



Resultados 9 Meses 2006
Endesa vale más



25 de octubre de 2006

- **Excelentes resultados en todas las líneas de negocio**
- **Dividendo a cuenta en línea con el fuerte crecimiento de resultados**
- **Cumplimiento de los objetivos por encima de la senda comprometida**
- **Cartera de proyectos que garantiza el crecimiento futuro**

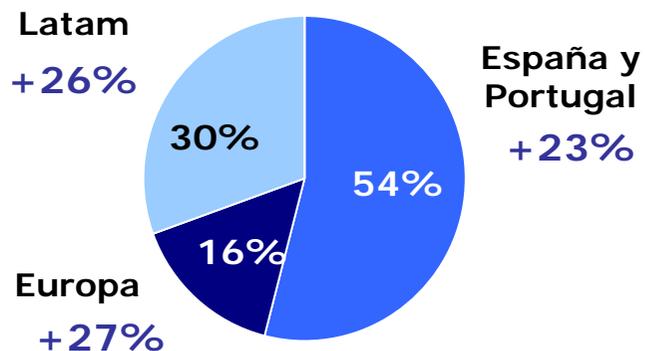
Excelentes resultados en 9M 2006

M€	9M 2005	9M 2006	Variación
Ventas	12.643	14.847	+17% 
Margen de contribución	6.498	7.819	+20% 
EBITDA	4.399	5.479	+25% 
EBIT	3.106	4.109	+32% 
Gastos financieros netos	-814	-736	-10% 
Resultado neto	1.556	2.508	+61% 
	31.12.05	30.09.06	Variación
Apalancamiento	1,12x	1,29x	+0,17

Fuerte crecimiento en todos los negocios

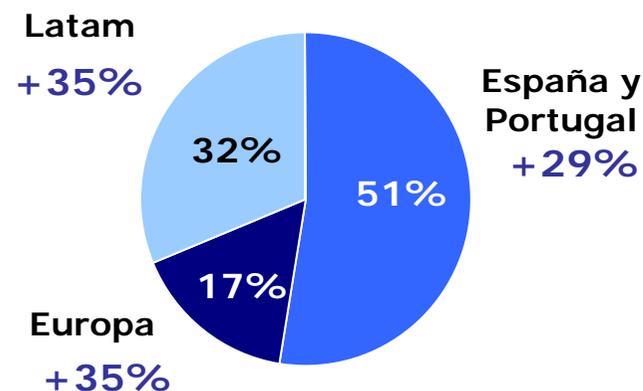
EBITDA: 5.479 M€

+25% 



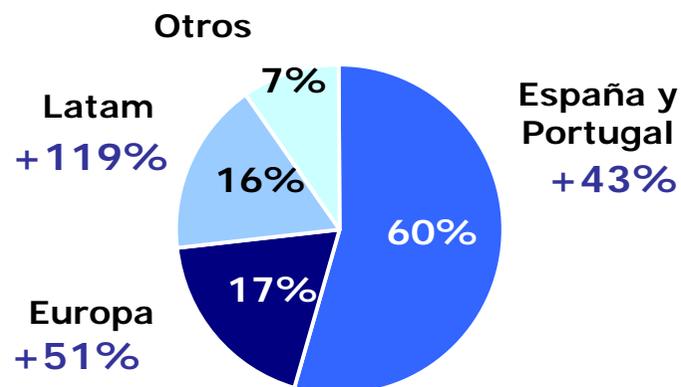
EBIT: 4.109 M€

+32% 



Resultado neto: 2.508 M€

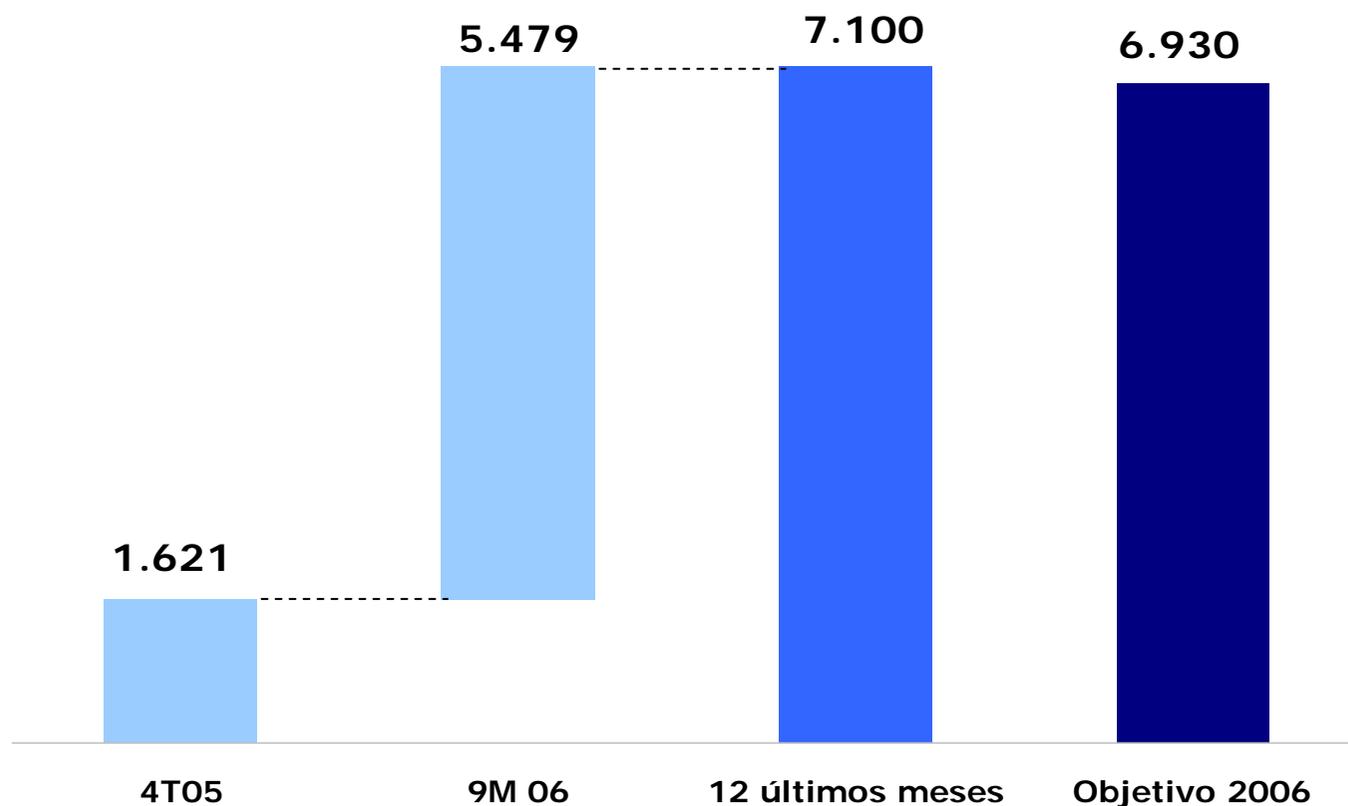
+61% 



Los resultados superan los compromisos

Evolución del EBITDA

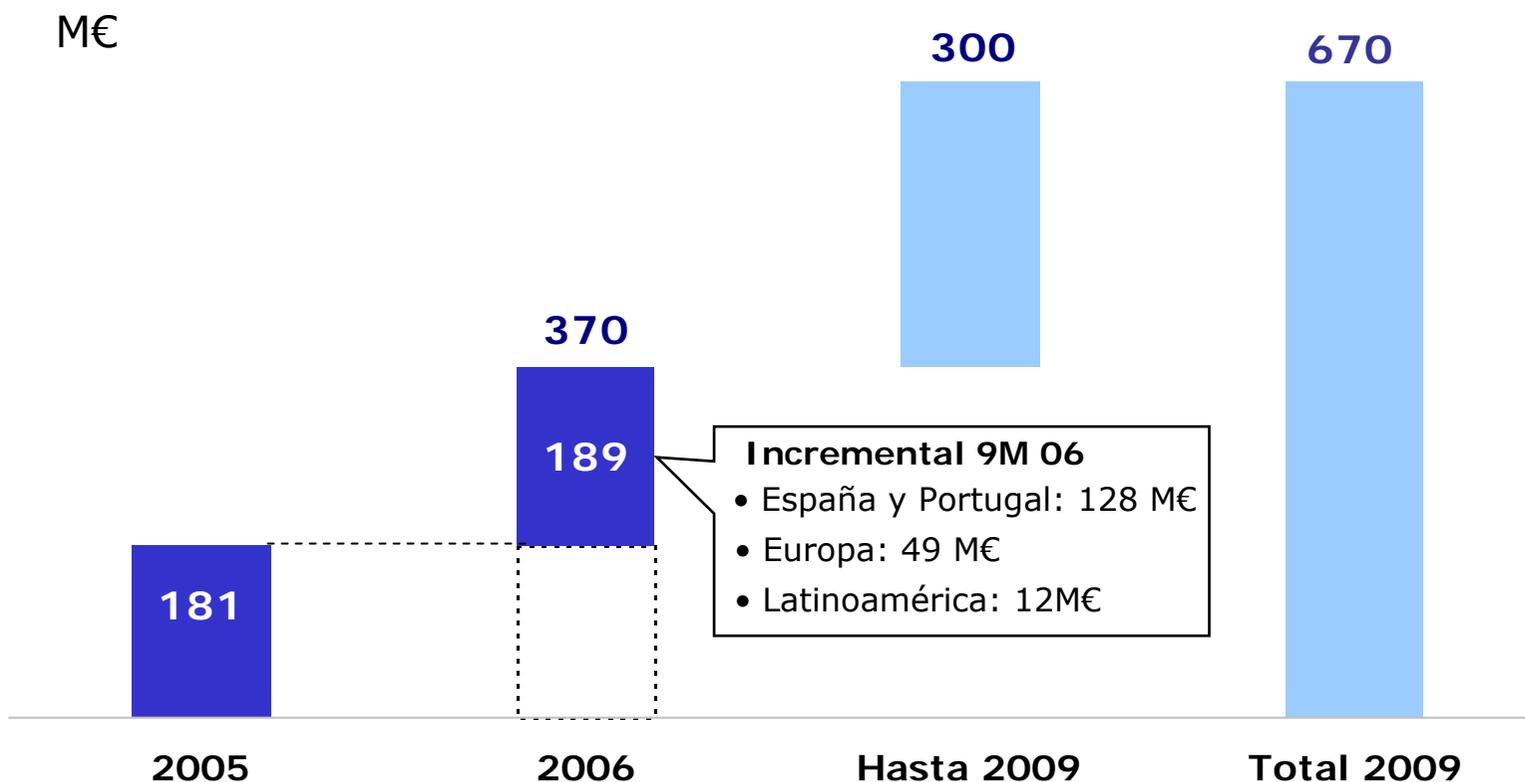
M€



En los últimos 12 meses, Endesa ha superado el objetivo para todo el año 2006 (6.930 M€)

Plan de Mejoras de Eficiencia: por delante de los objetivos

Incremento del EBITDA anual por Plan de Mejoras de Eficiencia

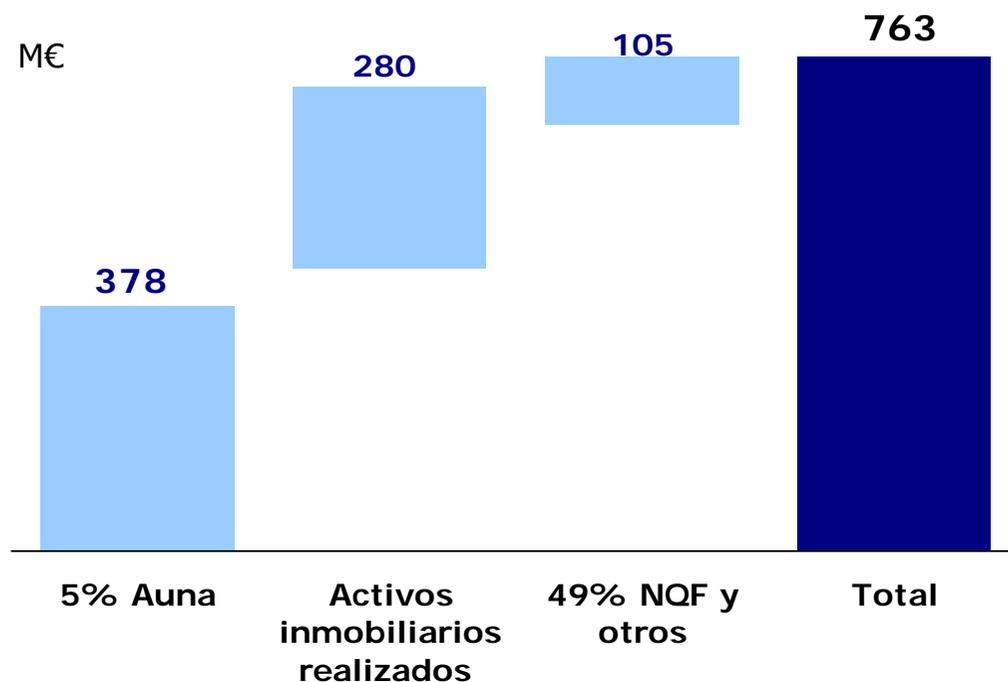


Superados a 9M06 los objetivos anunciados para todo el año (370 M€ vs 292 M€)

Importantes avances en el Plan de Desinversiones

Bolonia

Desinversiones de activos no estratégicos



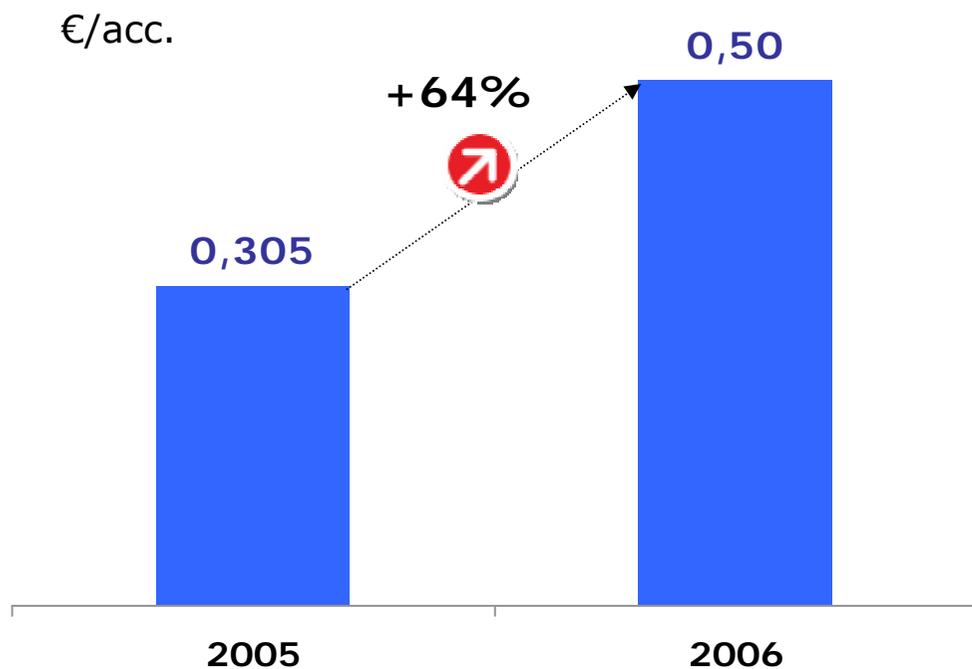
Superados los objetivos establecidos para 2006:

- Finalizada la venta de activos inmobiliarios en Palma de Mallorca:
 - Valor: 240 M€
 - Caja: 213 M€
 - Endesa mantiene el 45 % del potencial valor adicional
 - Valor final superior en 1,8x al valor previsto (según comunicado al mercado)
- Plusvalías por ventas de activos inmobiliarios: 187 M€

Plusvalías netas acumuladas a septiembre 06: 396 M€

Dividendo a cuenta en línea con el fuerte crecimiento de resultados

Dividendo a cuenta



Compromiso de dividendo 2006 ⁽¹⁾

- Crecimiento de dividendo de las actividades ordinarias: >12%
- Dividendo por desinversiones: >0,3 €/acc.
- Dividendo total >1,6€/acc.

Resultados 9M 2006



España y Portugal

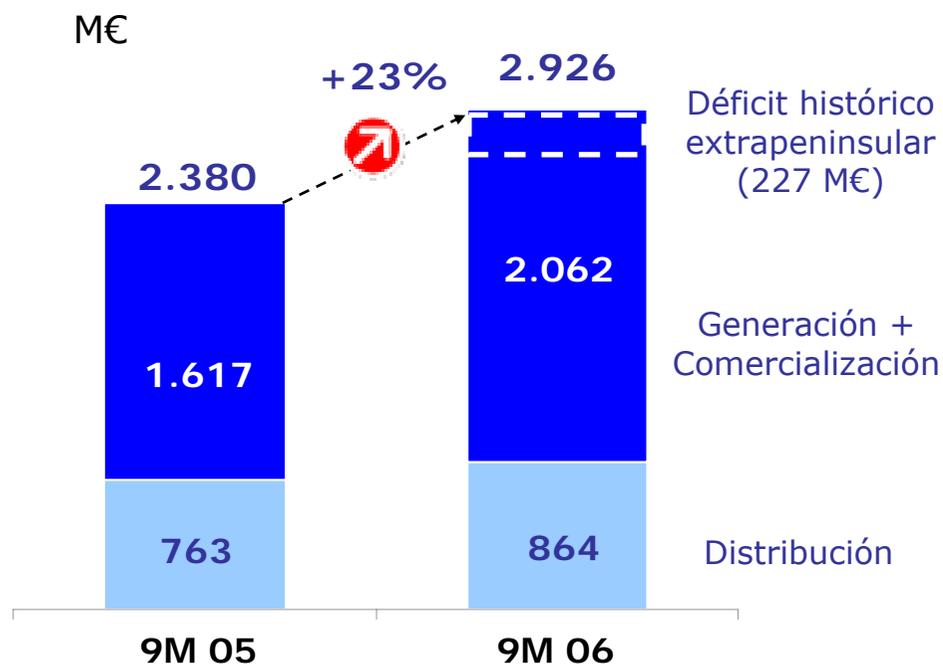


Fuerte crecimiento de los resultados

M€	9M 2005	9M 2006	Variación	
Ventas	6.175	7.235	+17%	
Margen de contribución	3.659	4.339	+19%	
EBITDA	2.380	2.926	+23%	
EBIT	1.634	2.112	+29%	
Gastos financieros netos	-356	-324	-9%	
Resultado neto	1.051	1.503	+43%	

Importante crecimiento del EBITDA

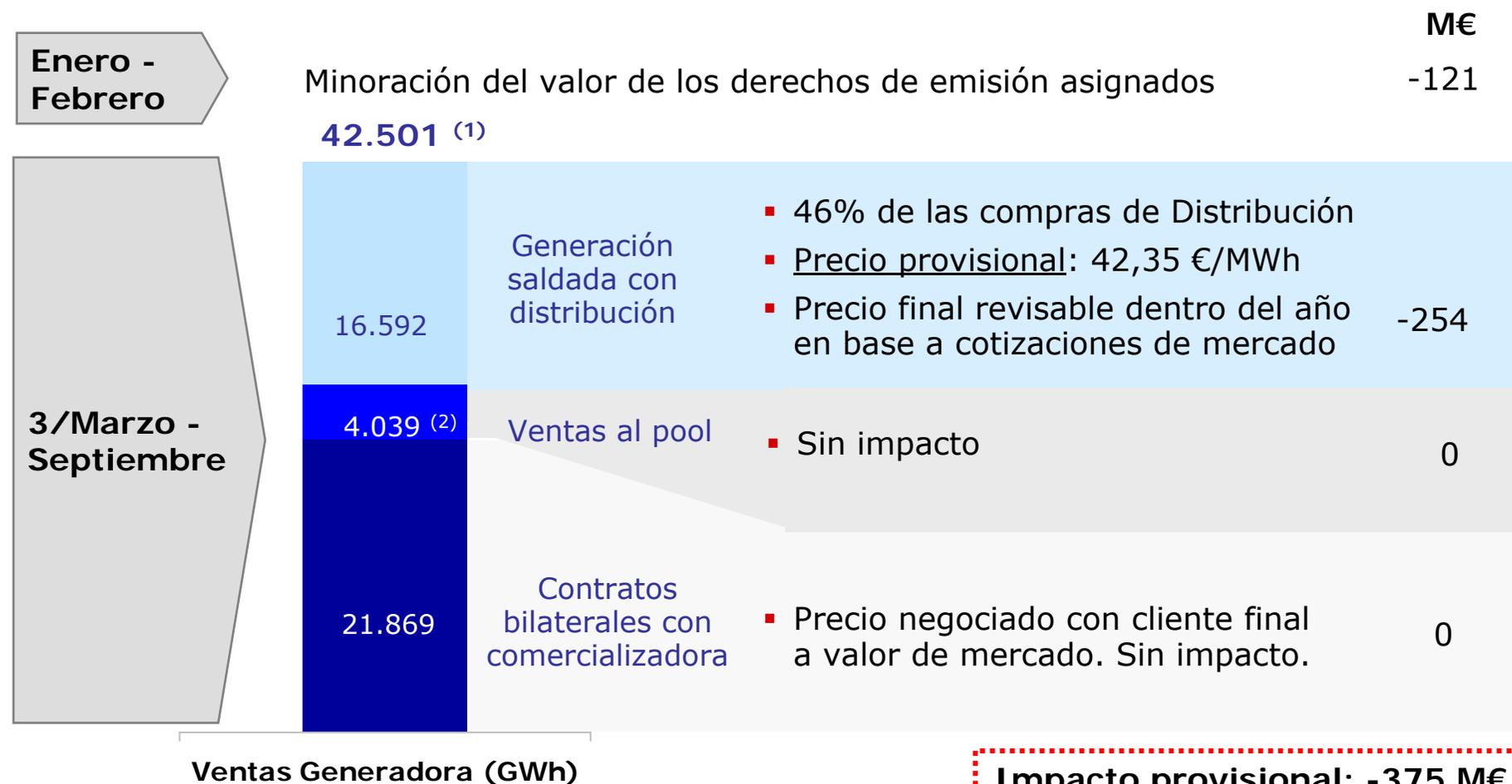
EBITDA



Claves del período

- **Generación y Comercialización:** resultados positivos
 - Mix competitivo: optimización del uso de la cartera
 - Gestión activa del CO₂
 - Valor creciente de la cartera de clientes
- **Avances en el Plan de Capacidad**
- **Distribución:** mejoras operativas e incremento de la calidad del suministro
- **Regulación:** avances positivos y perspectivas favorables

Impacto provisional del RDL 3/2006

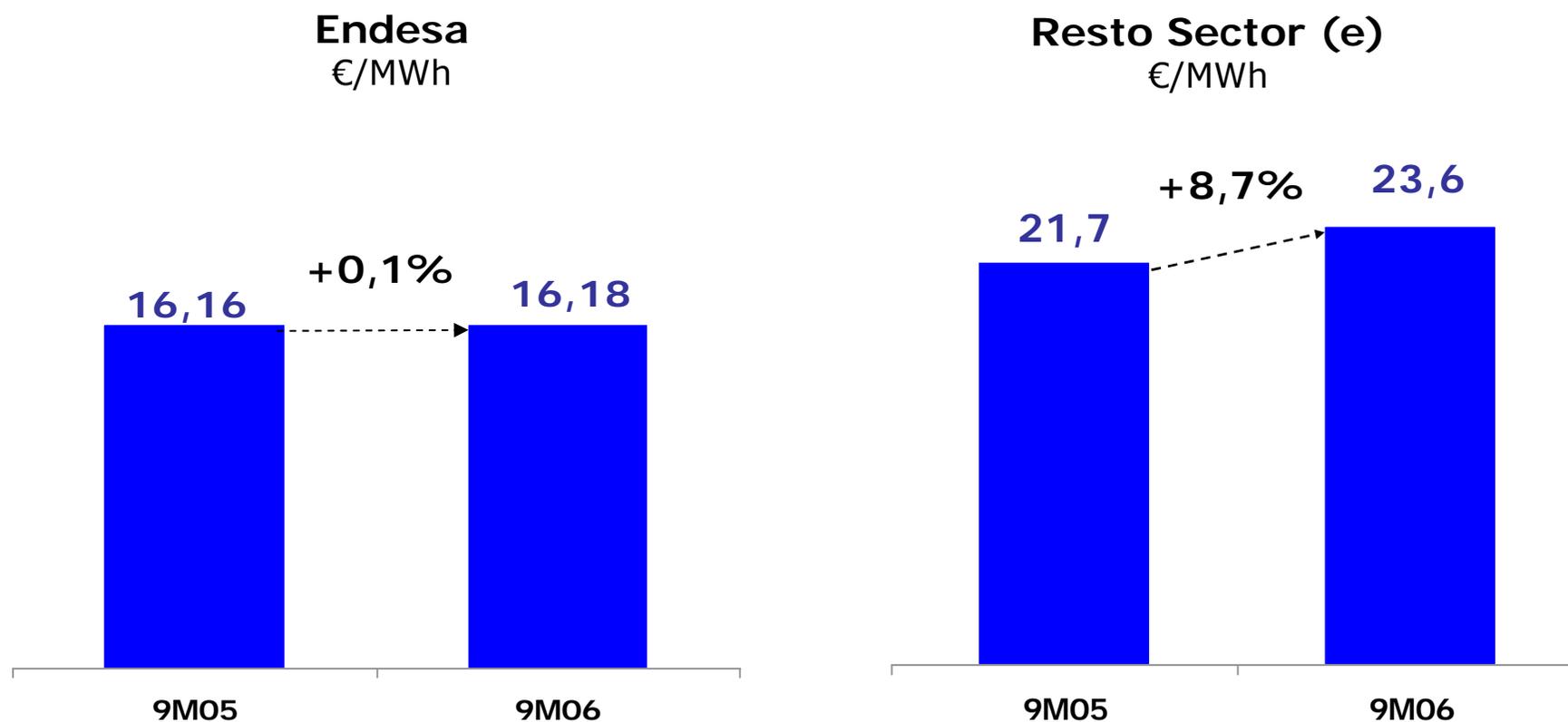


El impacto es menor en términos relativos al de otros competidores

(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

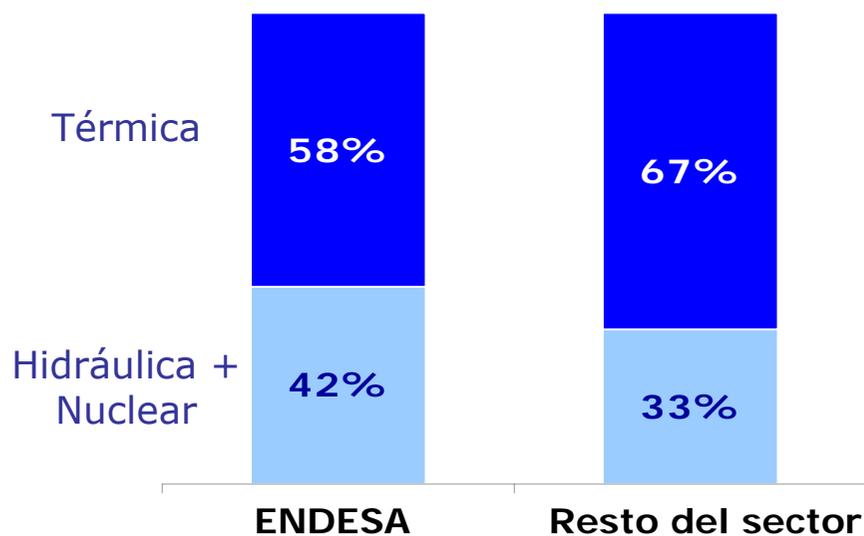


- Buen comportamiento del coste de combustible a pesar de la evolución de los mercados
- Posición competitiva reforzada, tanto por precio como por mix

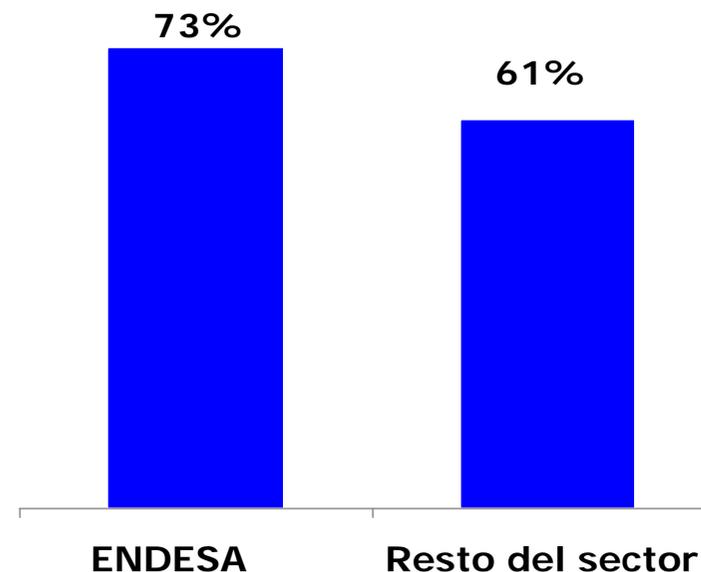
Mix de generación competitivo y optimización en el uso de la cartera

Datos peninsulares

Mix de generación vs. resto del sector



Grado de utilización parque térmico⁽¹⁾ vs. resto del sector

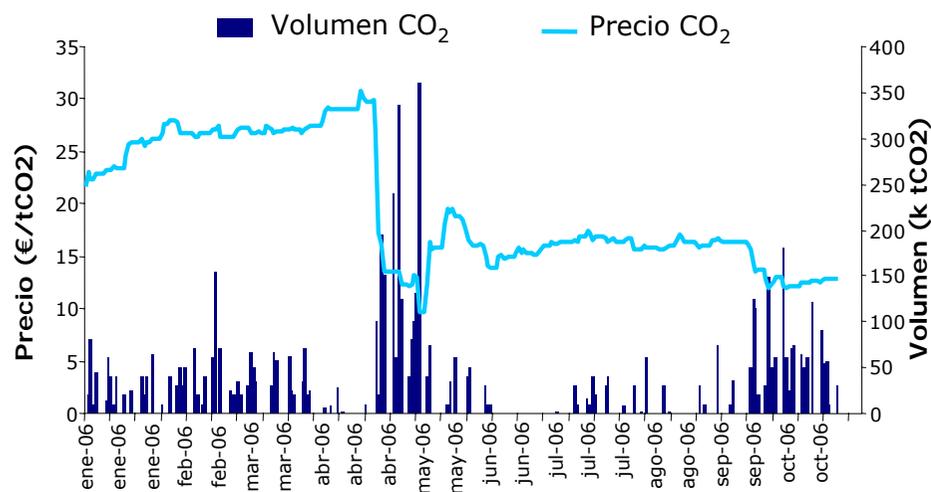


- Parque de generación más eficiente y competitivo del sector
- Uso eficiente de la cartera de generación

(1) Sin incluir fuel oil

Liderazgo en la gestión del coste de emisiones

Participante activo en el mercado del CO₂



Actor principal en el desarrollo de proyectos CDM

Proyectos con contrato ERPA firmado

71,9 MtCO₂e

Proyectos con Carta de Intención (LoI) y precio cerrado

25,1 MtCO₂e

Proyectos en proceso de negociación

104,1 MtCO₂e

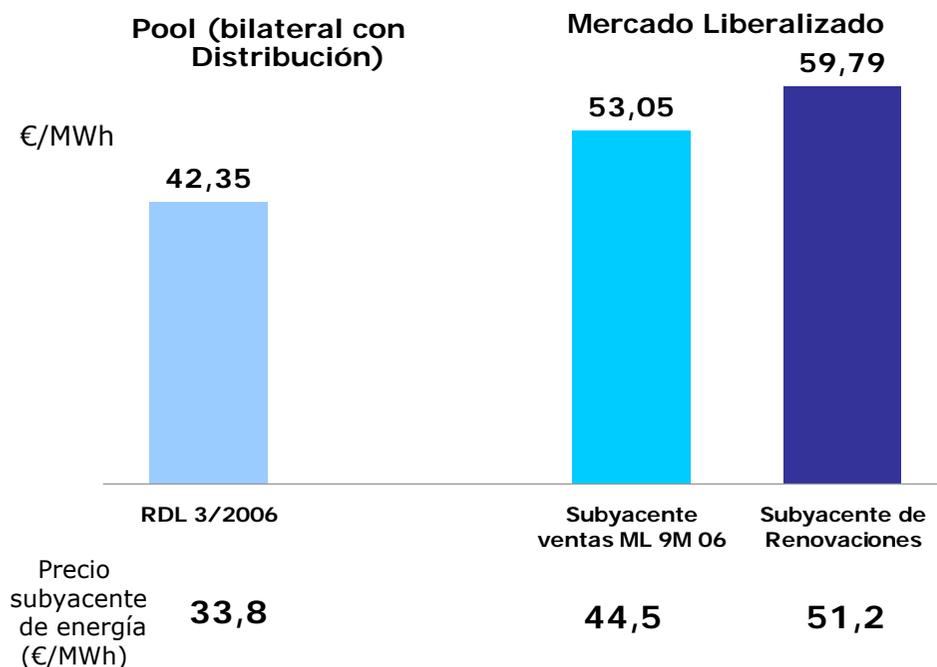
Total : 201,1 MtCO₂e

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

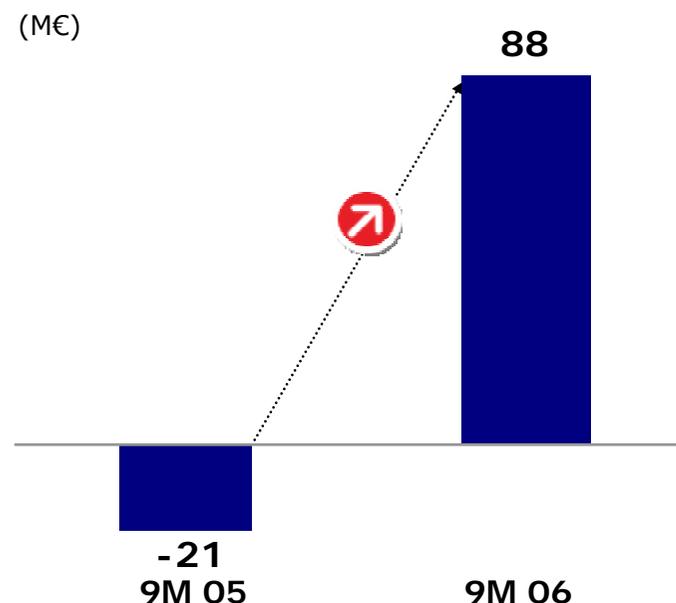
- Endesa participa en 132 proyectos con los que espera cubrir el 30% y el 50% de las necesidades en la I y II fase, respectivamente

Puesta en valor de la cartera de clientes

Ingresos de la generación mediante ventas a:



Margen de otras operaciones⁽¹⁾

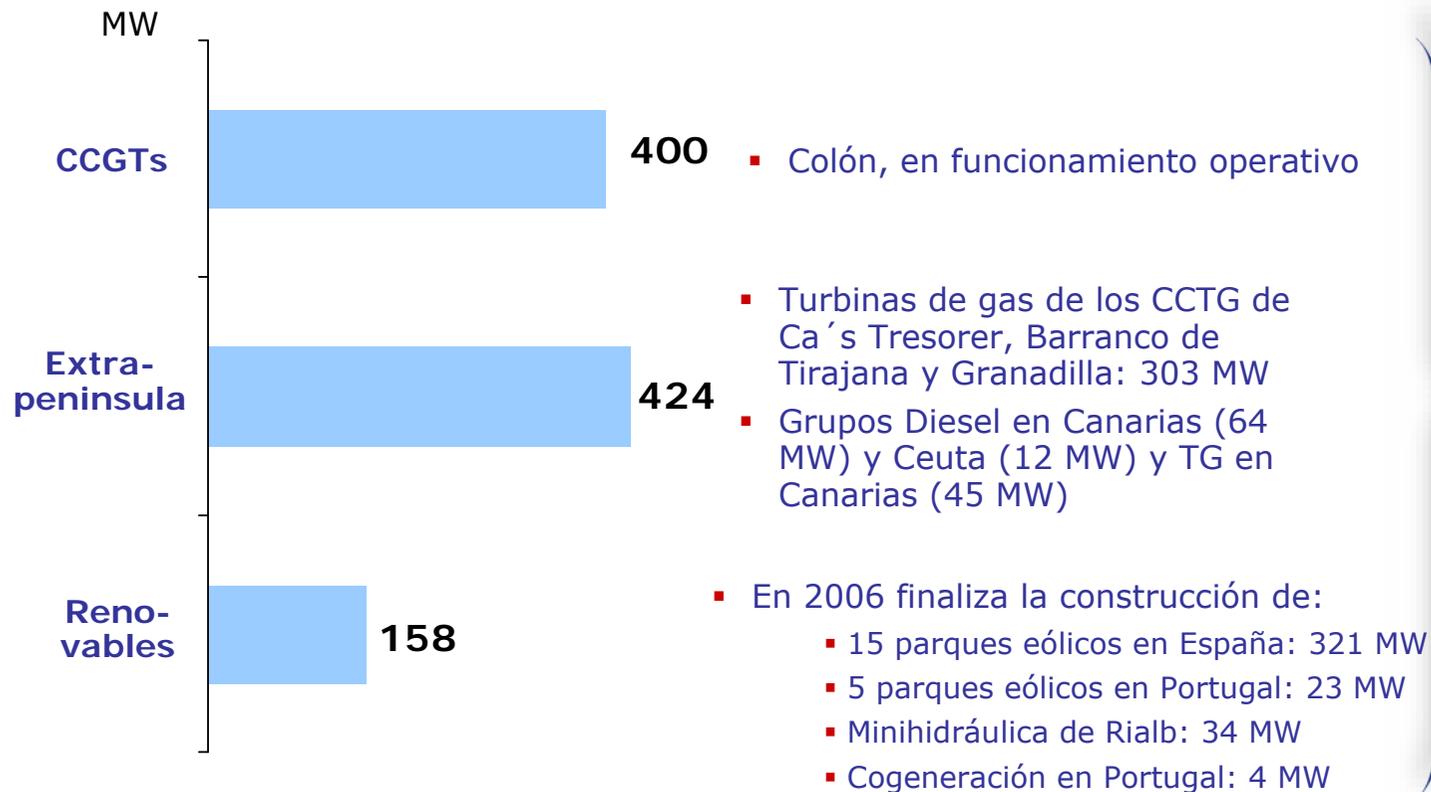


- Puesta en valor de la cartera de clientes: cobertura frente a la volatilidad del precio mayorista y palanca para otros negocios
- Renovación y firma de nuevos contratos a un precio equivalente de 60 €/MWh (+18 €/MWh superior a RDL 3/2006)
- Incremento del precio de venta medio +14%

(1) Gas y Servicios de valor añadido (SVA)

Nueva capacidad instalada en 2006

Avances en 9M06



Nueva capacidad
9M06

982 MW

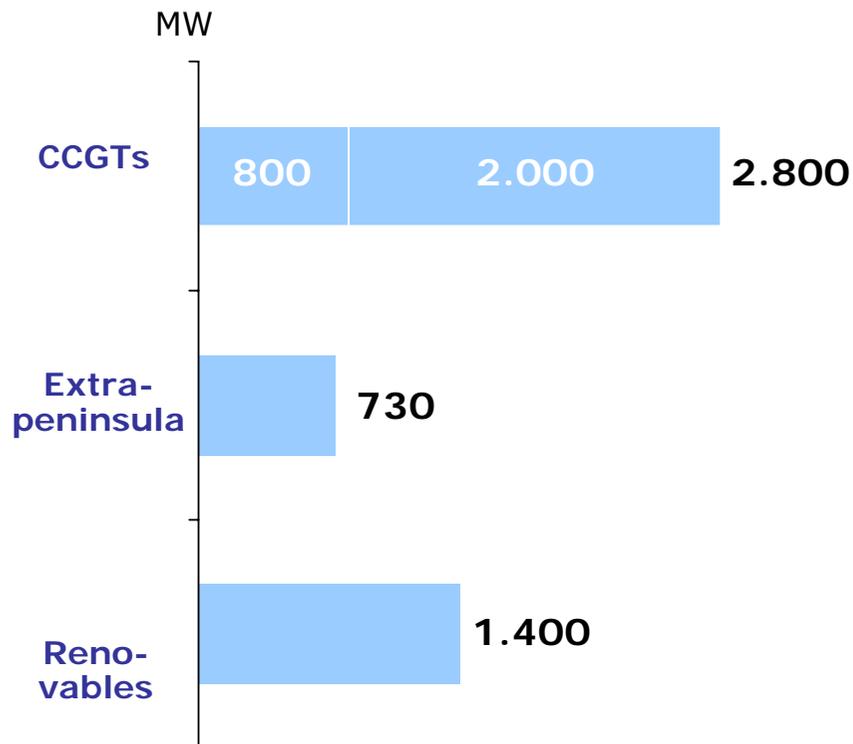
+

Transformación
de As Pontes
(Grupo 3,
367MW)

Nueva capacidad total instalada a finales de 2006: 1.320 MW+ Transformación As Pontes (Grupo 3, 367MW)

Avances en el Plan de Capacidad 2007-2009

Plan 2007-2009



- Puentes: 800 MW Entrada en operación 1T07
- Adjudicada conexión (800 MW) en Tejo al 50% con International Power en Portugal

- CCGT: 478 MW
- Grupos Diesel: 125 MW
- Turbinas de Gas: 127 MW

- Actualmente en desarrollo 36 parques en España y Portugal: 868 MW
- Más de 6.000 MW en cartera
- Portugal: adjudicados 1.200 MW provisionalmente a "Eólicas de Portugal" (Endesa 30%)

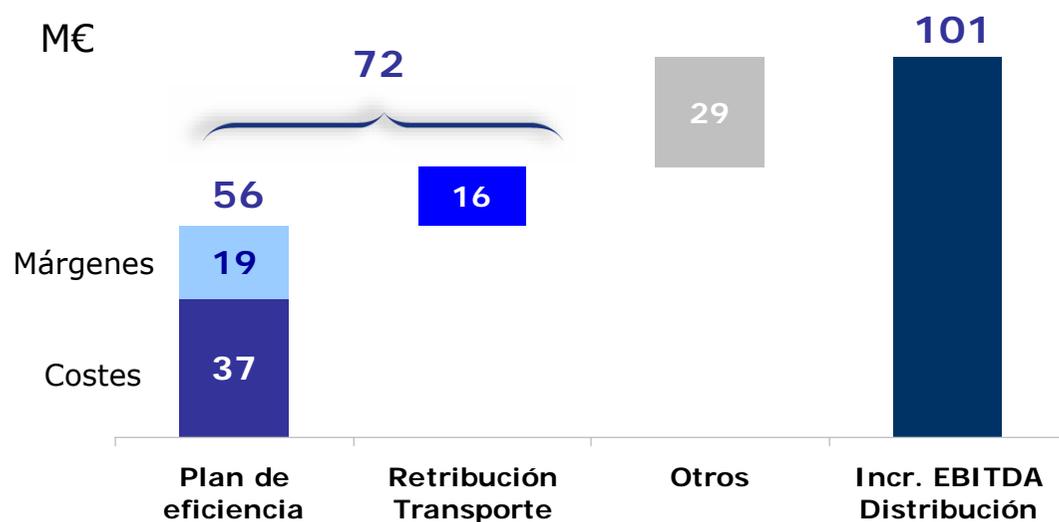
4.930 MW

+

Finalización de Transformación As Pontes (Grupos 1 y 2, 734 MW)

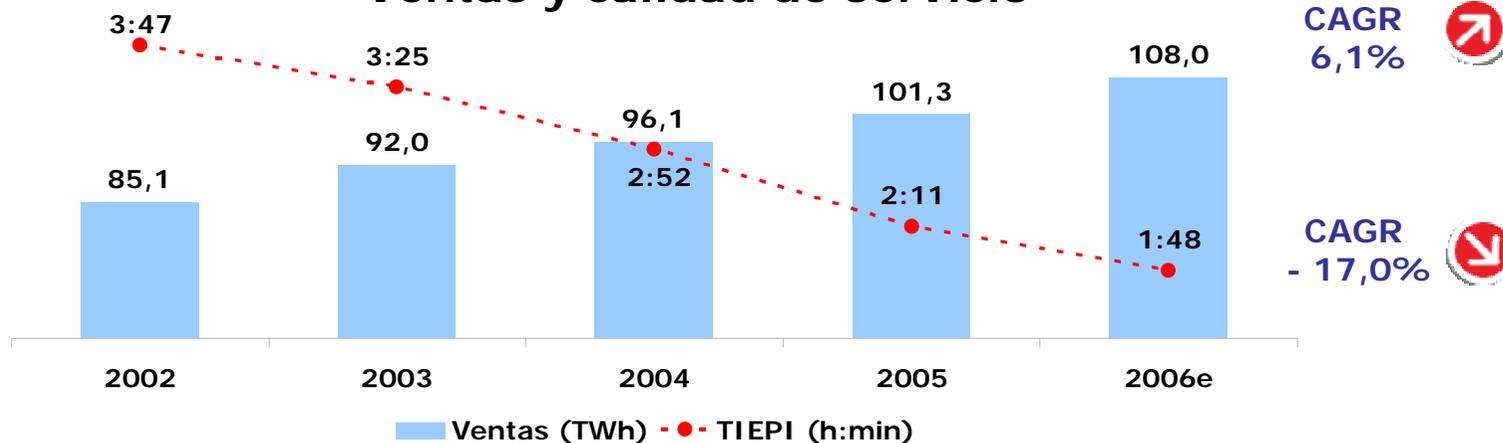
Distribución: mejoras operativas y de calidad de suministro

9M06 Mejora del EBITDA fruto de los planes de inversión desarrollados



- 72% de la mejora de EBITDA de Distribución resultado de las inversiones realizadas
 - 56% por mejoras de eficiencia
 - Actuaciones de mejora de pérdidas
 - Optimización de costes
 - 16% por aumento de la retribución por inversiones en Transporte

Ventas y calidad de servicio



Regulación: avances positivos en 9M06 y perspectivas favorables

Avances Regulatorios 9M06

- Aumento de la Tarifa 2006 efectiva: +9,1%
- PNA: mejor tratamiento que previsión Plan Estratégico
- Extrapeninsulares: aprobación de la metodología de reconocimiento de costes e inversiones

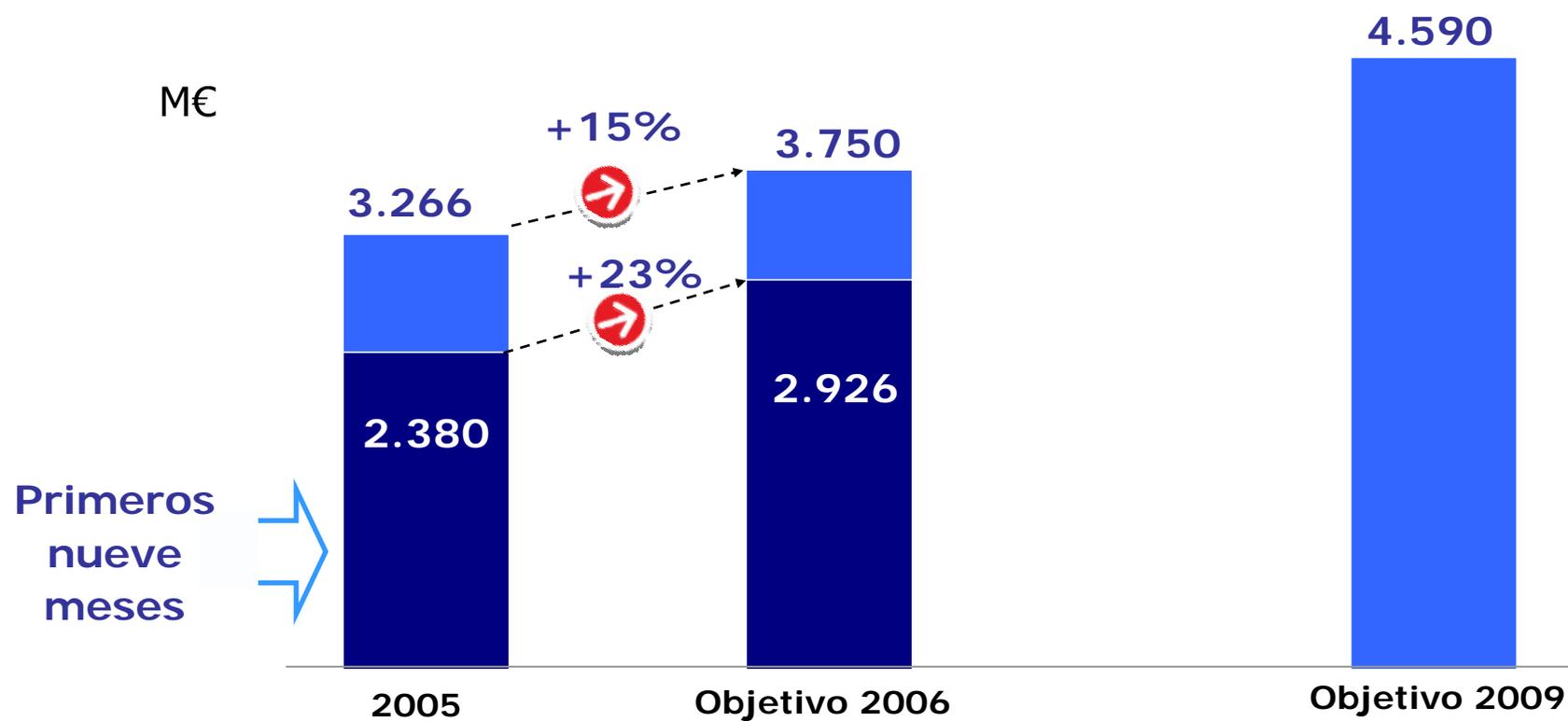
Regulación en desarrollo hacia un mercado plenamente liberalizado

- Reforma del pool y fomento de contratación a plazo
- Soluciones de mercado para los grandes clientes
- Definición de un marco estable para la distribución
- Adecuación de la remuneración del régimen especial
- Desaparición de las tarifas

Escenario regulatorio más favorable que el contemplado en el Plan Estratégico

Objetivos mejorados claramente alcanzables

EBITDA



Resultados 9M 2006



Europa

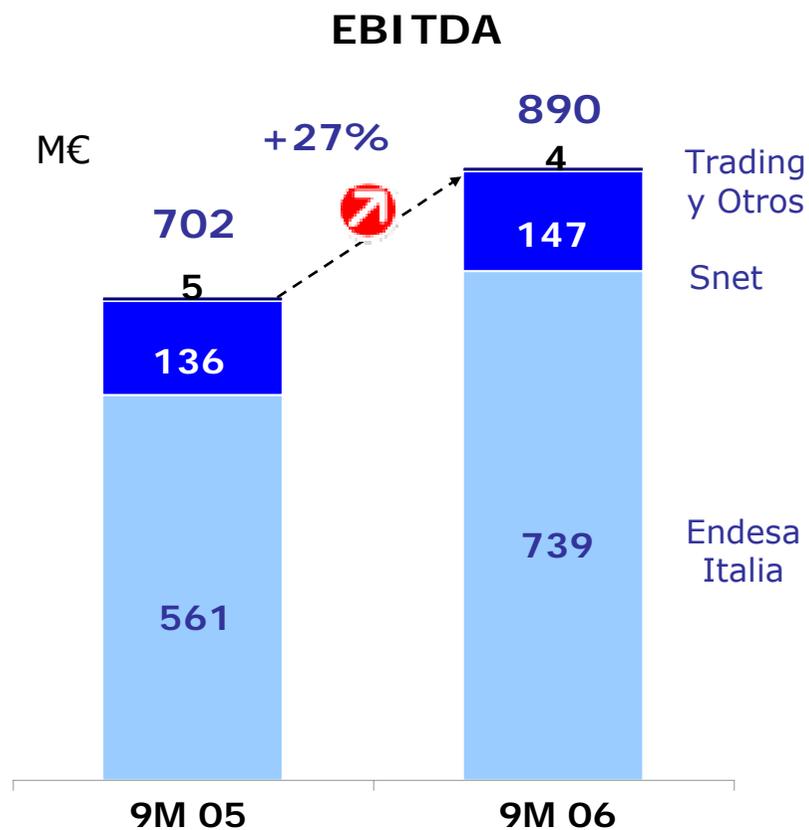


Resultados que demuestran la fortaleza del negocio europeo

M€	9M 2005	9M 2006	Variación
Ventas	2.798	3.113	+11% 
Margen de contribución	944	1.137	+20% 
EBITDA	702	890	+27% 
EBIT	515	693	+35% 
Gastos financieros netos	-44	-38	-14% 
Resultado neto	283	426 ⁽¹⁾	+51% 

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

Importante crecimiento del EBITDA

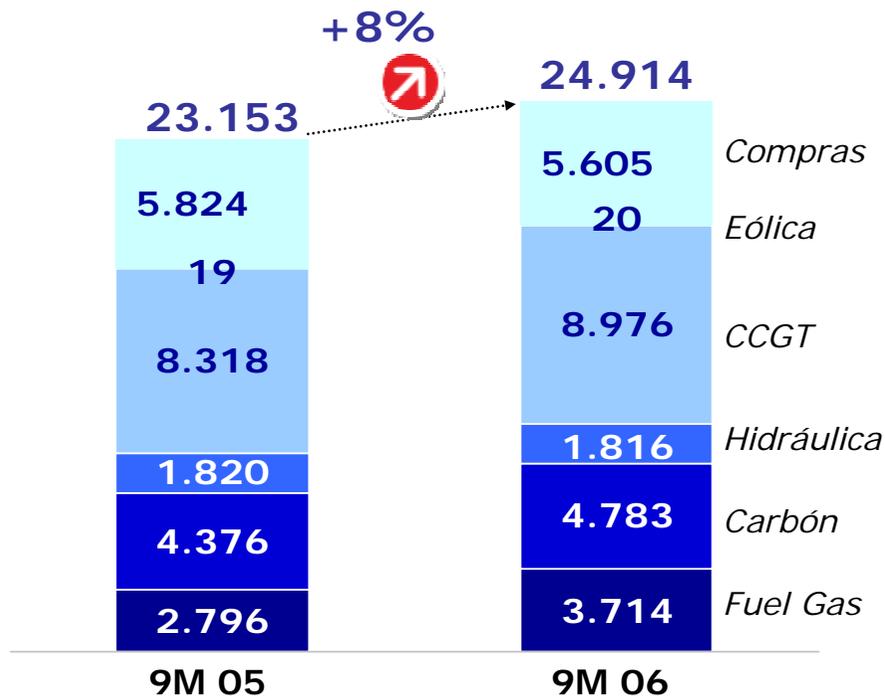


Claves del período

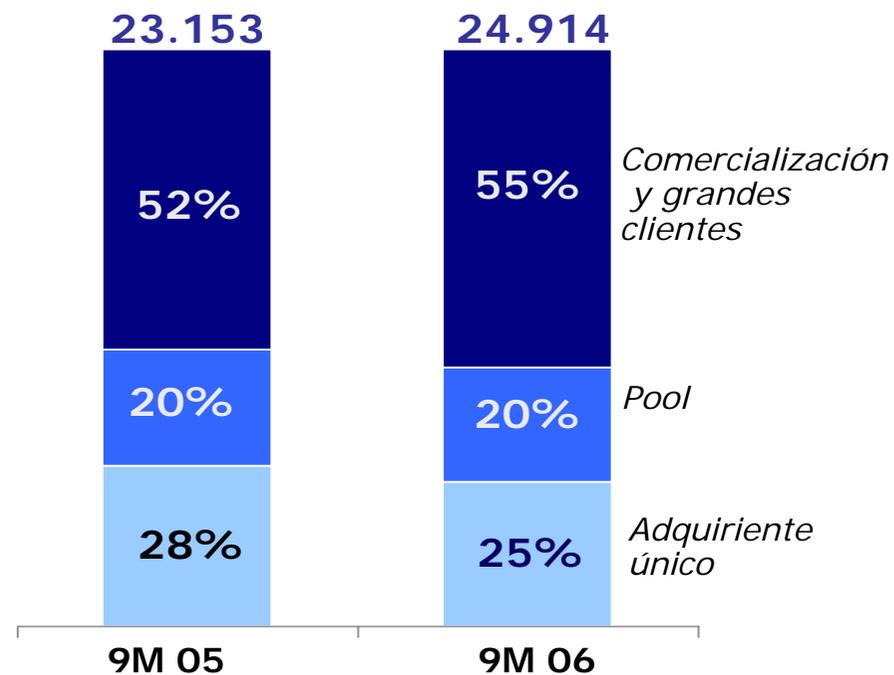
- **Italia:**
 - Incremento de producción y márgenes
 - Avances en los proyectos de regasificación, nueva capacidad (CCGTs y renovables)
 - Importantes avances en comercialización
- **Francia:**
 - Fuerte incremento de las ventas
 - Avances significativos en el Plan Industrial de Snet
- **Endesa Trading:**
 - Importante crecimiento de la actividad y del EBITDA

Endesa Italia: incremento de la producción y de los márgenes

Producción y Compras (GWh)



Desglose de Ventas (GWh)

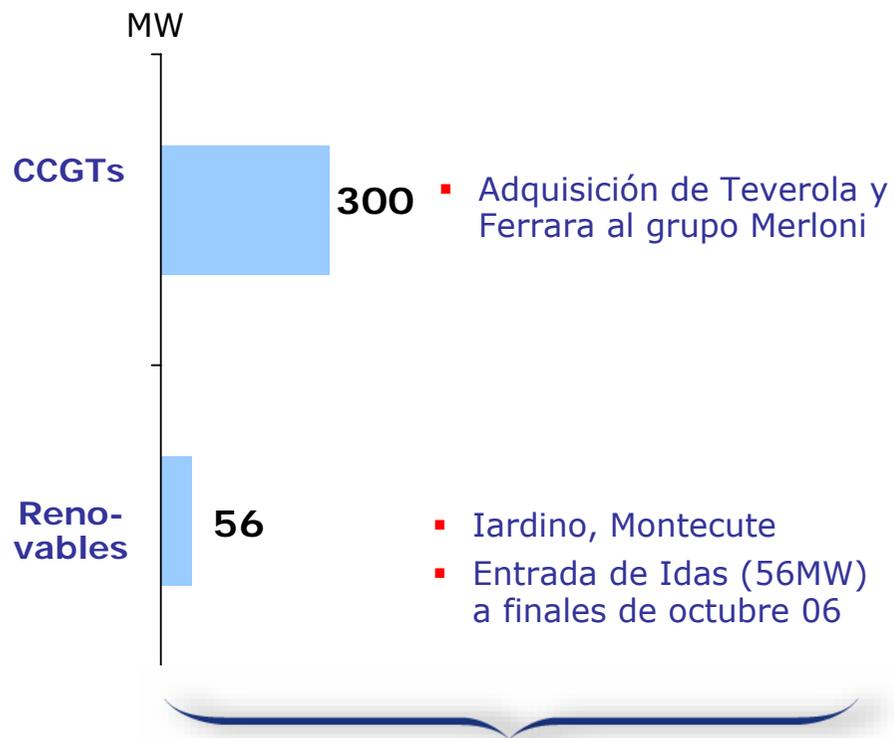


- **Producción: +11%, por mayor funcionamiento de las centrales**
- **Margen unitario de producción: +22%**

- **Significativo desarrollo de la actividad de comercialización**

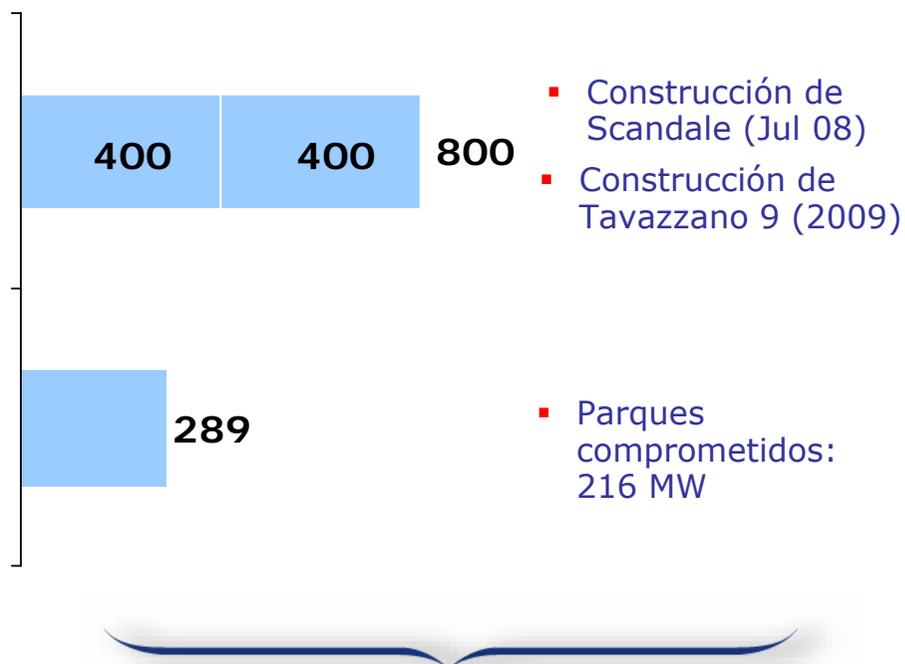
Italia: avance del Plan de capacidad

Nueva capacidad en 2006



- 356 MW añadidos en 9M06
- 412 MW previstos a final de 2006

Plan 2007-2009

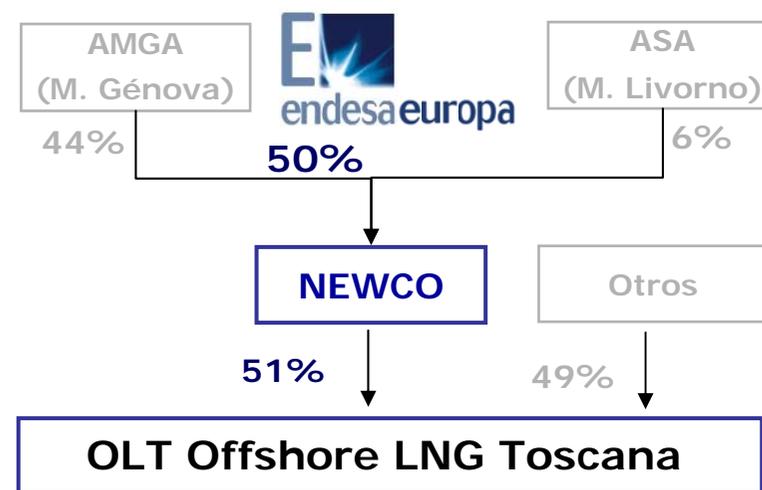


- 1.089 MW de nueva potencia previstos para 2007-09

Italia: avances en la regasificadora de Livorno

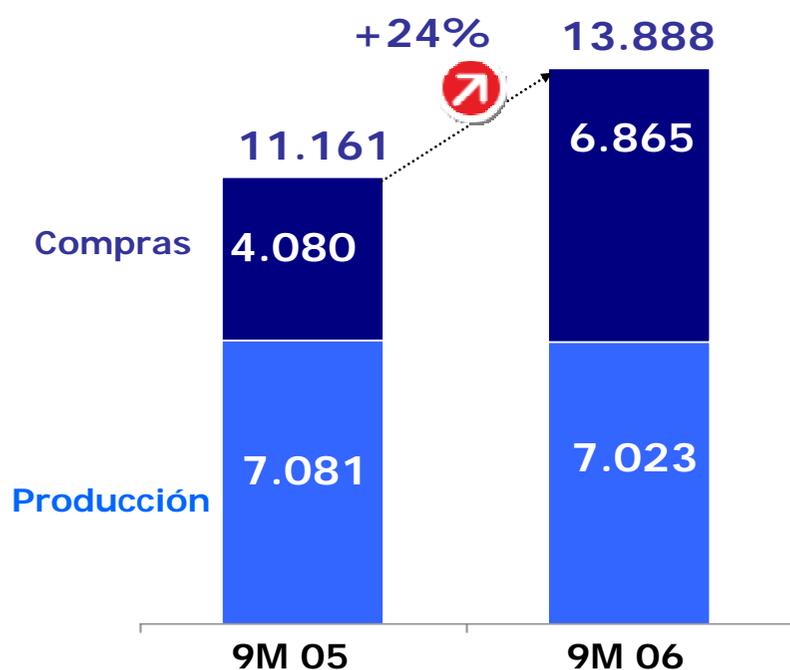
- Participación de Endesa: 25,5%
- Control conjunto con las municipalidades de Génova y Livorno
- Capacidad de 4 bcm/año (50% para Endesa)
- Finalizado el proceso de autorizaciones
- Establecidos contactos con potenciales suministradores de gas
- Fecha prevista de entrada en operación: julio 2008

Estructura accionarial Objetivo

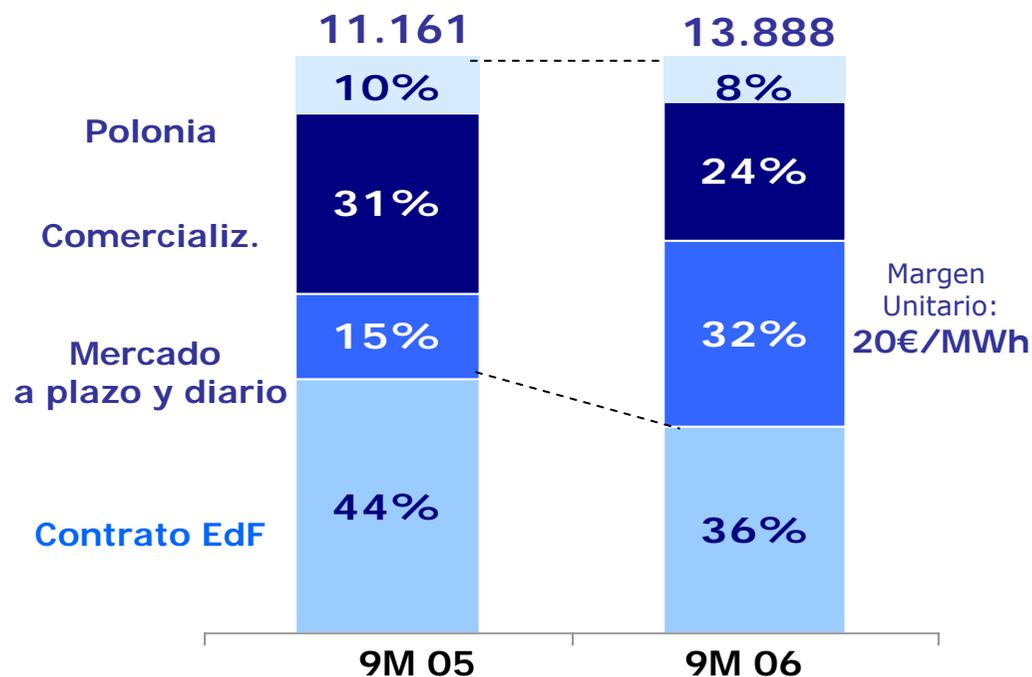


Snet: incremento de las ventas y del margen de mercado

Producción y Compras (GWh)



Desglose de Ventas (GWh)



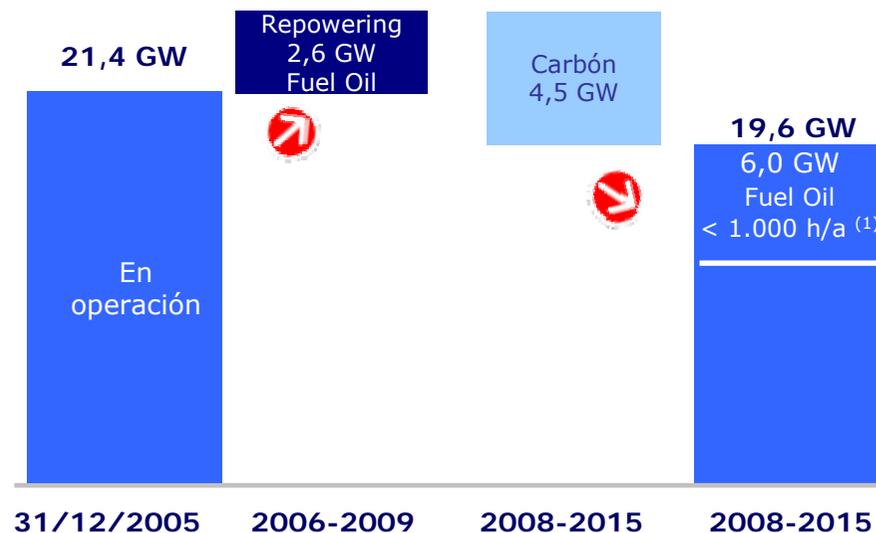
- Importante desarrollo de la comercialización: Auchan (400 GWh en 2006) y SNCF (6.600 GWh en 2007-11)
- Creciente aportación de las ventas no ligadas al contrato con EdF

Francia: arranque del Plan Industrial

Mercado en Francia

- Falta de capacidad en semibase y en punta derivada del aumento de la demanda y de la Directiva de GIC
- Existencia de gas e infraestructuras de acceso
- Precios forward en aumento de ~55 €/MWh (base) y de ~85 €/MWh (pico) en 2007
- Mercados mayoristas organizados
- Convergencia de precios con el resto de los mercados europeos

Evolución de la capacidad térmica convencional en mercado francés

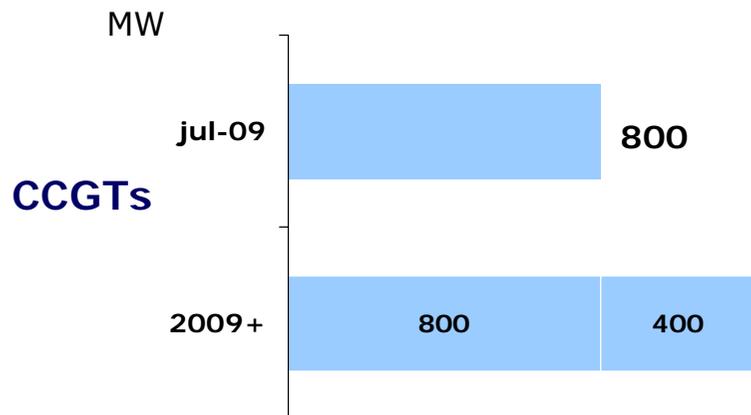


Snet se ha anticipado a sus competidores en la obtención de las autorizaciones

(1) Con funcionamiento limitado a < 1000 horas/año por transposición de la Directiva Europea de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC)

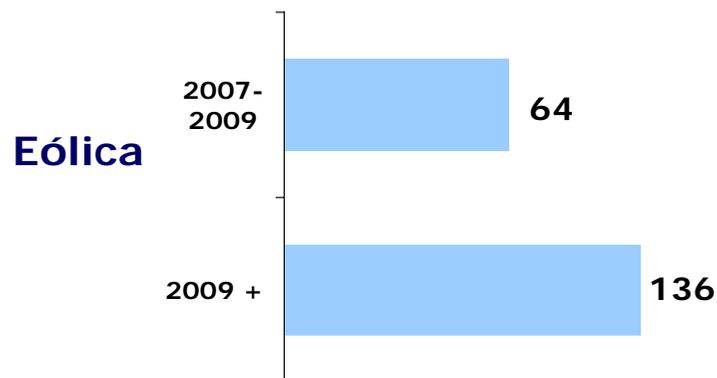
Francia: arranque del Plan Industrial

Plan de capacidad



- Emile Huchet: 2x400

- Finalizado proceso de autorizaciones
- Segundo CCGT autorizado en Francia
- Emplazamiento propio
- Inversión 400 M€

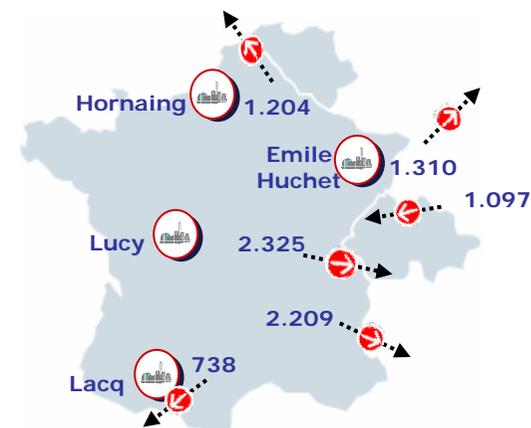


- Lacq: 800 MW
- Lucy/Hornaing: 400 MW

- Parques Comprometidos (1)
- Otros

Interconexiones y emplazamientos

Media del flujo comercial neto (MW)



Comprometido un 40% del Plan Industrial

(1) Lehaucourt 10 MW 1S07, Ambon 10 MW 2S08, Cernon 18 MW 2S09, Kirgrist 26MW 2S09

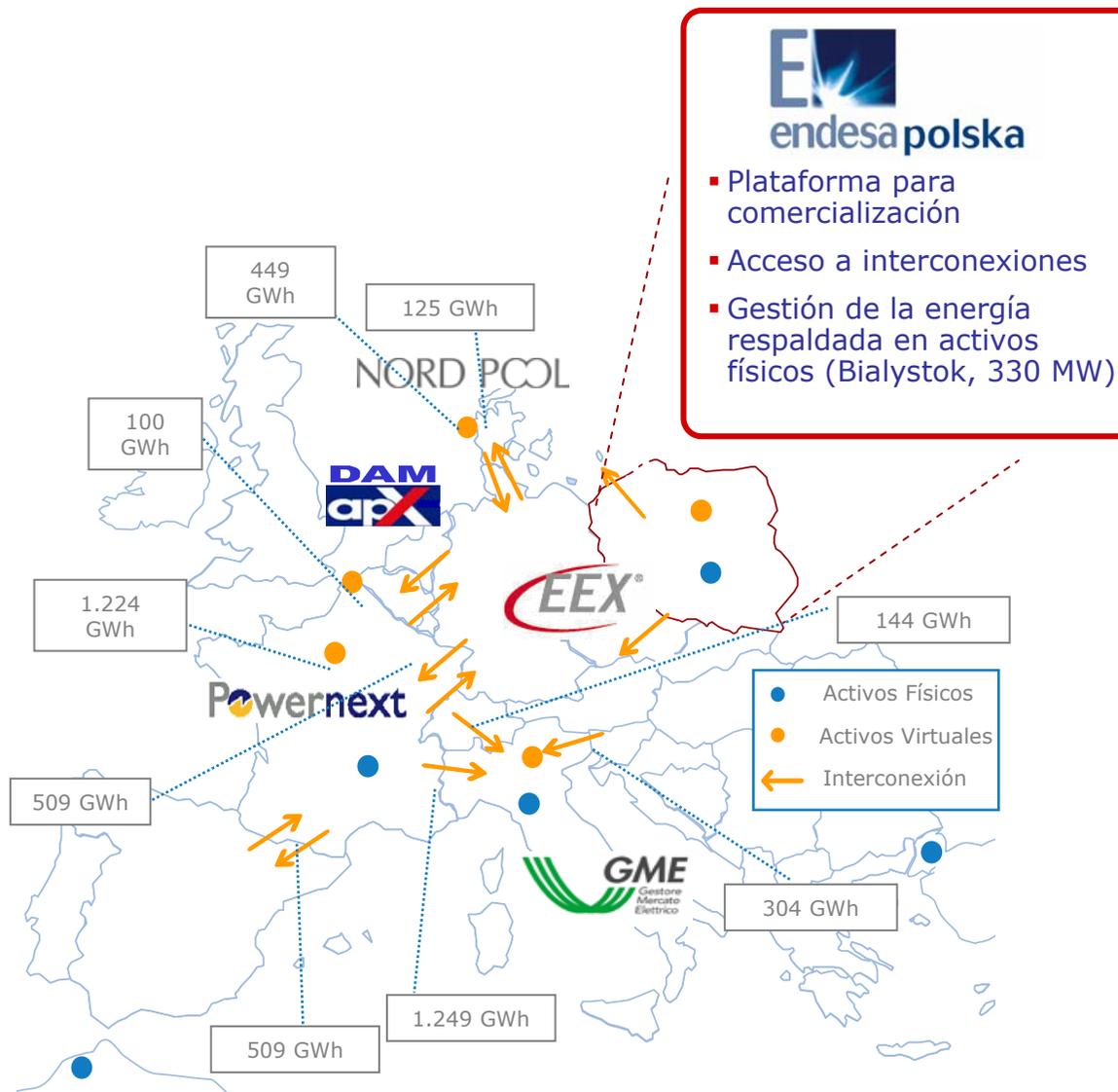
Trading: incremento de la actividad

EBITDA Trading: 26 M€

+30%

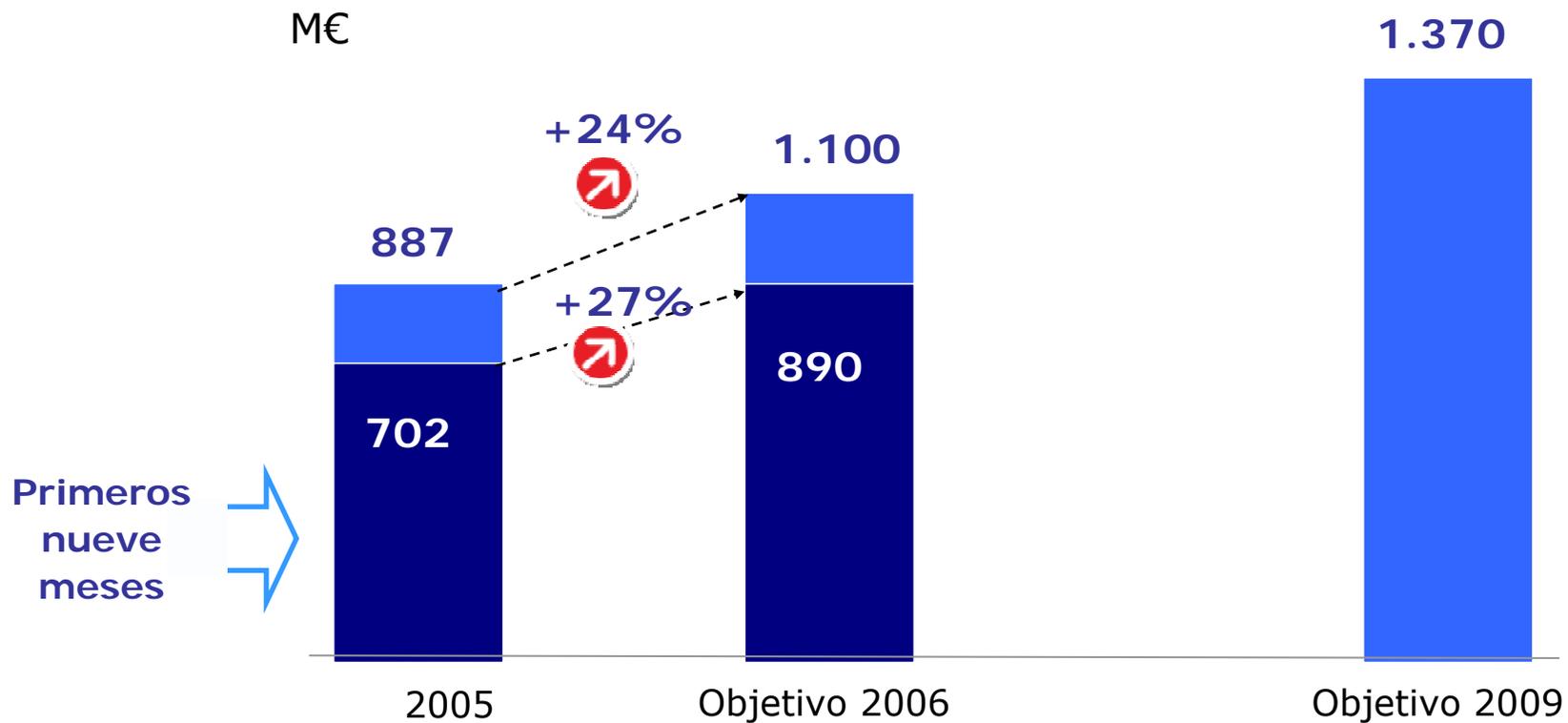
Aportaciones adicionales:

- Endesa Italia: 25 M€
- Snet: 8 M€



Objetivos mejorados claramente alcanzables

EBITDA



Resultados 9M 2006



Latinoamérica



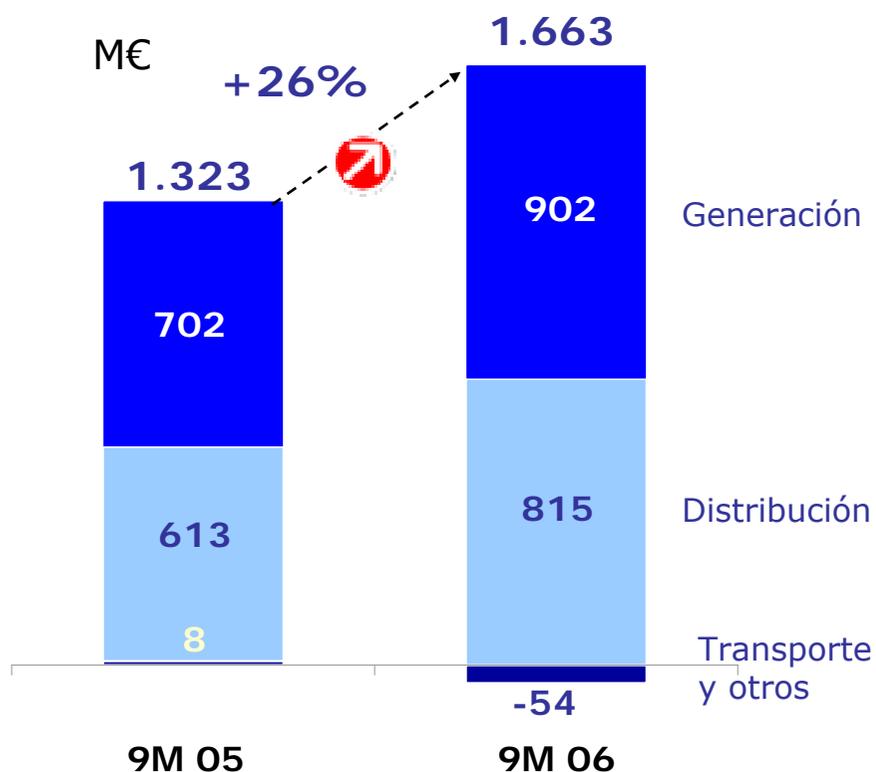
Fuerte crecimiento de resultados

M€	9M 2005	9M 2006	Variación
Ventas	3.670	4.499	+23% 
Margen de contribución	1.893	2.343	+24% 
EBITDA	1.323	1.663	+26% 
EBIT	964	1.304	+35% 
Gastos financieros netos	-362	-374	+3% 
Resultado Neto antes de minoritarios	471	942	+100% 
Resultado Neto ⁽¹⁾	186	408	+119% 

(1) Incluye impacto de 101 M€ por el crédito fiscal de la fusión Chilectra-Elesur (+65% 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

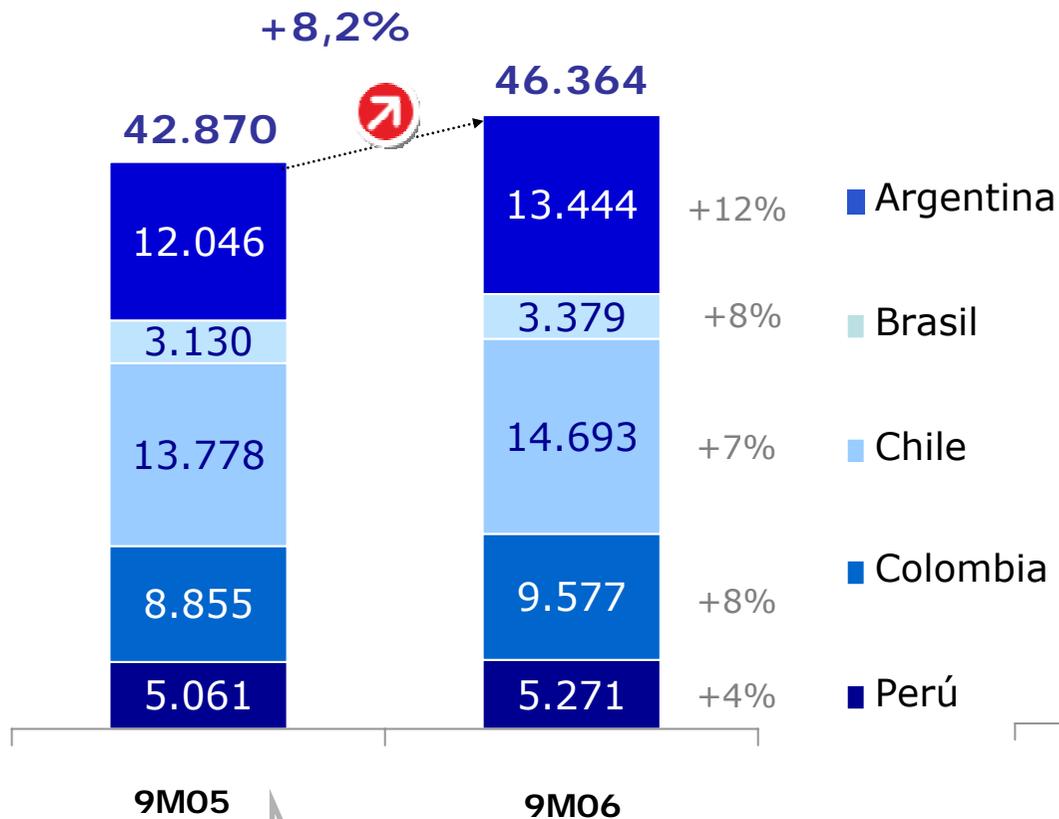


Claves del período

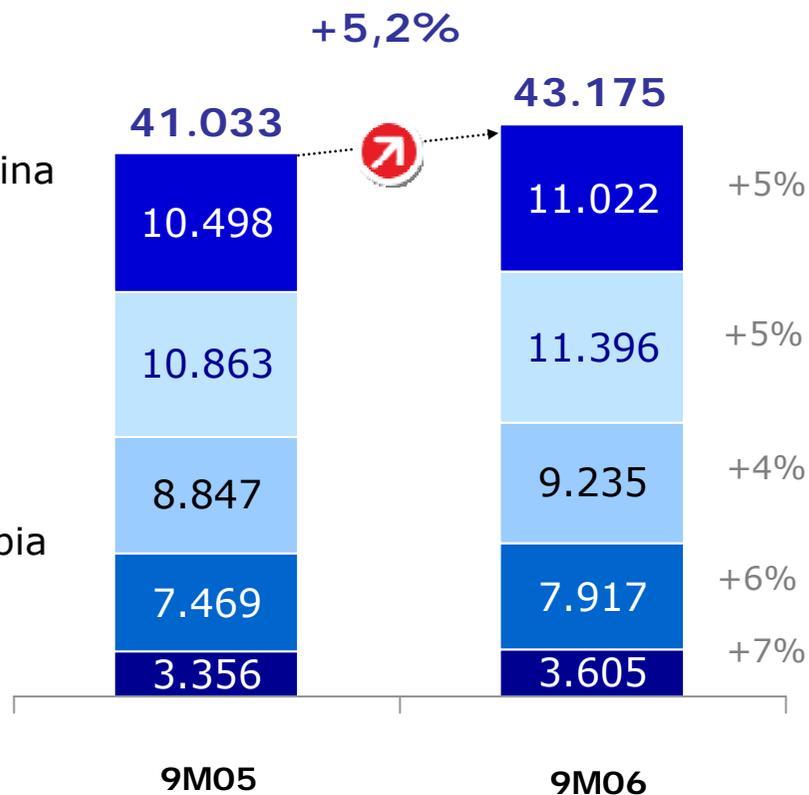
- Crecimientos operativos en producción 8,2% y ventas 5,2% en todos los países y estabilidad de tipos de cambio
- **Generación:** mejora de precio y mix fundamentalmente en Chile
- **Distribución:** aumento de los márgenes especialmente en Brasil
- Avances en el Plan de Capacidad
- Importantes retornos de caja a la matriz

Fuertes crecimientos de producción y ventas

Generación (GWh)



Distribución (GWh)



Plan Estratégico

+3,5% TACC

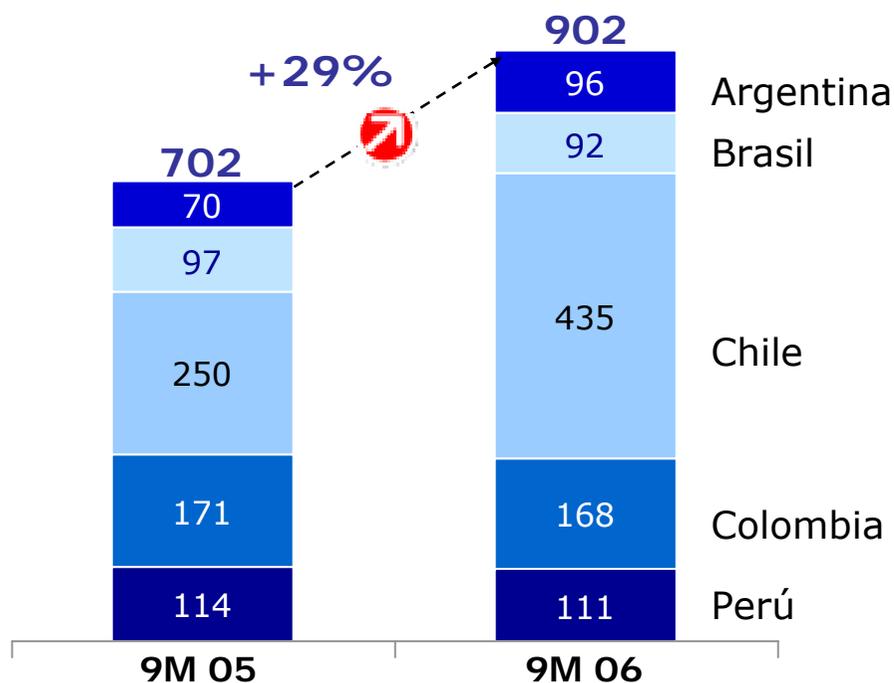


+5,0% TACC



Mejora del precio y del mix en Generación, fundamentalmente en Chile

EBITDA generación (M€)

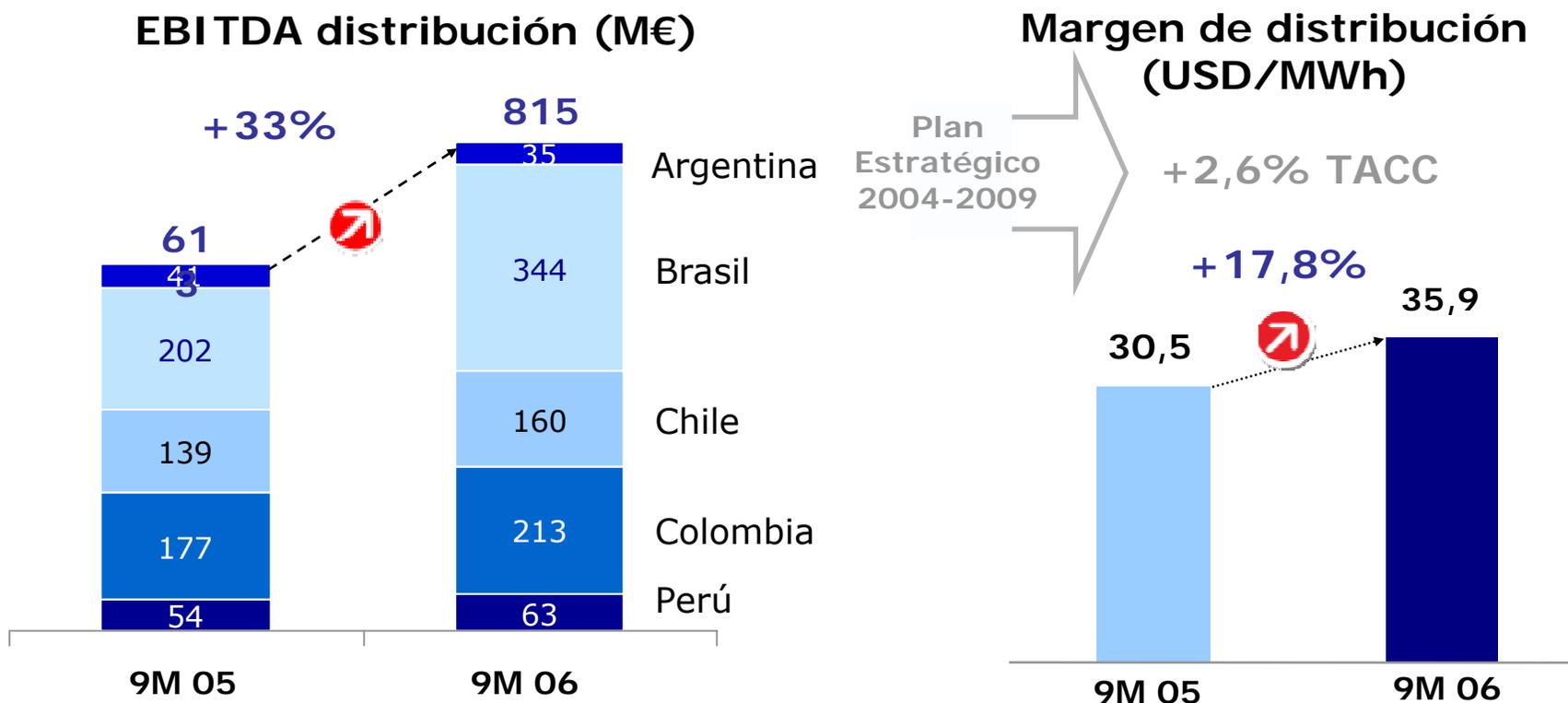


Margen de generación (USD/MWh)



- Crecimiento de la producción: +8,2%
- 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

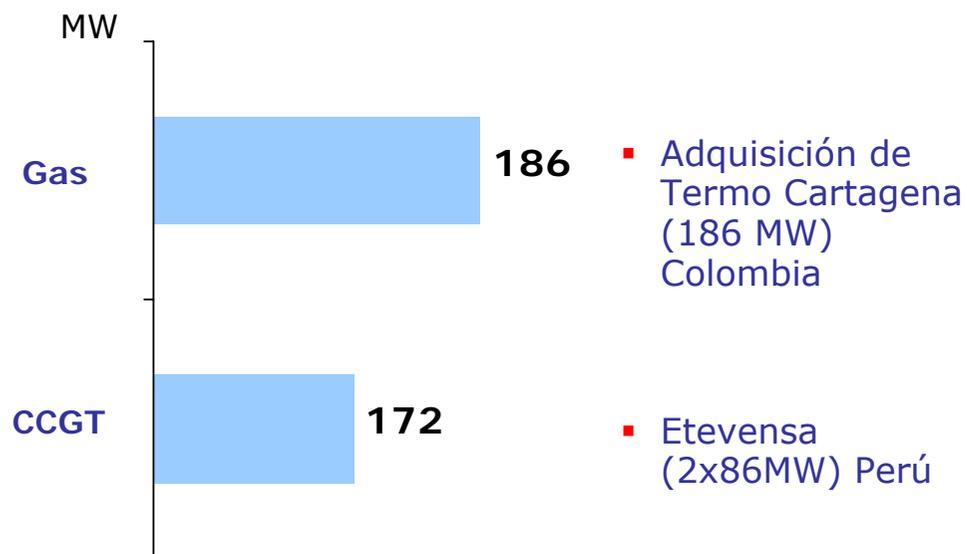
Fuerte crecimiento del EBITDA en distribución, especialmente en Brasil



- Crecimiento de las ventas: +5,2%
- Mejora del margen unitario de distribución debido a:
 - Incrementos de la demanda y mejora del "pass-through" en Brasil
 - Mejoras operativas: reducciones de pérdidas especialmente en Brasil y consolidación de las mejoras en calidad de servicio (mejora del TIEPI)

Avances en Plan de Capacidad

Nueva capacidad en 2006

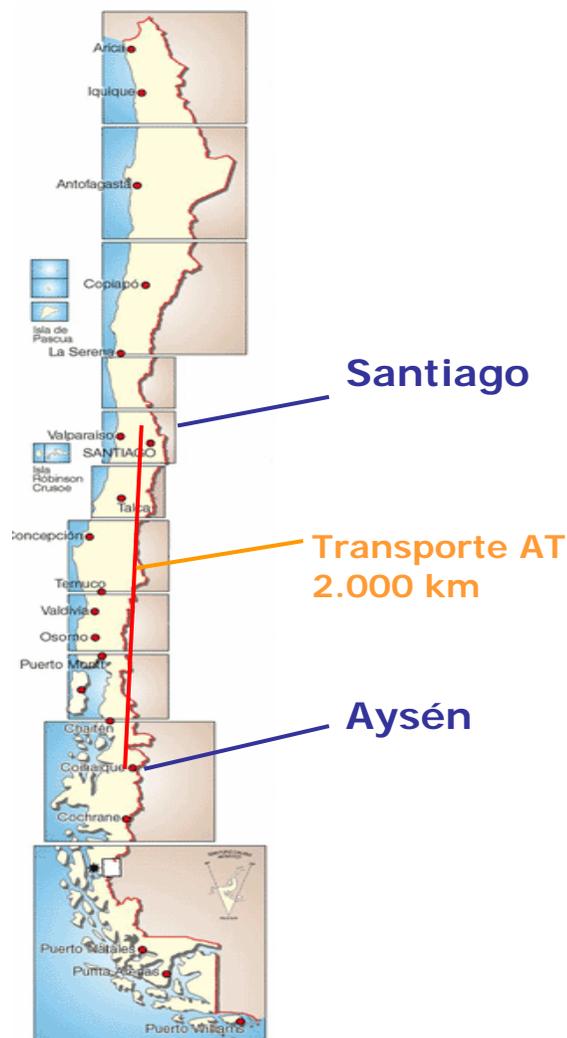


**+ 358 MW
en 2006**

Plan 2007-2009

- **2007: 276 MW, Chile**
 - Endesa Eco (Renovables): 24 MW
 - Palmucho (hidráulica): 32 MW
 - San Isidro (CCGT): 220 MW (turbina de gas a ciclo abierto con diesel)
- **2008: 87 MW, Chile**
 - San Isidro (CCGT): +87MW (ciclo combinado con diesel)
- **2009: 70 MW, Chile**
 - San Isidro (CCGT): +70MW (377 MW total) (ciclo combinado con GNL de la regasificadora Quintero)

Avances en el Plan de Capacidad: Proyecto Aysén



Central	MW ⁽¹⁾	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	

- Accionistas:
 - Endesa Chile: 51%
 - Colbún: 49%
- Inversión: ⁽²⁾ ≈ 2.100 MUSD
- Calendario:
 - 2005-2006: estudios técnicos y medioambientales
 - 2005-2008: tramitación de permisos y licencias
 - 2008-2018: construcción

(1) Según estudios técnicos provisionales

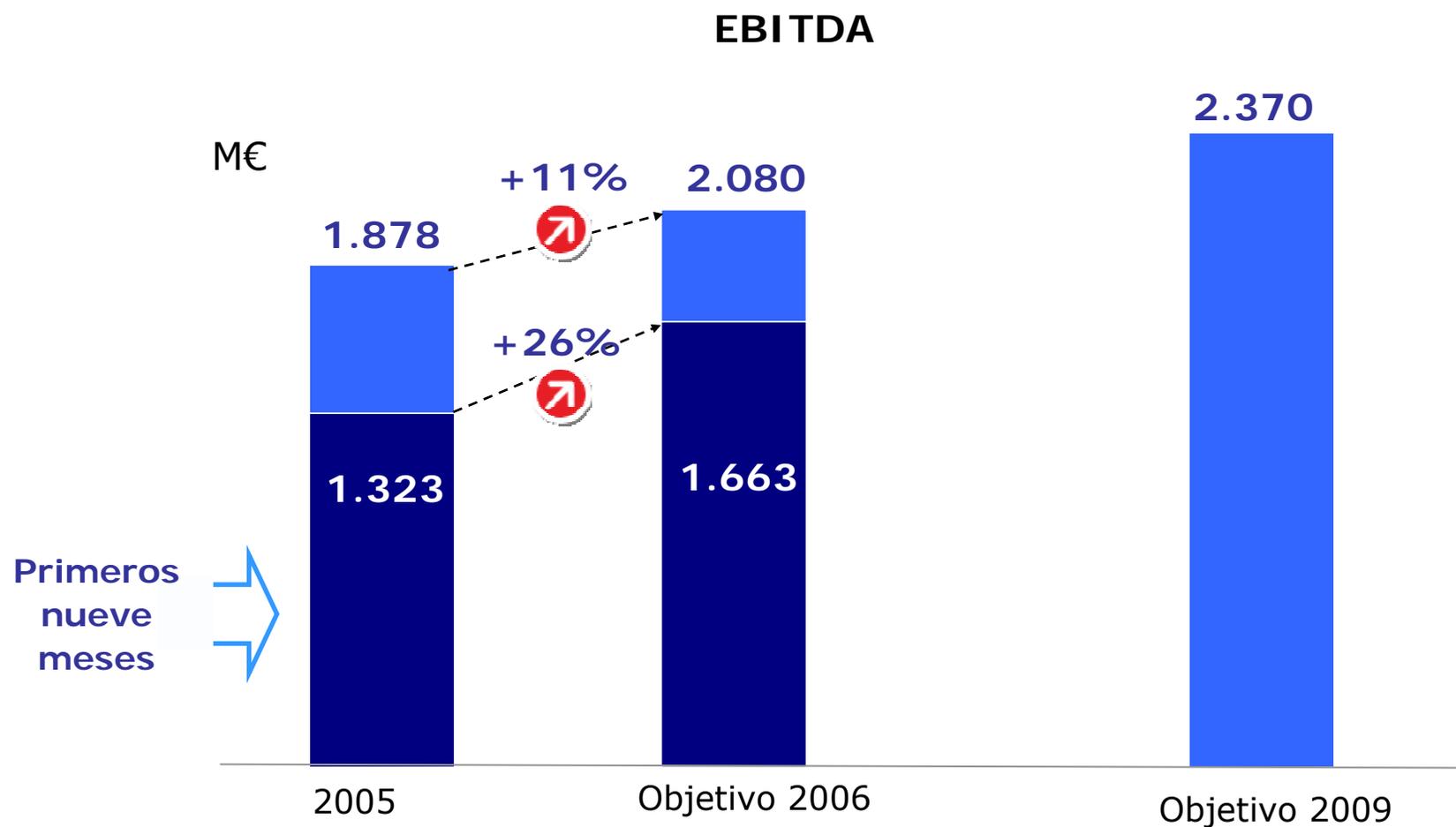
(2) Requiere inversión adicional por parte de terceros por importe de 1.500 MUSD para transporte

Retornos de caja en línea con el Plan Estratégico

Millones de USD	2005	9M 06	Total
Dividendos e intereses	86	71	157
Reducciones de Capital y otros	195	54	249
Desinversiones	27		27
Total	308	125	433

- Cumplimiento del 43% de los objetivos del Plan Estratégico (1.000 MUSD)
- En trámite nuevo proceso de reducción de capital en Colombia por 145 MUSD (aprox. 39 MUSD de retorno de caja a Endesa Internacional)
- En trámite cobro de aprox. 26 MUSD por recuperación de bases imponibles negativas de años anteriores en Chile.

Objetivos mejorados claramente alcanzables



Resultados 9M 2006



Análisis Financiero



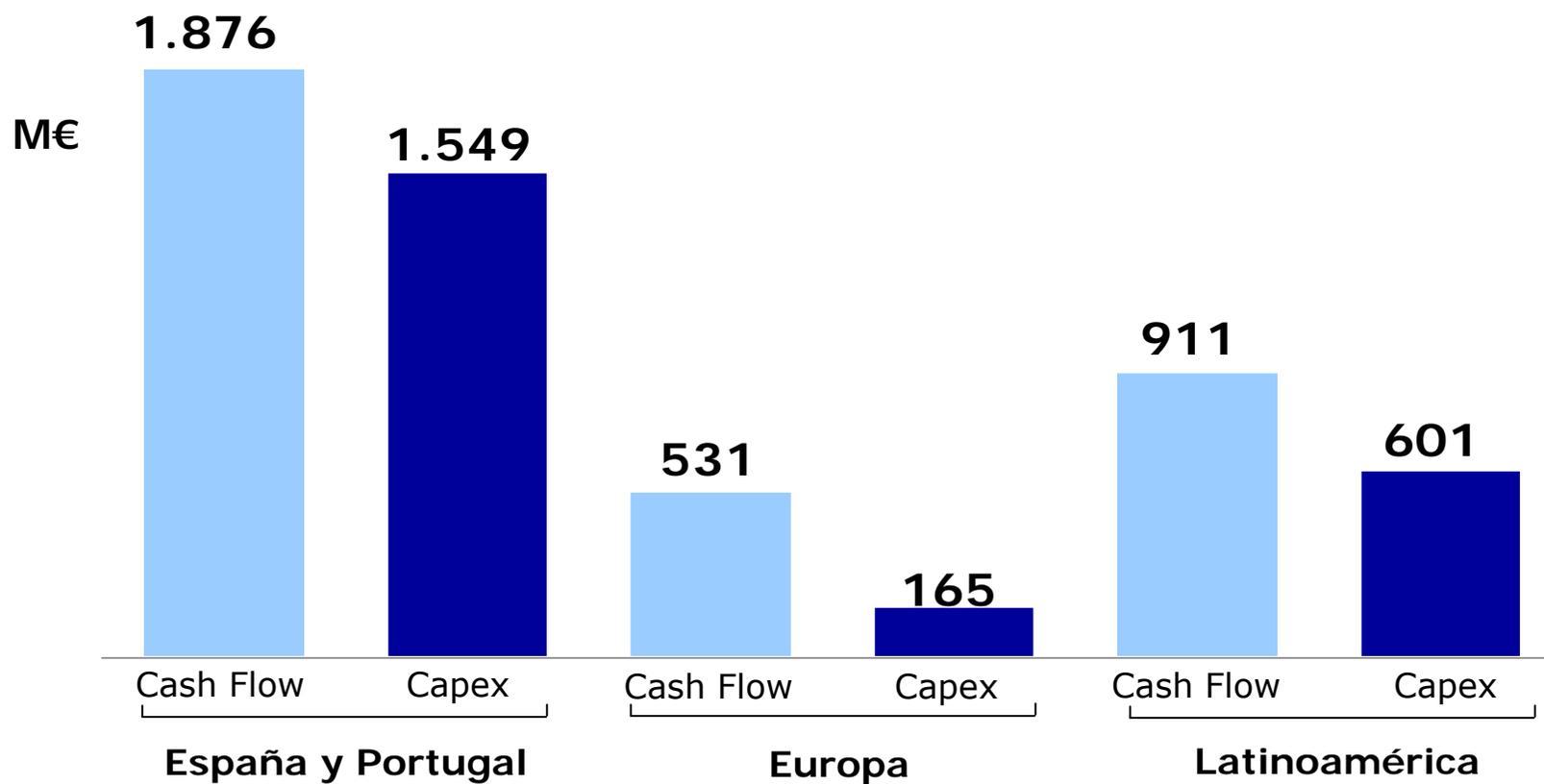
Cash Flow positivo en todos los negocios

Variación C.Flow
vs año anterior

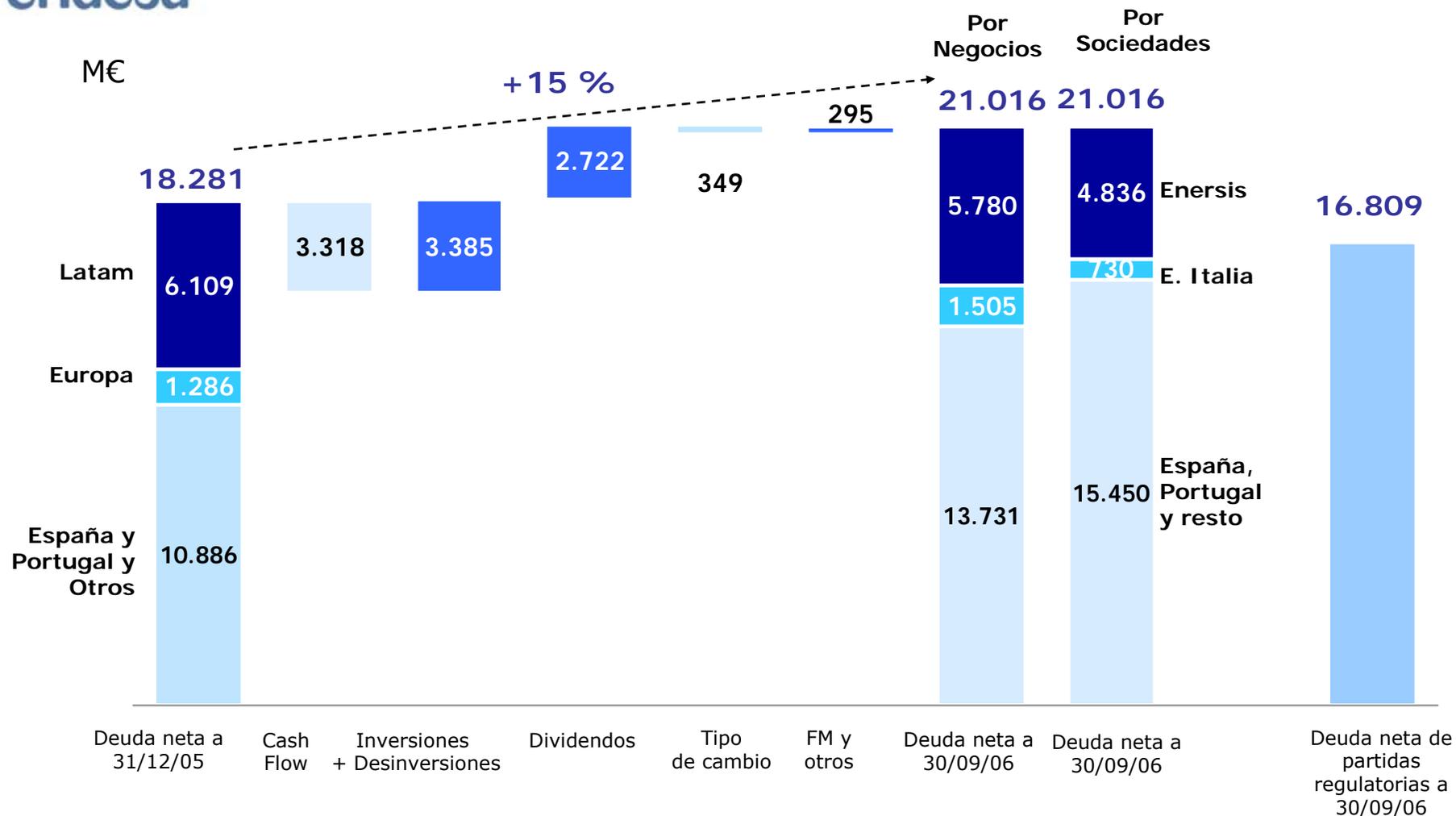
+ 12% 

+6% 

+19% 

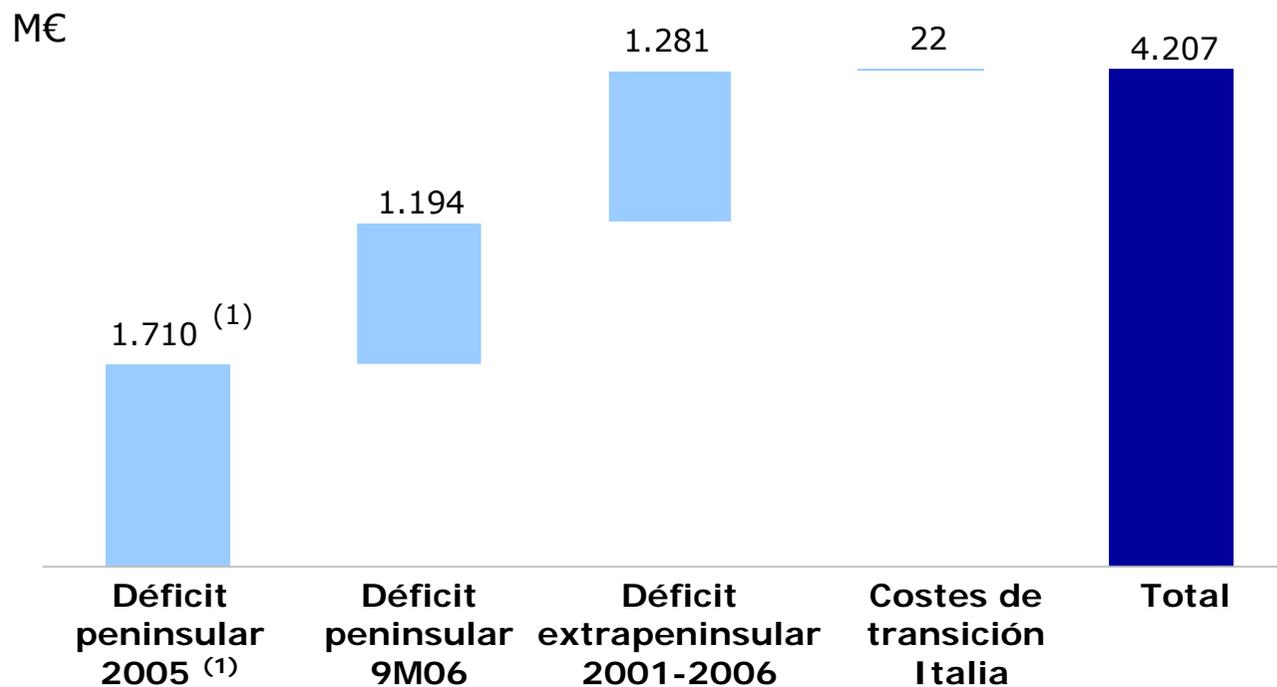


Evolución de la deuda



Deuda neta de partidas regulatorias: 16.809 M€

Más de 4.200 M€ de partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro



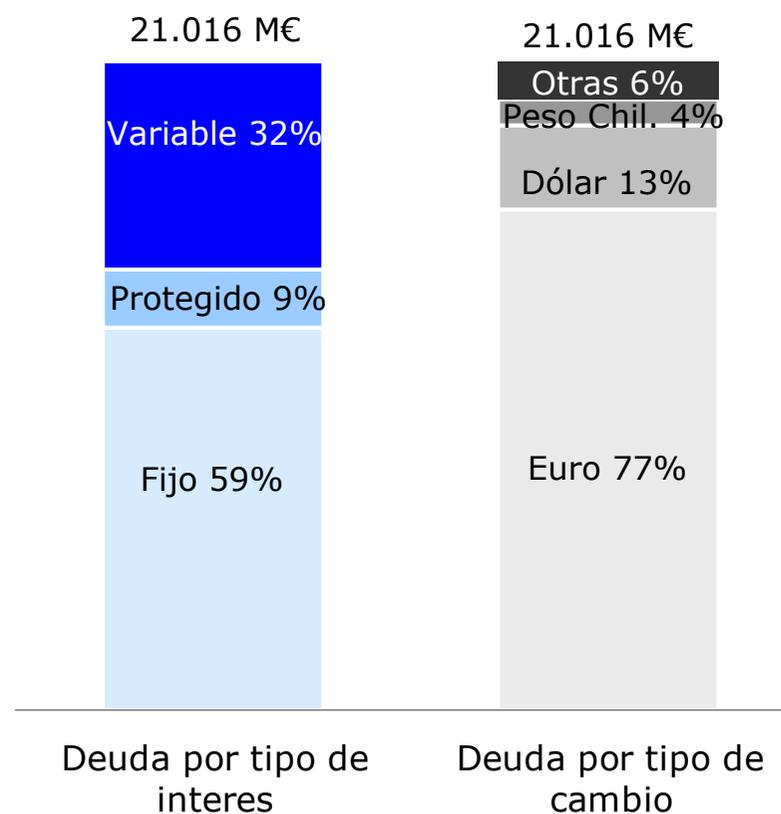
- Mandato para la cesión del derecho de cobro del déficit peninsular 2005 adjudicado
- Desembolso previsto en noviembre de 2006

(1) Según RD 809/2006 de 30 de junio + intereses devengados - cobros

Favorable estructura de la deuda en un entorno de tipos crecientes

- **Estructura de la deuda:**
 - Deuda a tipo fijo o protegido: 68%
 - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda: 5,49%:**
 - Endesa sin Enersis: 4,11%
 - Enersis: 9,27%
- **Vida media de la deuda: 5,1 años**
- **Liquidez de Endesa:**
 - Endesa sin Enersis: 6.159 M€
 - Enersis: 1.317 M€

Estructura de la deuda



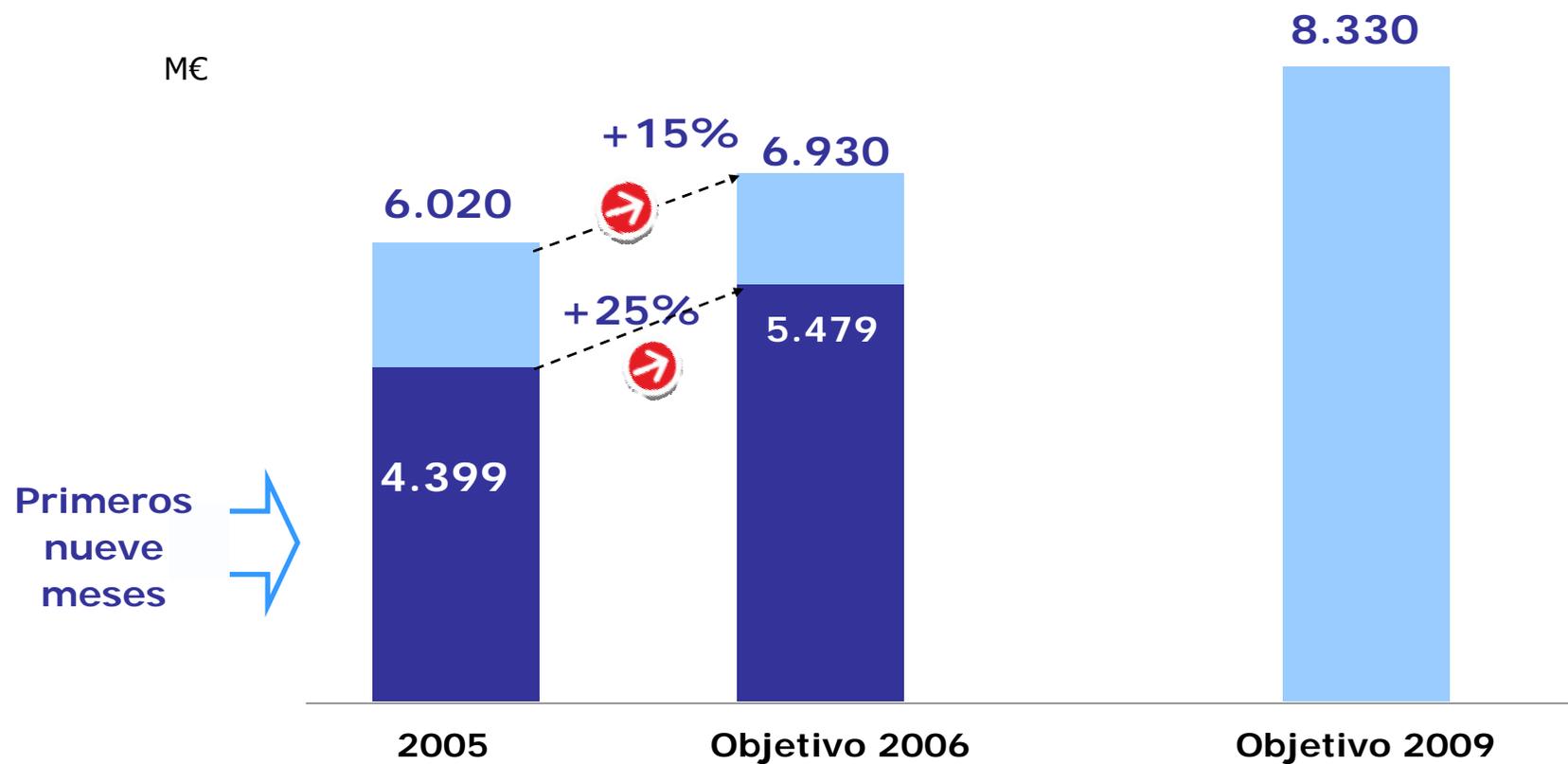


Conclusiones



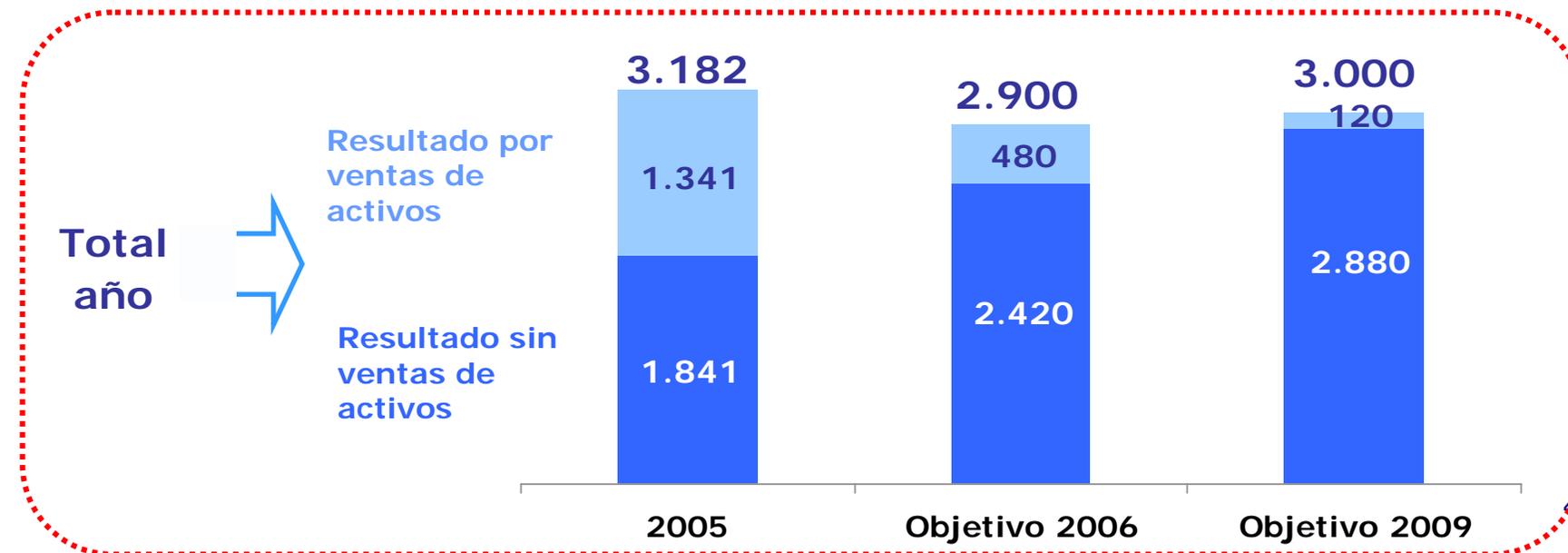
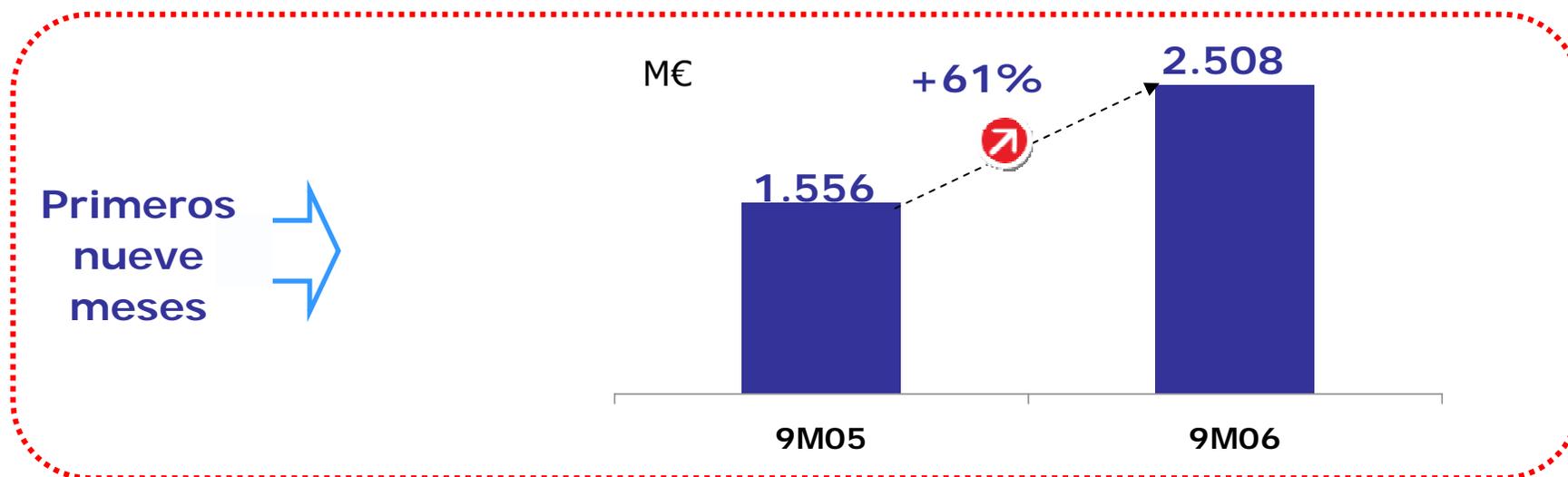
Objetivos mejorados claramente alcanzables

EBITDA



Objetivo mejorado claramente alcanzable

Resultado neto



En conclusión, en el último año

- **Superación sistemática de los objetivos del Plan Estratégico**
- **Gestión activa de los negocios: crecimiento y eficiencia**
- **Lanzamiento de proyectos de futuro para la Compañía**
- **Maximización del valor para el accionista**

**Endesa
vale más**

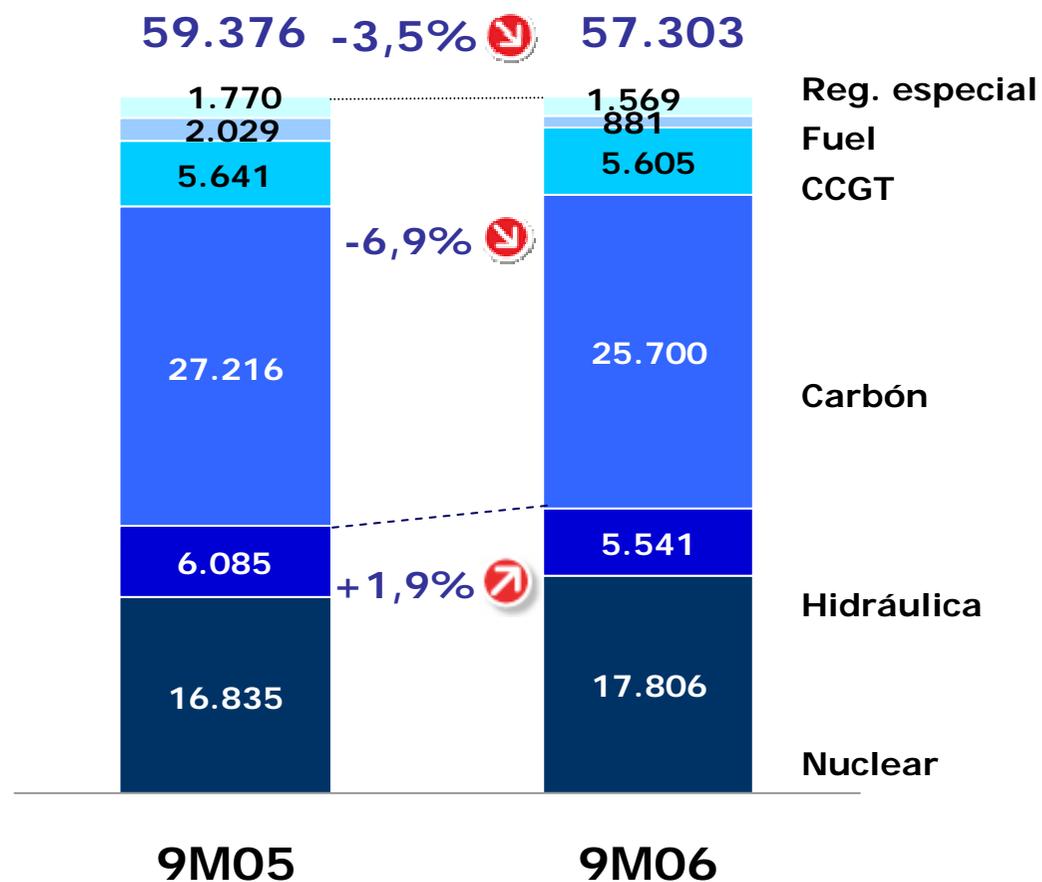


Back Up



Evolución de la generación en España y Portugal

Generación peninsular Endesa (GWh)

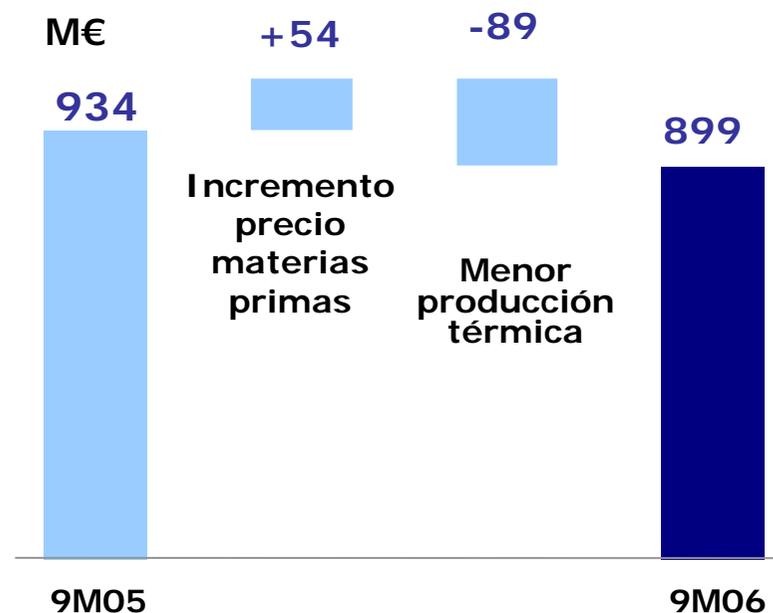


Coste de combustible peninsular competitivo

Desglose de coste unitario del combustible peninsular

€/MWh	9M05	9M06	Increment.
CCGT ⁽¹⁾	28,0	33,2	18,6%
Carbón nacional ⁽²⁾	23,1	22,3	-3,5%
Carbón importado	19,3	19,5	1,2%
Fuel	51,2	81,0	58,3%
Media térmica convencional	25,1	26,0	3,6%
Media total	16,2	16,2	0,1%

Desglose de los efectos en el coste de combustible



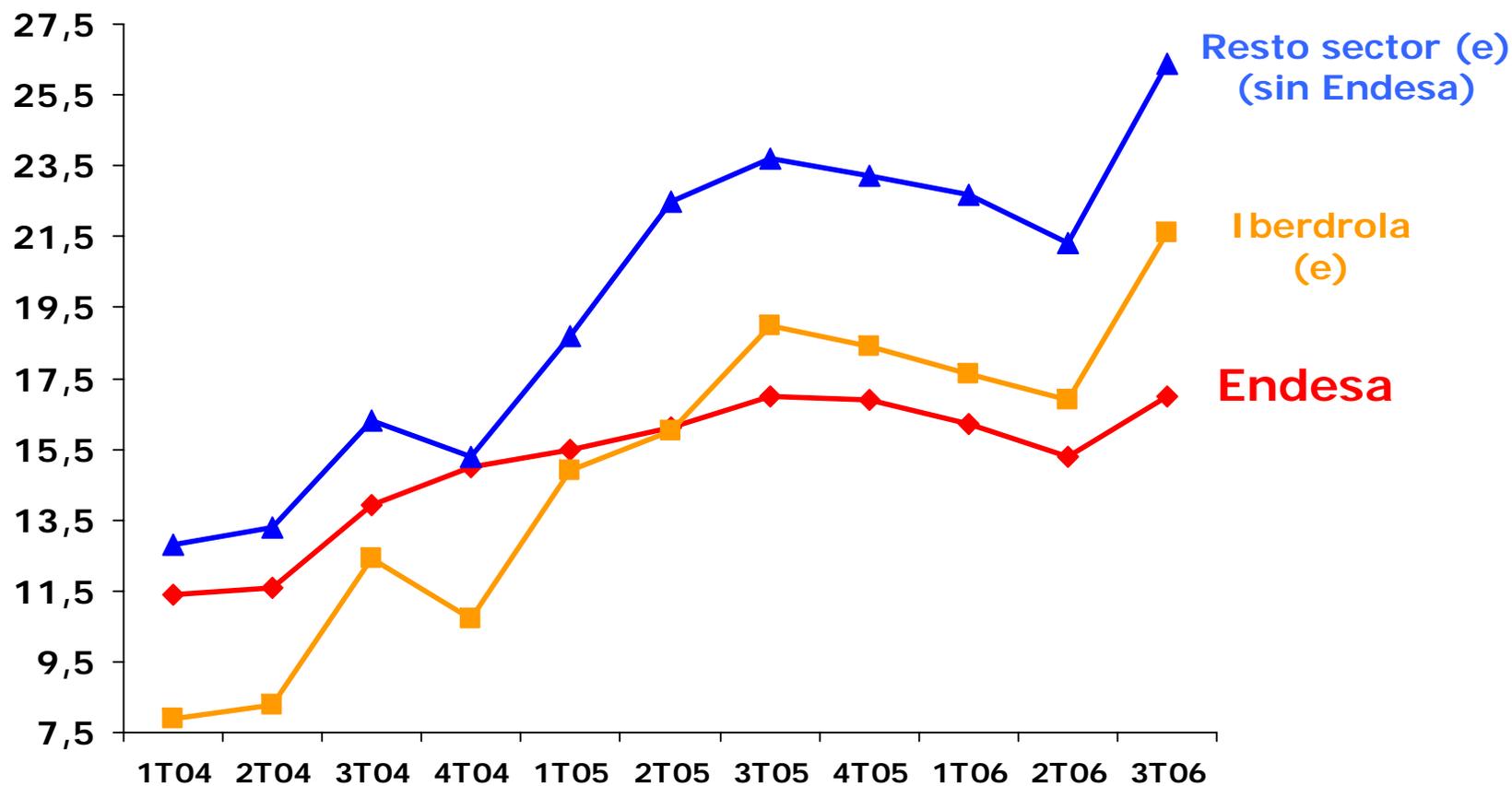
Moderación en la evolución del coste de combustible a pesar de la evolución de los precios internacionales

(1) 24,2 €/MWh y 29,4 €/MWh sin incluir ATR, en 9M05 y 9M06 respectivamente

(2) Neto de primas de carbón. Tanto en 2006 como en 2005 el coste bruto ha sido de 23,8 €/MWh. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional

Coste de combustible peninsular competitivo

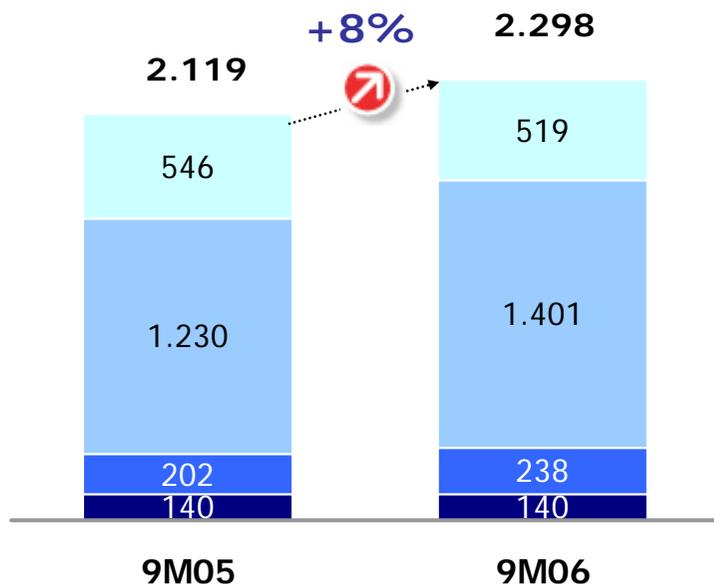
Evolución trimestral del coste de combustible(€/MWh)



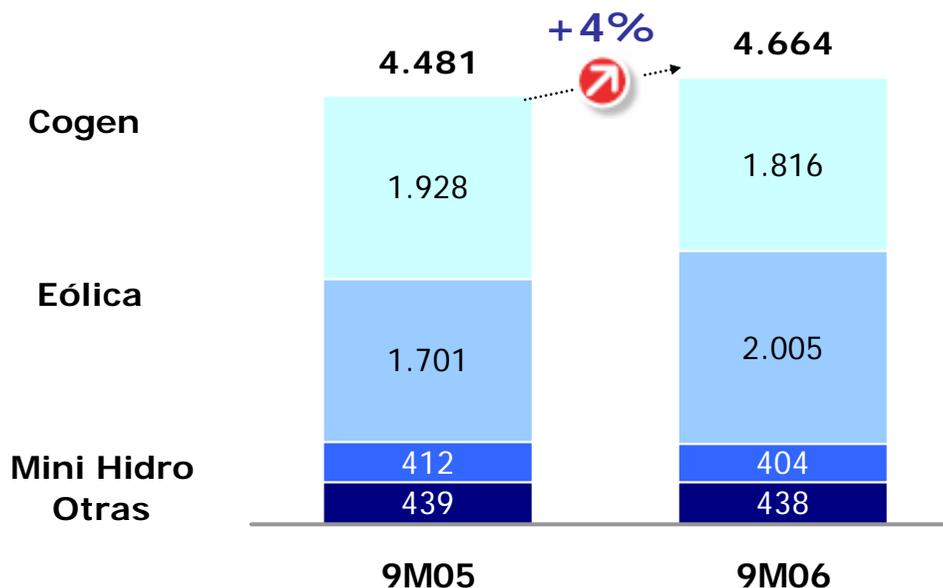
Endesa tiene el coste de combustible más competitivo del sector

Crecimiento en Régimen Especial

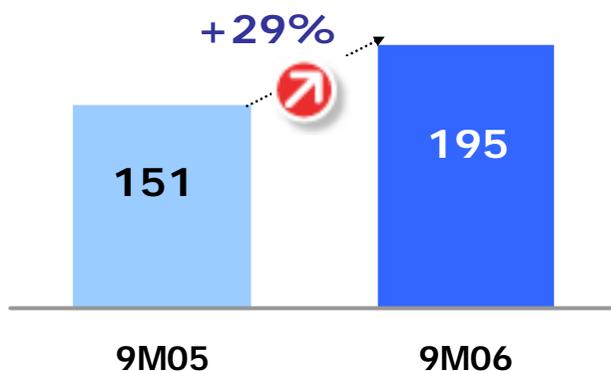
Potencia (MW) ⁽¹⁾



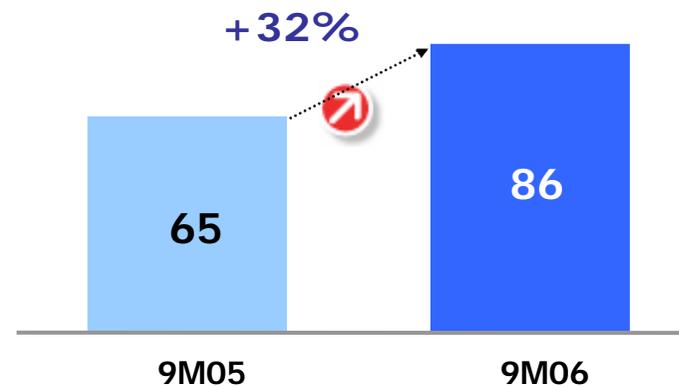
Producción (GWh) ⁽¹⁾



Ventas (M€)



EBIT (M€)



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

SIEPAC: Integración Energética en Centroamérica



Pais	KMS.
Guatemala	279
El Salvador	285
Honduras	376
Nicaragua	310
Costa Rica	477
Panama	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

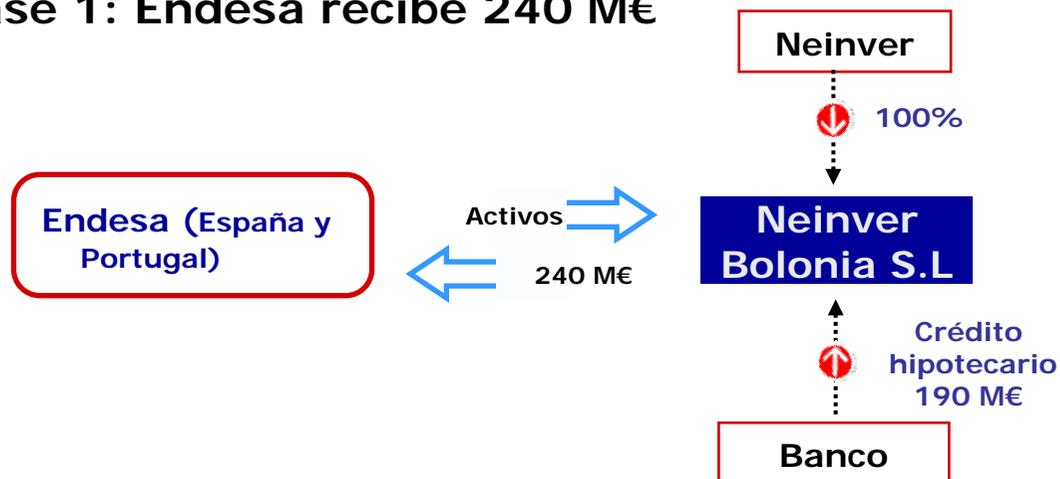
Avances en la optimización de la estructura societaria

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	<b style="color: red;">En Proceso	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prevista para 2007 <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 hidráulicidad ▪ Mejor estructura financiera </div>

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

Bolonia

Fase 1: Endesa recibe 240 M€



Fase 2: Endesa invierte 27 M€

- Desarrollo urbanístico
- Venta a promotores inmobiliarios



Operación cerrada en 3T06

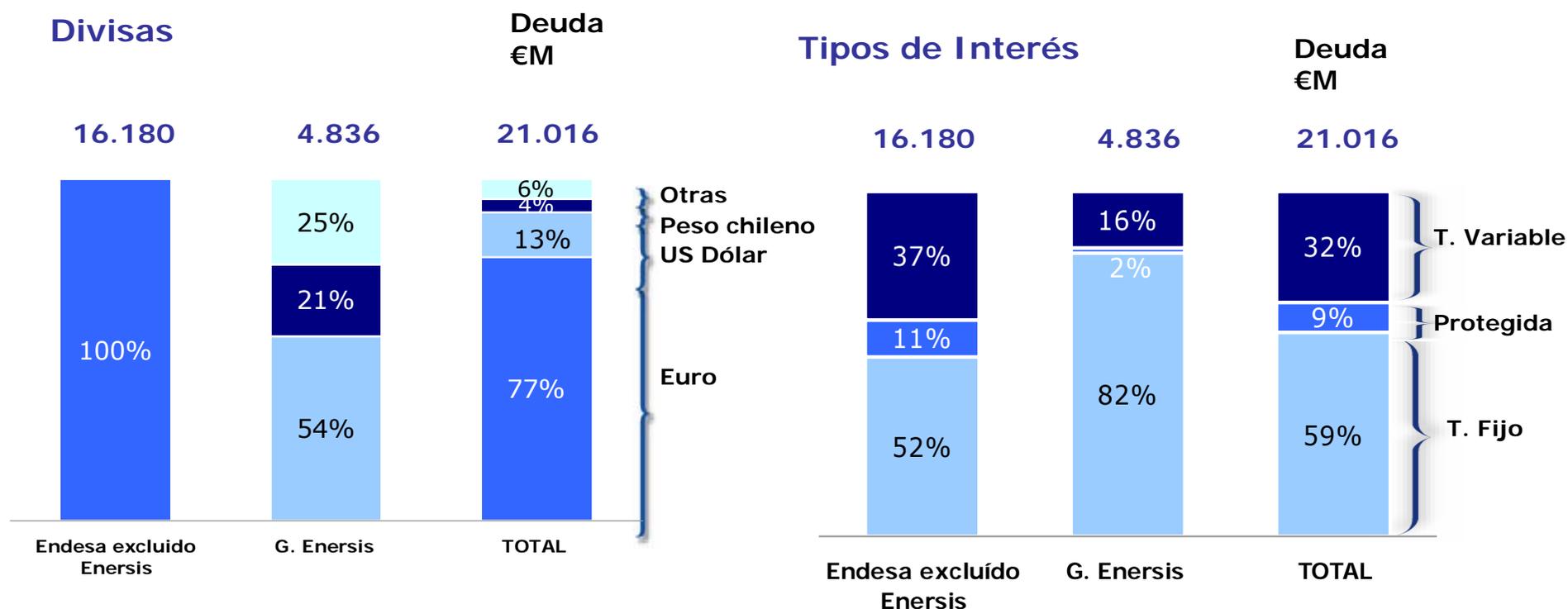
Condiciones de la operación:

- Precio venta del 100% de los activos inmobiliarios de Palma por 240 M€
- Creación de Neinver Bolonia S.L.:
 - 240M€ en activos
 - Apalancamiento 190 M€, sin recurso a los accionistas
 - Endesa adquiere el 45% por 27 M€ de Neinver Bolonia S.L. a Neinver
 - 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



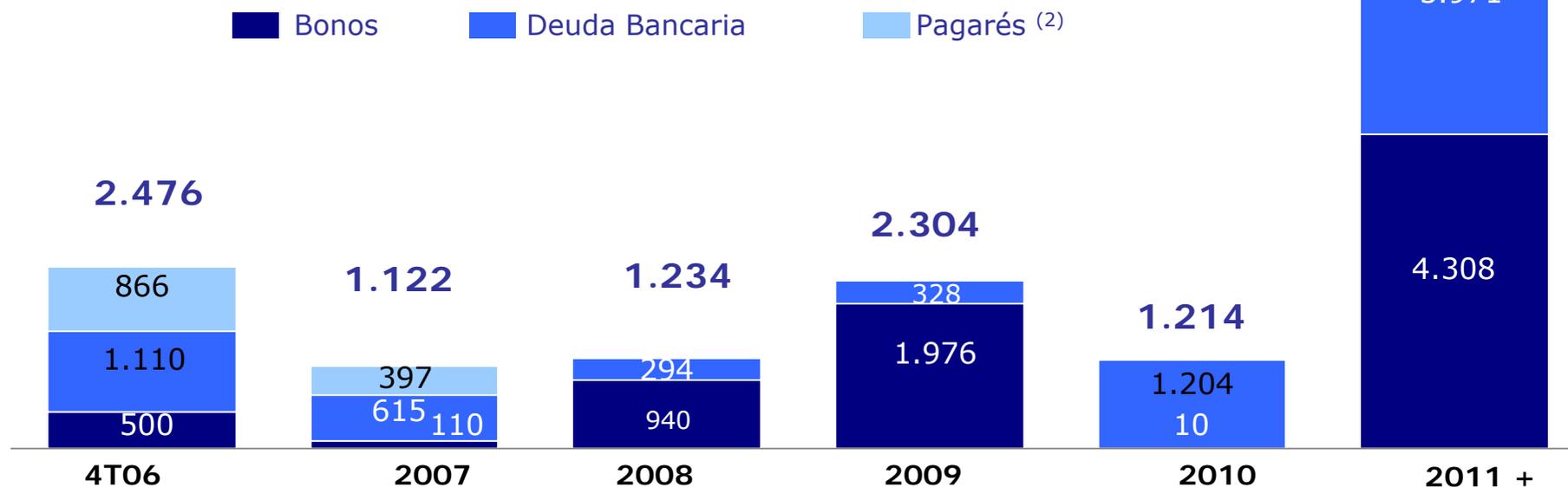
- El riesgo por tipo de cambio está limitado por la estrategia de denominar la deuda en la divisa en que se generan los flujos de caja
- El alto porcentaje de cobertura de los tipos de interés reduce la volatilidad del gasto financiero

Vencimiento de la deuda de Endesa excluido Enersis

Saldo de los vencimientos del principal de la deuda financiera: 16.629 M€ ⁽¹⁾

8.279

M€



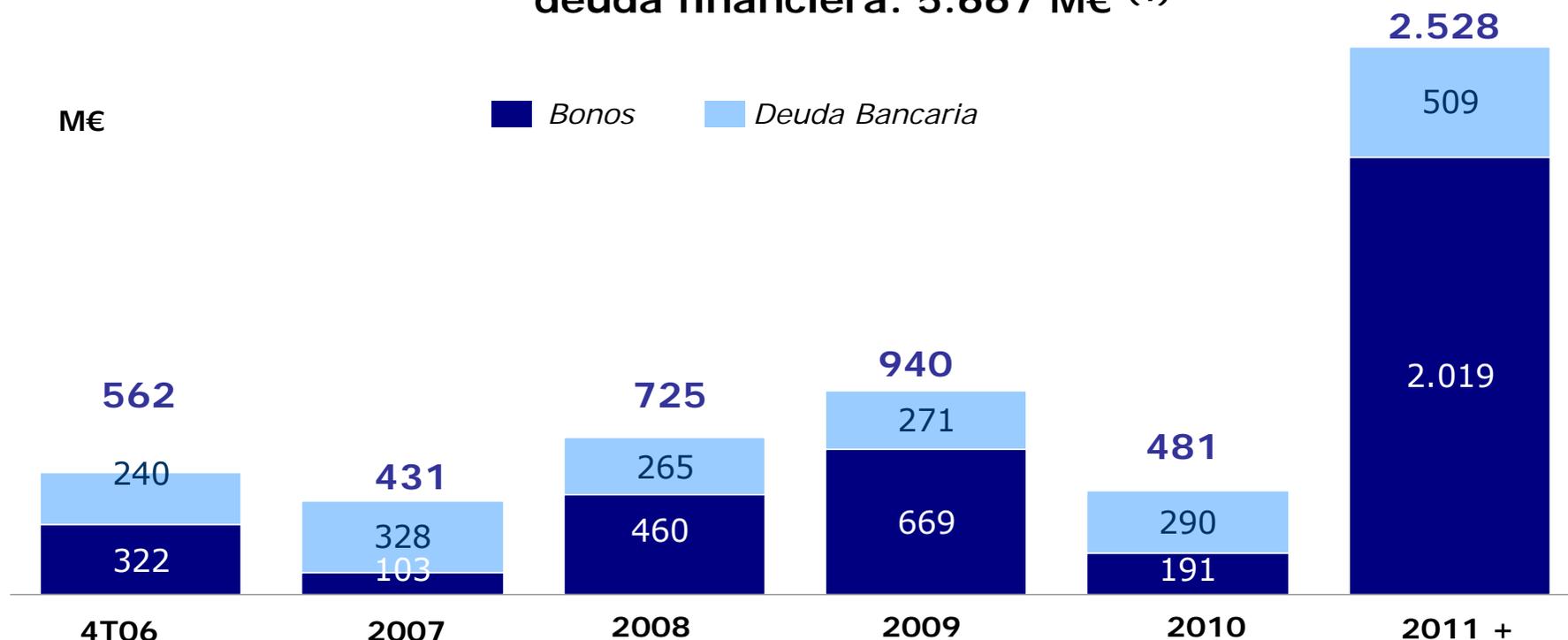
La liquidez en Endesa excluido Enersis es de 6.159 M€ (403 M€ de caja y 5.756 M€ de líneas de crédito disponibles) y cubre los vencimientos de los próximos 20 meses

(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: 5.667 M€ ⁽¹⁾



La liquidez de Enersis es de 1.317 M€ (825 M€ de caja y 492 M€ de créditos sindicados disponibles) y cubre los vencimientos de los próximos 21 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.

Compromisos con el accionista en el período

	Compromisos
Objetivo EBITDA 2006	6.930 M€
Objetivo RNDI 2006	2.900 M€
Objetivo EBITDA 2009	8.330 M€
Objetivo RNDIM 2009	3.000 M€
Dividendos por actividades ordinarias (05-09)	~7.600 M€
Dividendos por Desinversiones (05-09)	~2.300 M€
Total caja al accionista	9.900 M€
Apalancamiento	<1,4x

Declaración bajo la protección otorgada por la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América ("Private Securities Litigation Reform Act of 1995").

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, las previsiones sobre el resultado bruto de explotación, los ingresos netos y dividendos para los nueve primeros meses de 2006 y los objetivos de resultado bruto de explotación 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.

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 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 implícitas 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 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 previsiones y objetivos.



Resultados 9 Meses 2006
Endesa vale más



25 de octubre de 2006