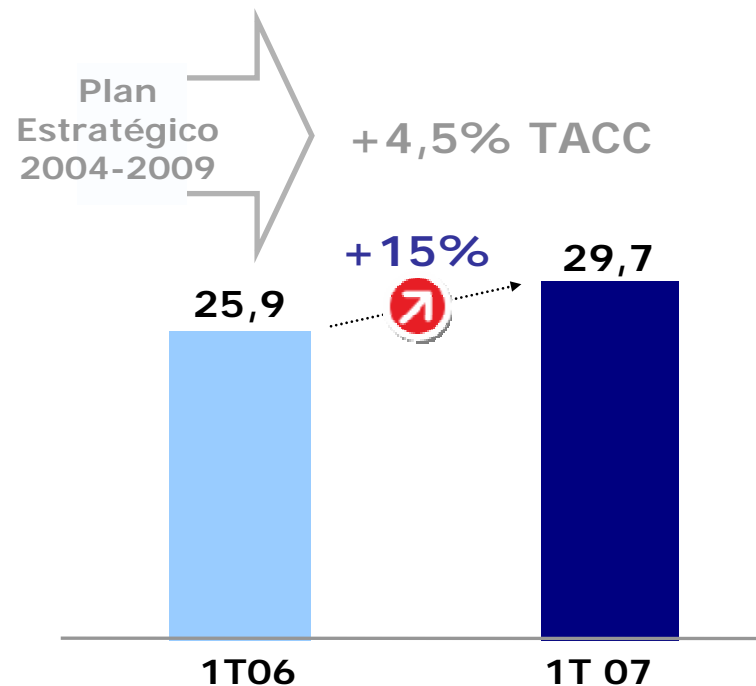
+5,0% TACC

Crecimiento del EBITDA en Generación, fundamentalmente por Chile

EBITDA Generación (M€)

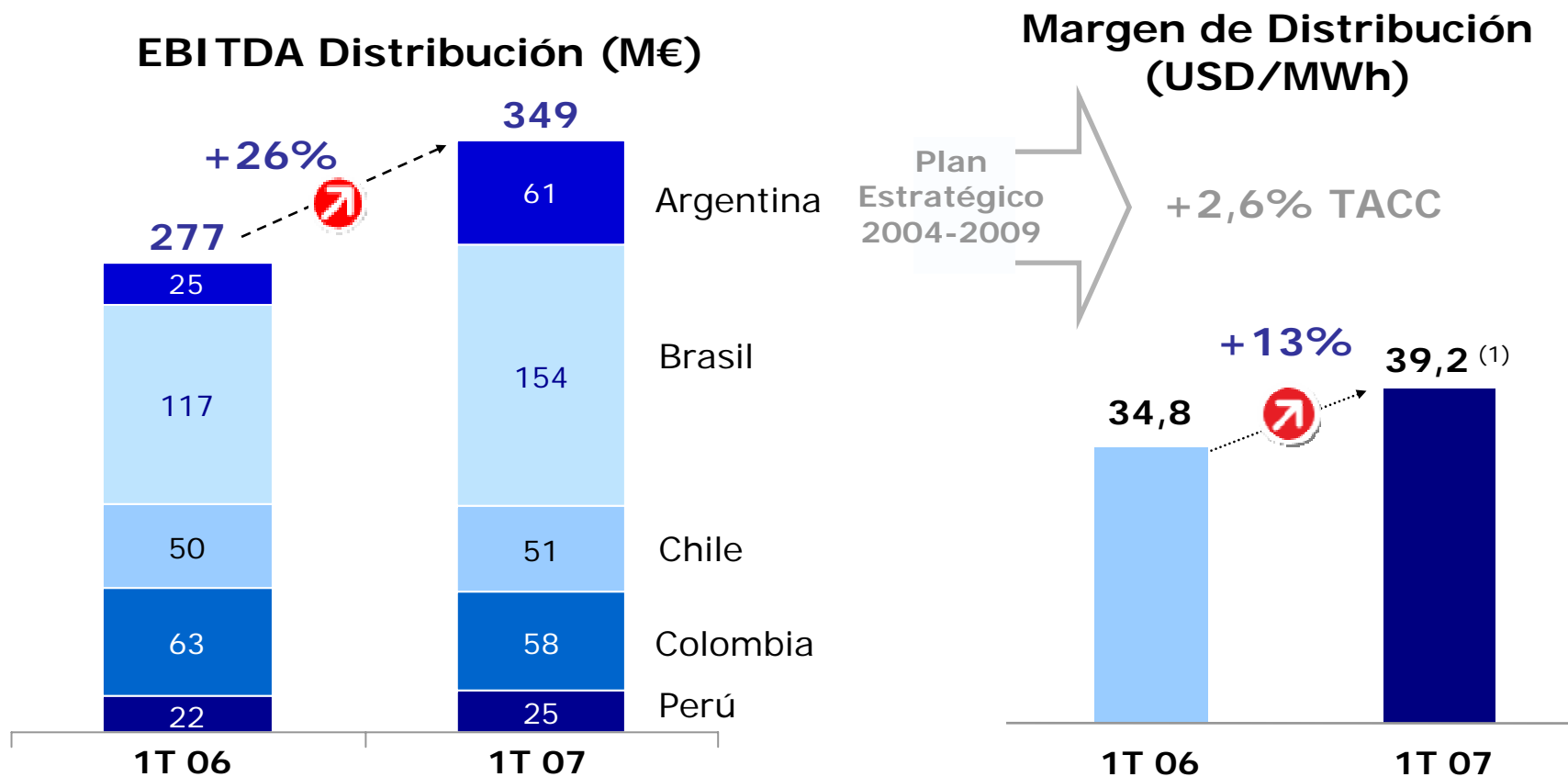


Margen de Generación (USD/MWh)



- **Importante aportación de Chile: alta hidraulicidad con elevados precios mayoristas**
- **Margen unitario de Generación superior al objetivo 2009 (23,8USD/MWh)**

Fuerte crecimiento del EBITDA en Distribución, especialmente en Argentina y Brasil



- Aplicación de nuevas tarifas en Argentina
- Mejores márgenes en Brasil por menores recargos del sector y reducción de pérdidas
- Margen unitario de Distribución superior al objetivo 2009 (29,5USD/MWh)

(1) No incluye efecto retroactivo del aumento de tarifas de Edesur (nov-05 a enero-07).

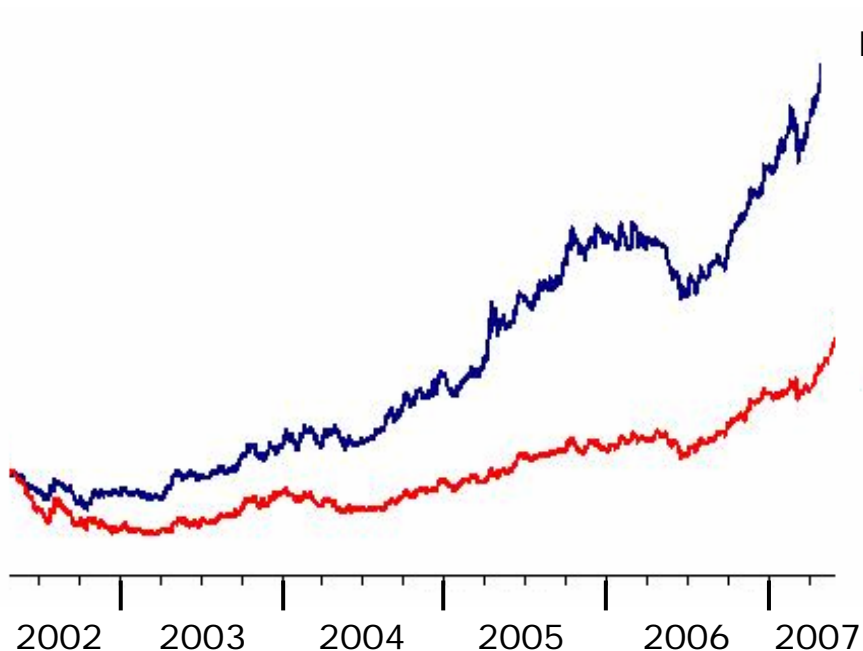
Retornos de caja en línea con el Plan Estratégico

Millones de USD	2005-06	1T07	Total
Dividendos e intereses	207	111	318
Reducciones de Capital y otros	327	7	334
Desinversiones	27		27
	561	118	679

- Alcanzado el 42% del objetivo del Plan Estratégico 2005-09: 1.600 MUSD
- Adicionalmente, aprox. 170 MUSD por dividendo de Enersis (mayo 2007)

Enersis y Endesa Chile, en máximos bursátiles

Evolución bursátil últimos 5 años



Endesa Chile
(ADR)

Revalorización bursátil

+417%

Capitalización bursátil (MUS\$)

13.140

Máximo histórico

Enersis
(ADR)

+110%

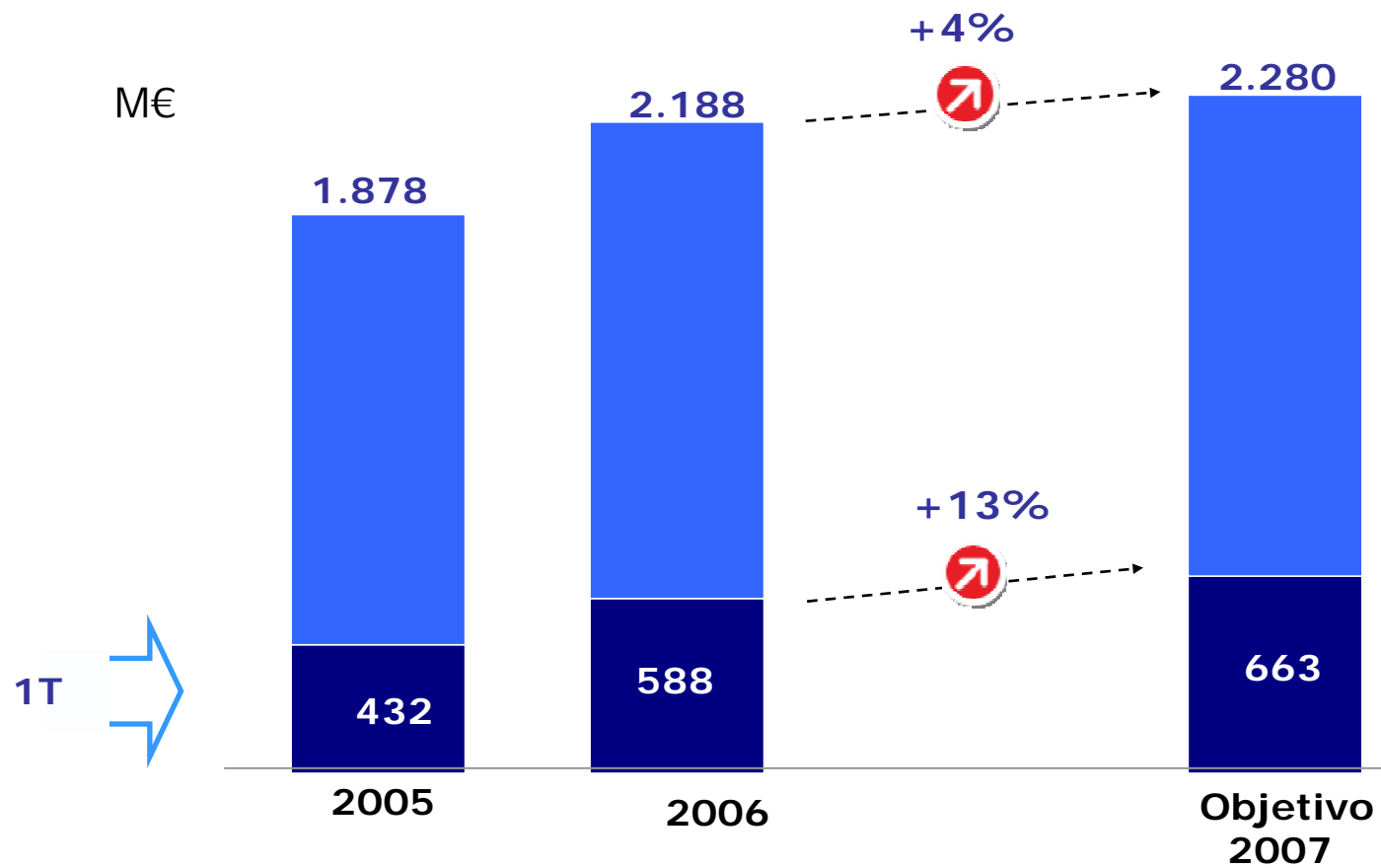
12.538

Máximo en 6 años

- La evolución bursátil demuestra la buena evolución y las favorables expectativas de las filiales latinoamericanas

Resultados en línea con los objetivos 2007

EBITDA



Resultados 1T 2007

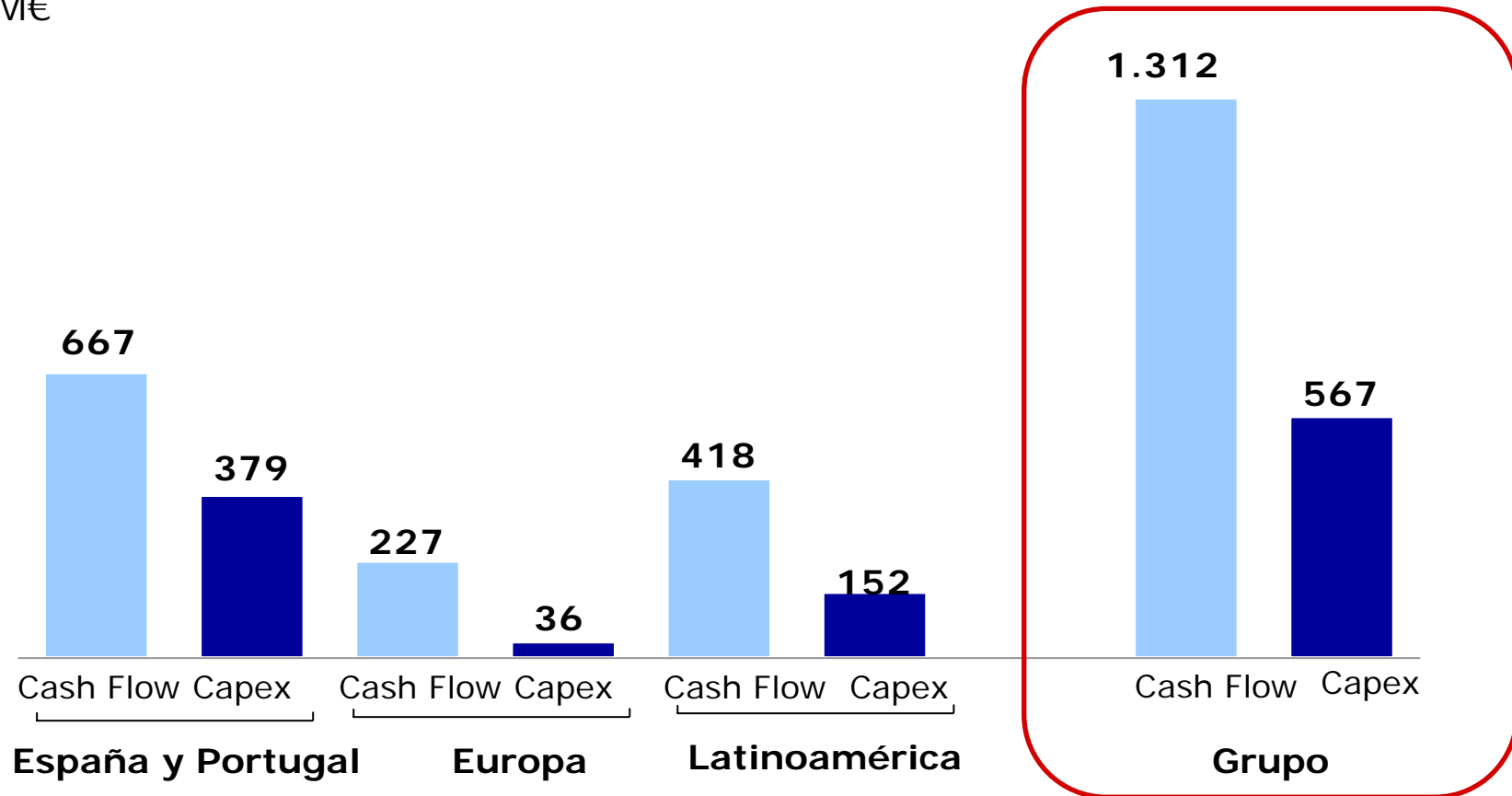


Análisis Financiero

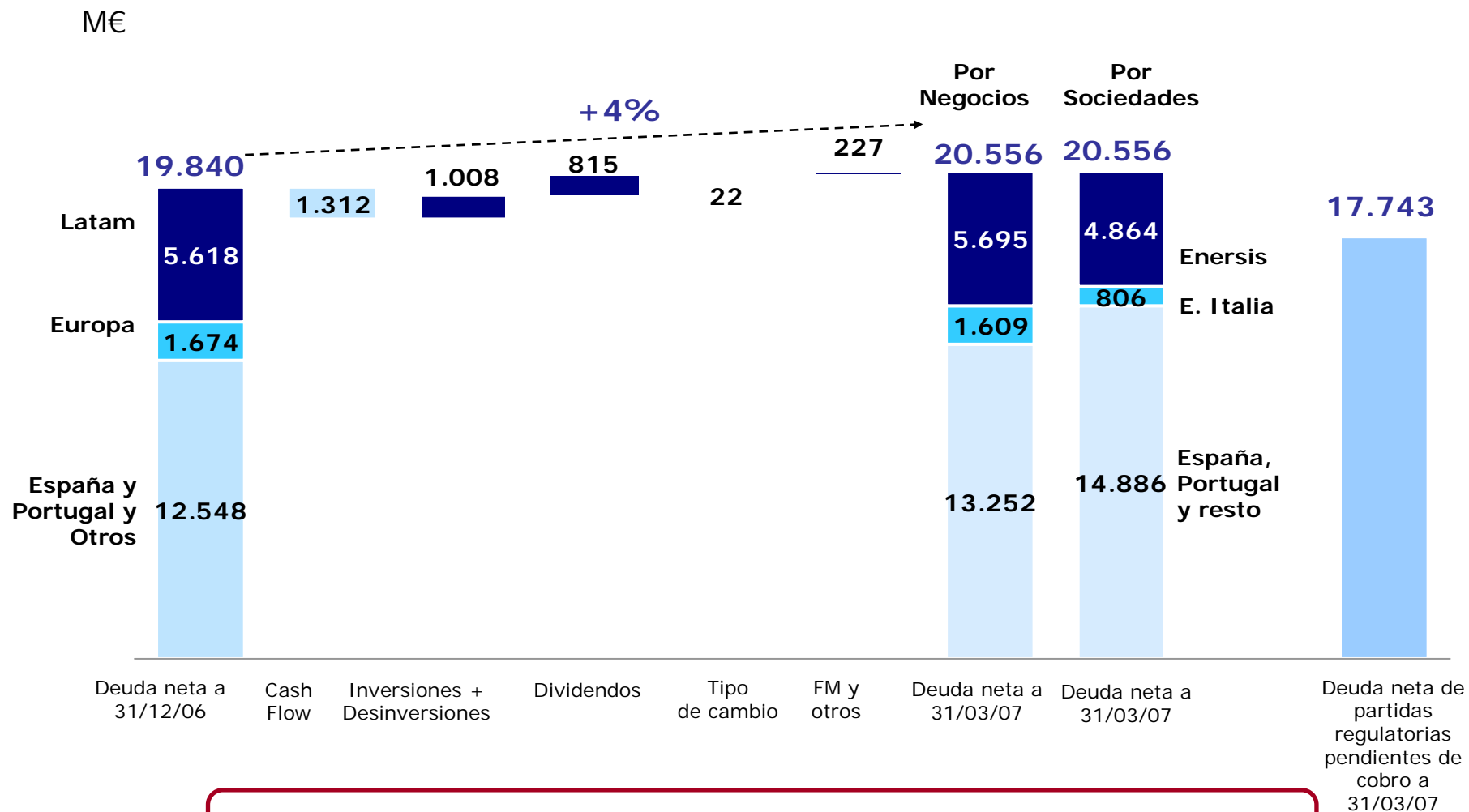


Cash Flow positivo

M€

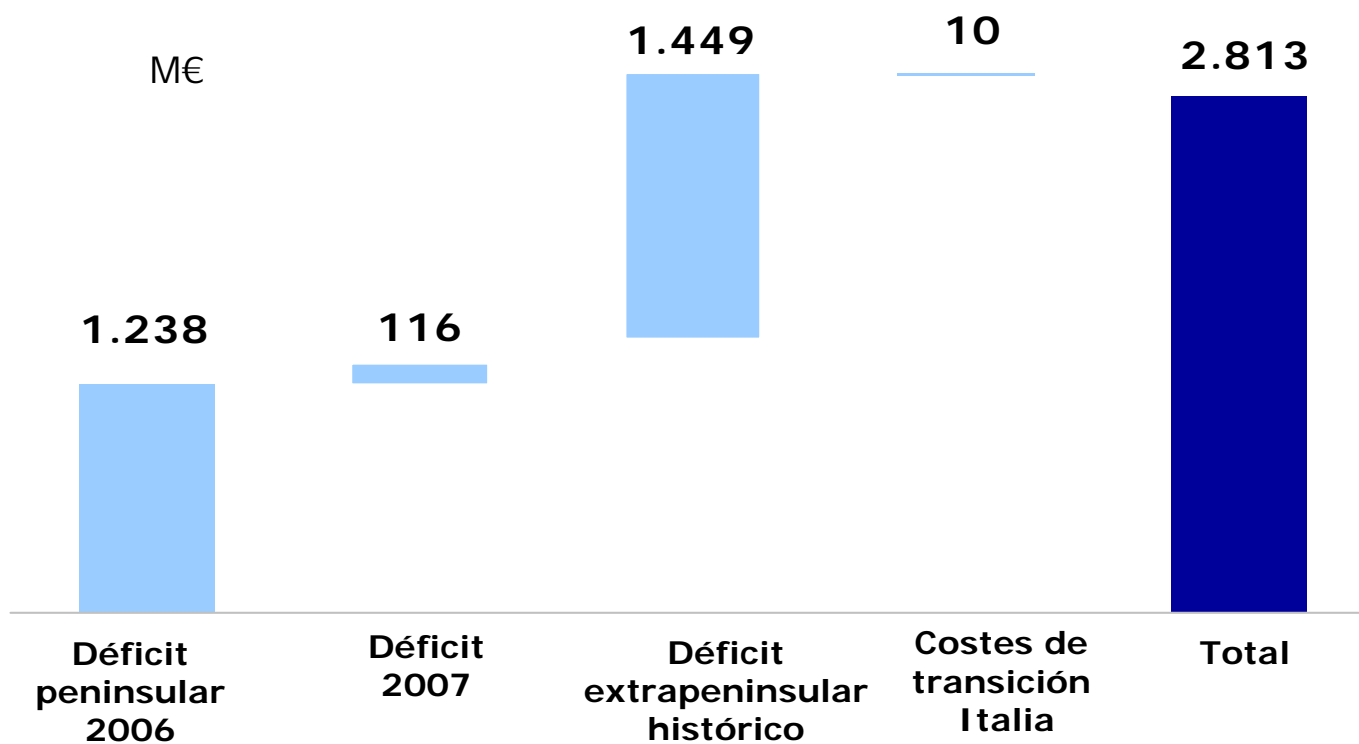


Evolución de la deuda



Deuda neta de partidas regulatorias: 17.743 M€

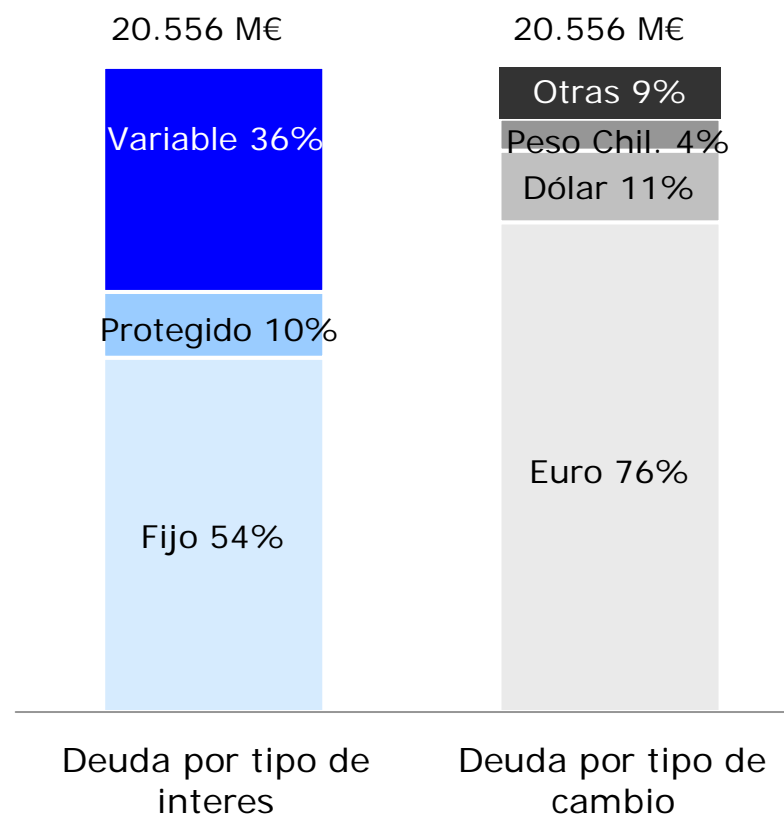
Partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro



Favorable estructura de la deuda en un entorno de tipos crecientes

- **Estructura de la deuda:**
 - Deuda a tipo fijo o protegido: 64%
 - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda: 5,63%:**
 - Endesa sin Enersis: 4,36%
 - Enersis: 9,25%
- **Vida media de la deuda: 5,1 años**
- **Liquidez de Endesa:**
 - Endesa sin Enersis: 6.245 M€
 - Enersis: 1.295 M€

Estructura de la deuda



Conclusiones

- **Sólidos resultados en un entorno exigente**
- **Cartera de negocios diversificada en mercados de gran atractivo**
- **Perspectivas de resultados en línea con los objetivos establecidos**
- **Gestión activa de los negocios: crecimiento, eficiencia e inversiones**
- **Equipo humano experimentado y comprometido**

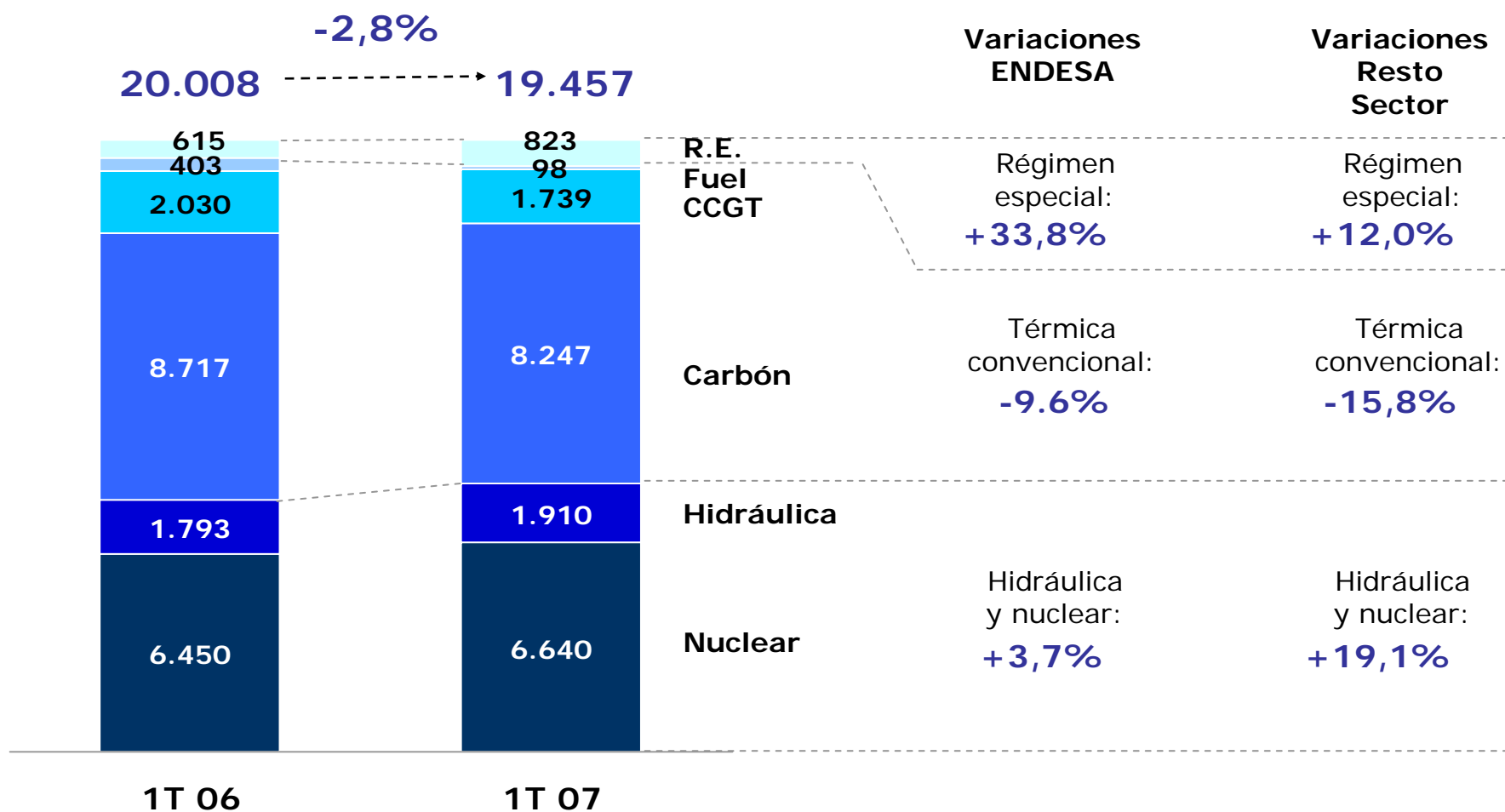


Back Up



Evolución de la generación en España y Portugal

Generación peninsular Endesa (GWh)

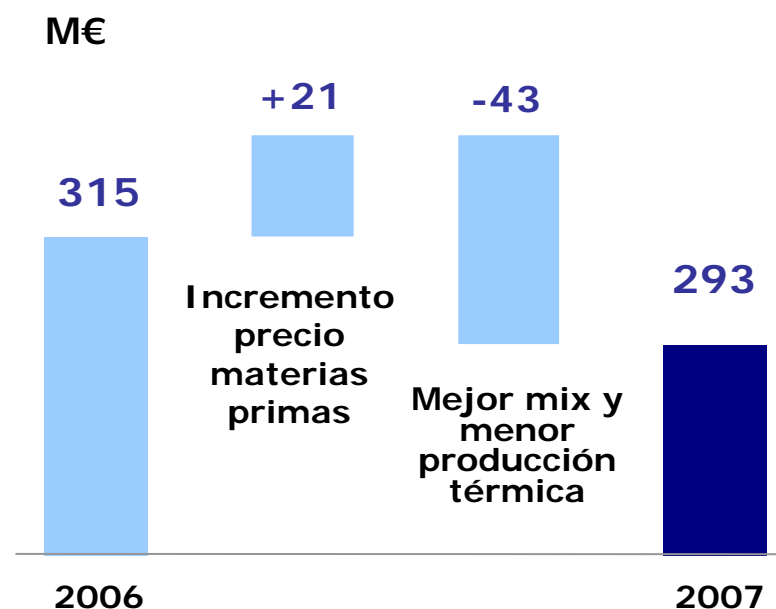


Coste de combustible peninsular competitivo

Desglose de coste unitario del combustible peninsular

€/MWh	1T06	1T07	Increment.
CCGT ⁽¹⁾	36,8	37,7	2,3%
Carbón nacional ⁽²⁾	21,5	22,8	5,9%
Carbón importado	19,1	18,9	-1,3%
Fuel	69,0	154,7	124%
Media térmica convencional	26,3	26,7	1,5%
Media total	16,2	15,7	-3,1%

Desglose de los efectos en el coste de combustible



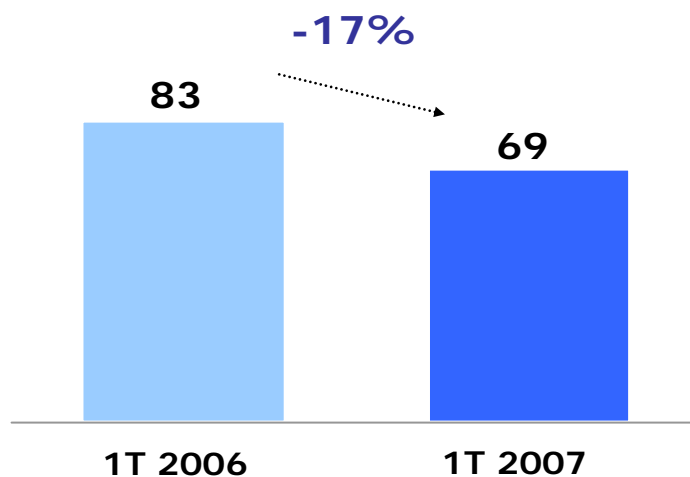
Moderación en la evolución del coste de combustible favorecido por la mayor producción hidráulica y nuclear

(1) 32,7 €/MWh en 2007 y 32,9 en 2006 sin incluir ATR.

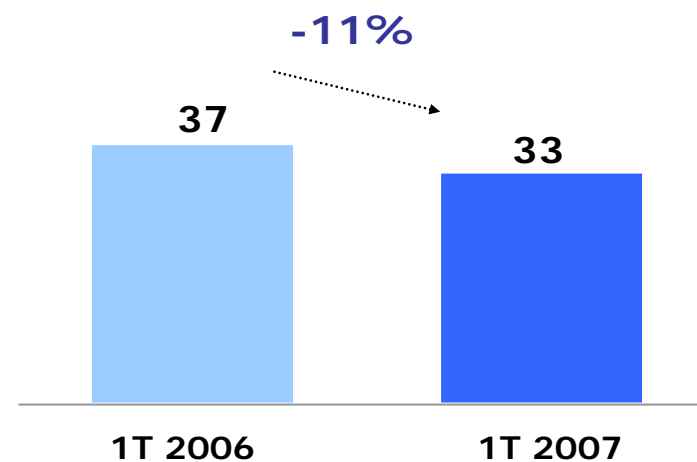
(2) Neto de primas de carbón. El coste bruto ha sido de 25,1 €/MWh en 2007 y 22,8 €/MWh en 2006. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

El régimen especial se ha visto fuertemente afectado por la caída de los precios del pool

Ventas (M€)



EBIT (M€)



Producción ⁽¹⁾	615 GWh	+34%	823 GWh
Precio de venta régimen especial	101,1 €/MWh	-19%	81,7 €/MWh

(1) Producción contable (es la que se corresponde con las ventas contabilizadas)

Régimen especial: Magnitudes operativas

	MW	1T 2006			1T 2007		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
Total		1.385	1.047	2.171	1.589	1.286	2.381
Potencia instalada	Cogeneración	246	34	533	211	39	452
	Eólica	919	826	1.280	1.136	1.038	1.549
	Minihidráulica	174	165	218	196	187	240
	Otras	46	22	140	46	22	140
	GWh	1T 2006			1T 2007		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
Total		938	615	1.568	1.057	823	1.676
Pro- ducción	Cogeneración	262	30	604	159	34	393
	Eólica	521	453	722	723	639	996
	Minihidráulica	124	121	129	121	117	130
	Otras	31	11	113	54	33	157

Evolución positiva del marco regulatorio

Desarrollos previstos

Tarifa

- Actualización trimestral de tarifas
- Desaparece la tarifa para consumidores de alta tensión en 2010

Mercado mayorista

- Resolución aplicación RDL 3/2006 al ejercicio 2006
- Subastas de capacidad virtual: hasta 1.000 MW por ofertante, gradualmente
- Subastas de energía para distribuidoras
- Introducción de esquemas de interrumpibilidad en tarifas de acceso para GG.CC. Promoción de su salida a mercado liberalizado
- Revisión de la metodología de retribución de garantía de potencia
- Integración OMIP y OMIE

Actividades reguladas

- Distribución: evolución de la remuneración en los próximos años
- Régimen Especial: nuevo RD pendiente

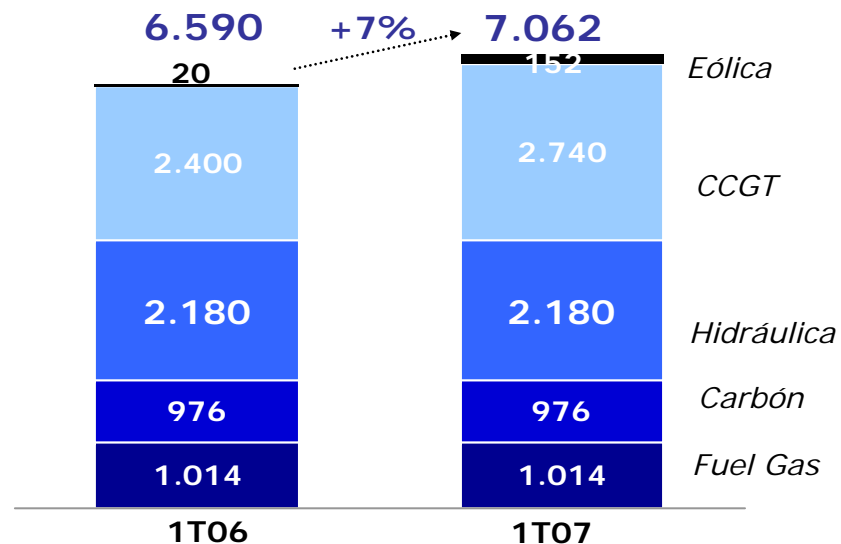
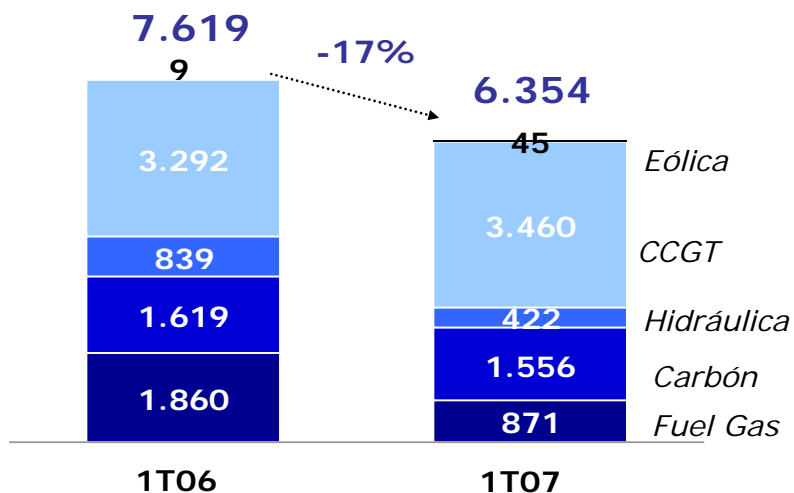
Avance hacia la plena liberalización y al reconocimiento del precio de mercado

Producción y capacidad instalada

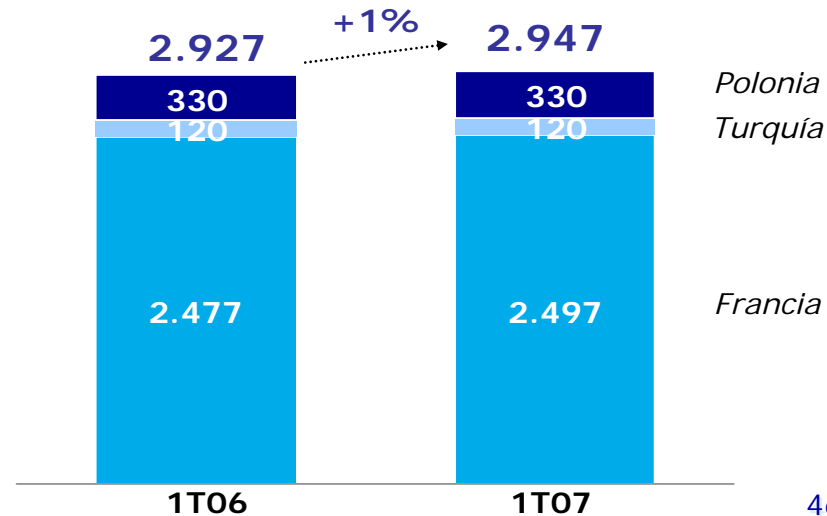
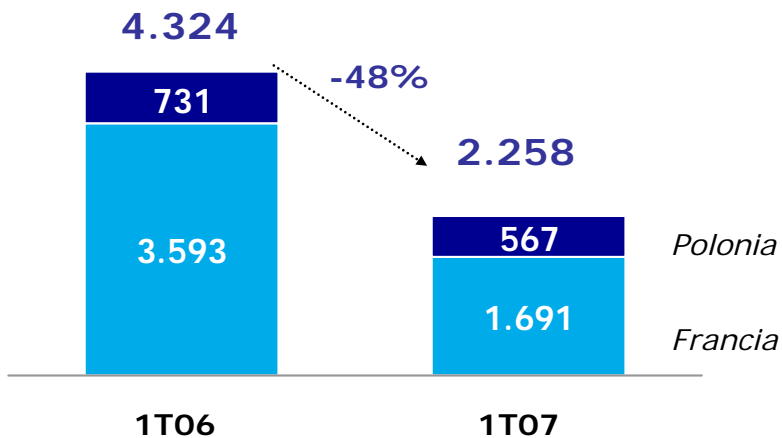
Producción (GWh)

Capacidad Instalada (MW)

Italia



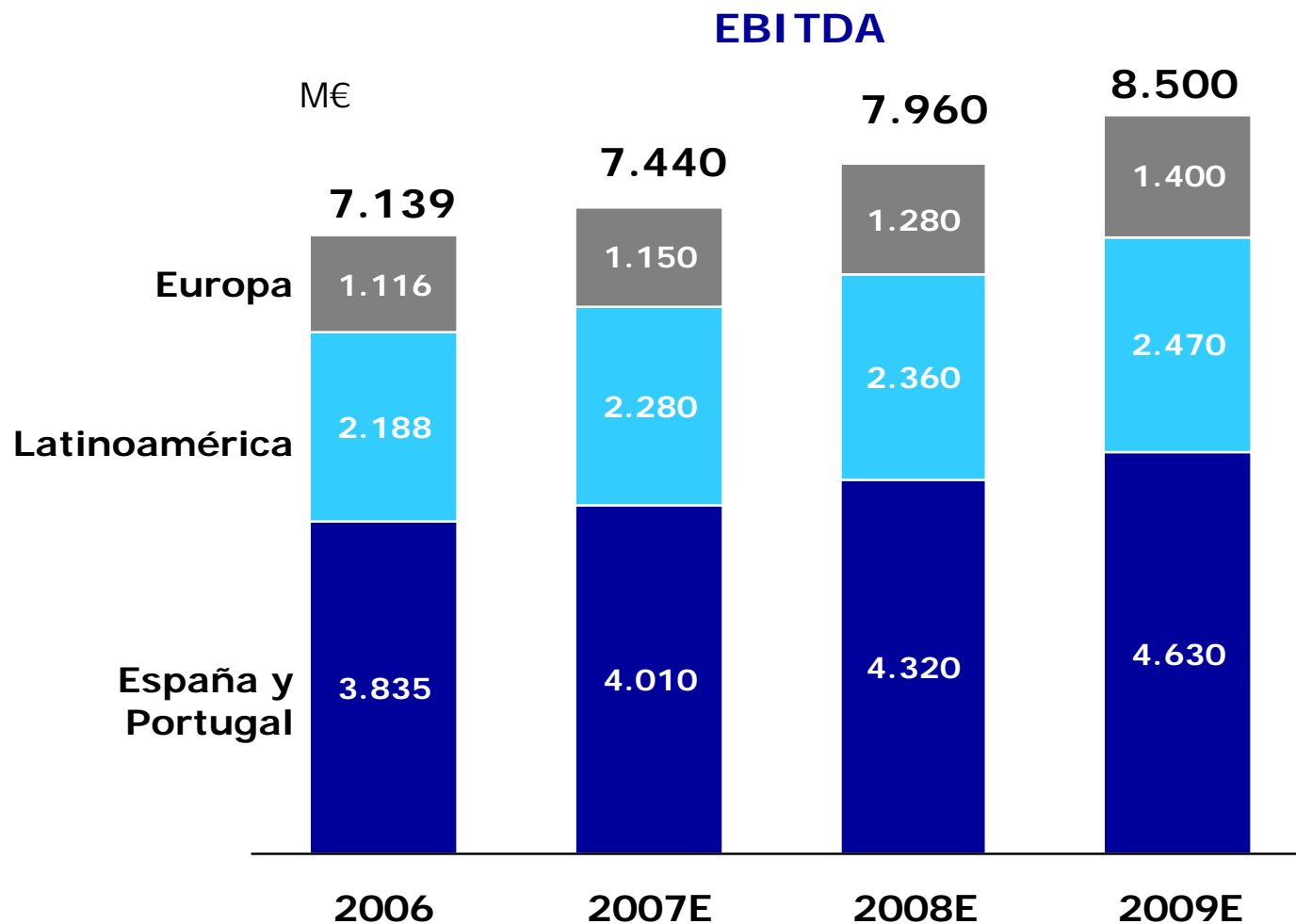
E. France



Avances en la optimización de la estructura societaria

Creación Holding brasileño		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizada Octubre 2005 ▪ Entrada IFC (2,7%) en Endesa Brasil
Fusión de Chilectra y Elesur		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizada Marzo 2006
Fusión Etevensa y Edegel		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizada Junio 2006
Fusión Emgesa y Betania	Culminación en 2007	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobada fusión por respectivos Directorios en 2006 <div style="border: 2px solid red; border-radius: 15px; padding: 10px; margin-top: 10px;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mix de generación más equilibrado: menor volatilidad a la hidraulicidad ▪ Mejor estructura financiera </div>

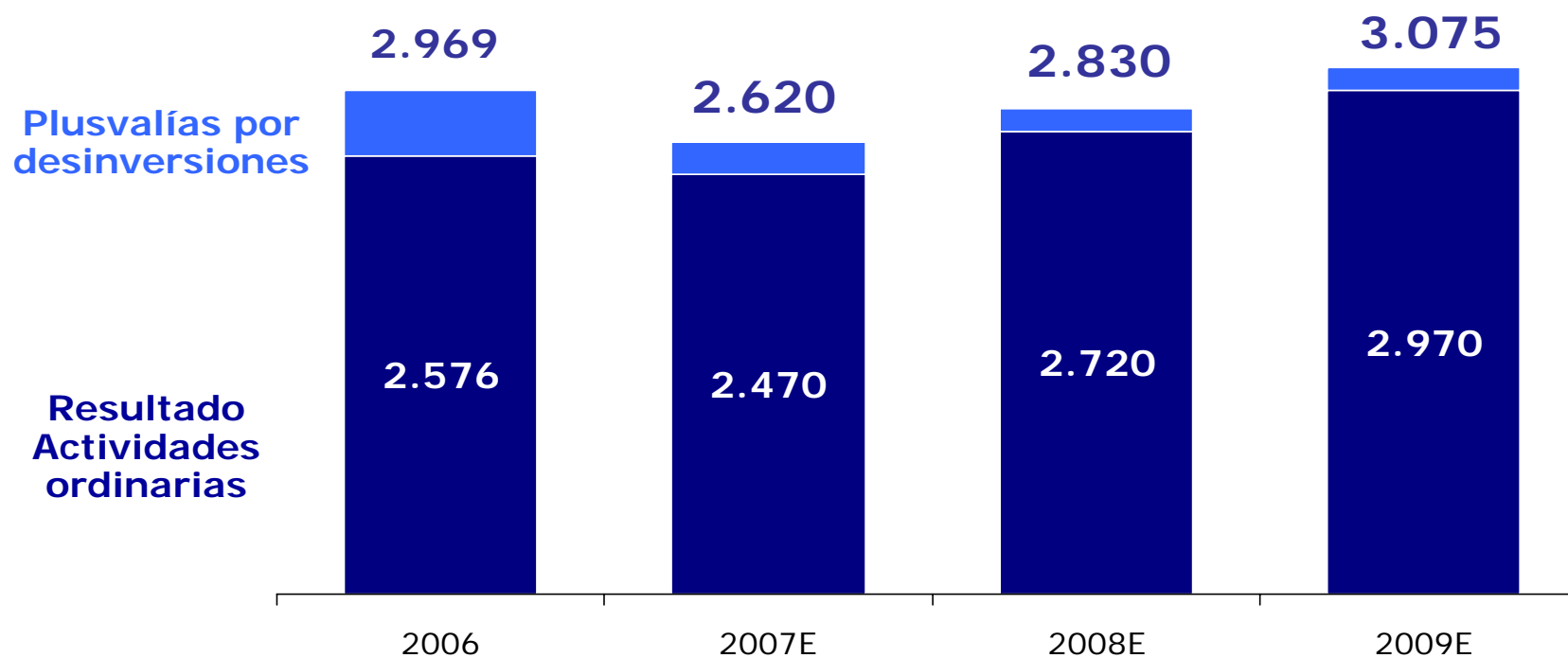
Detalle del crecimiento de los objetivos de EBITDA 2006-09 por negocios



Crecimiento de los objetivos de resultado neto

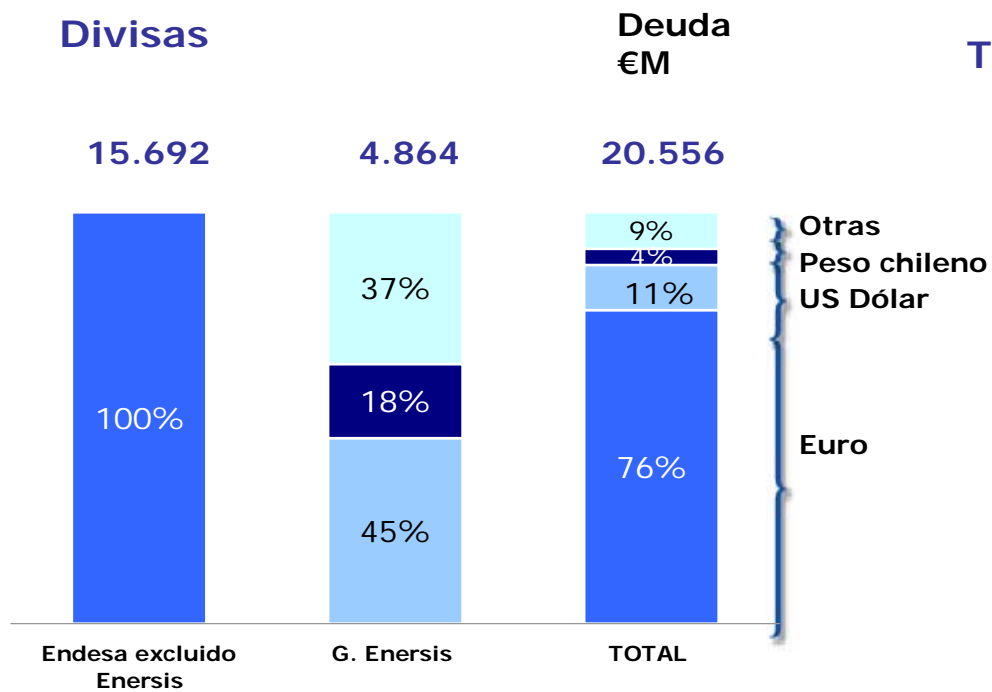
M€

Resultado neto

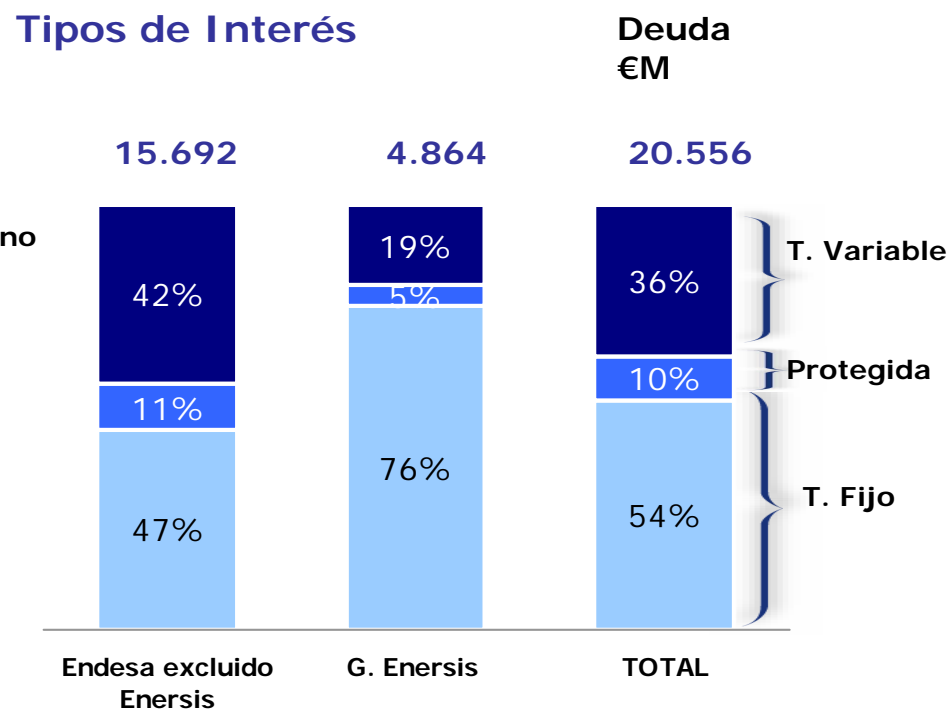


Estructura de la deuda acorde a las necesidades y el riesgo del negocio

Cobertura del riesgo de divisas



Cobertura del riesgo por tipos de interés

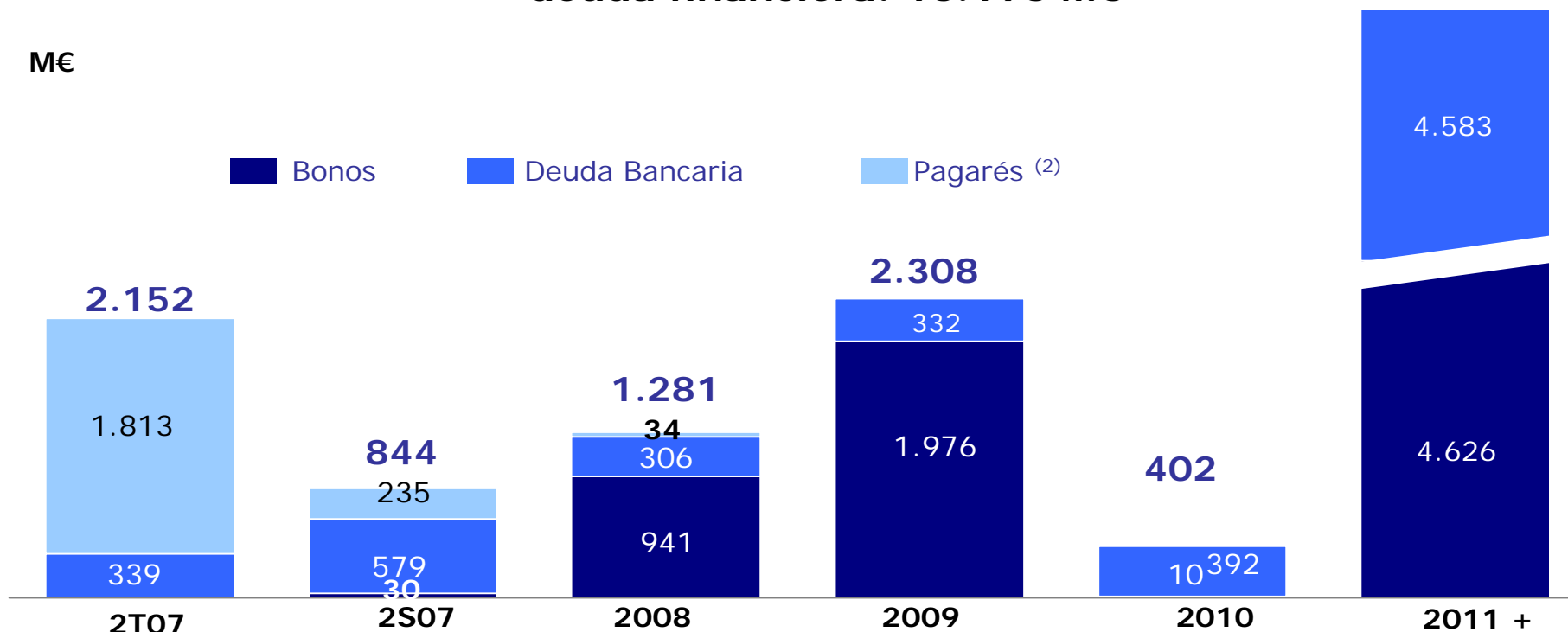


- El riesgo por tipo de cambio está limitado por la estrategia de denominar la deuda en la divisa en que se generan los flujos de caja
- El alto porcentaje de cobertura de los tipos de interés reduce la volatilidad del gasto financiero

Vencimiento de la deuda de Endesa excluido Enersis

Saldo de los vencimientos del principal de la deuda financiera: 16.196 M€ ⁽¹⁾

M€



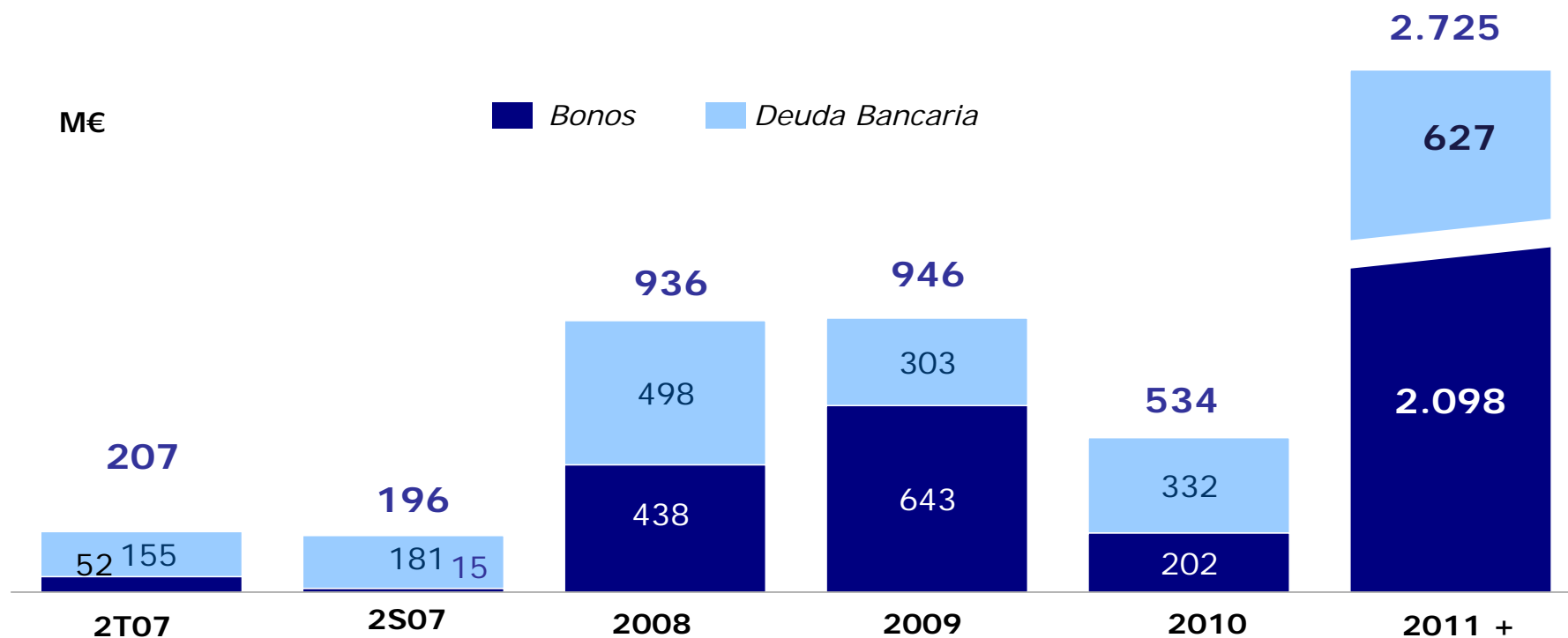
La liquidez en Endesa excluido Enersis es de 6.245 M€ (349 M€ de caja y 5.896 M€ de líneas de crédito disponibles) y cubre los vencimientos de los próximos 17 meses

(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: 5.544 M€ ⁽¹⁾



La liquidez de Enersis es de 1.295 M€ (760M€ de caja y 535 M€ de créditos sindicados disponibles) y cubre los vencimientos de los próximos 19 meses

(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.

Este documento ha sido puesto a disposición de los accionistas de Endesa. En relación con la anunciada oferta conjunta de ENEL SpA y Acciona, S.A., se ruega a los accionistas que lean el Informe que se elaborará al respecto por el Consejo de Administración de Endesa cuando sea registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), así como el Solicitation/Recommendation Statement del Formulario 14D-9 cuando sea registrado por Endesa en la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) ya que contendrán información importante. Estos documentos y otros registros públicos registrados periódicamente por Endesa en la CNMV o en la SEC estarán disponibles de manera gratuita en el website de Endesa (www.endesa.es), en el de la CNMV (www.cnmv.es), en el de la SEC (www.sec.gov) y en las oficinas de la sede social de Endesa en Madrid (España).

Esta presentación contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (“forward-looking statements”) sobre estadísticas y resultados financieros y operativos y otros futuribles. 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 (resultado bruto de explotación en la cuenta de resultados consolidada de Endesa) para el período 2007-2009 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 de 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.

Para estas afirmaciones, 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”.

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 lo 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 efecto de las 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 y recalificaciones precisas para los activos inmobiliarios. 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 los 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 de 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 registrado en la SEC y del vigente Documento Registro de Acciones de Endesa registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (“CNMV”).

Endesa no puede garantizar 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 excepto que otra cosa sea requerida por ley.



Resultados 1T 2007



4 de mayo de 2007