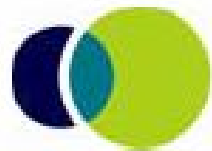




Resultados 2008



**Dow Jones
Sustainability Indexes**
Member 2008/09

26 de febrero de 2009

Nota aclaratoria

- A efectos de analizar la evolución del Grupo durante el 2008 y su comparación con 2007, el análisis se ha realizado sobre las operaciones que tienen la consideración de continuadas. El resultado de las actividades interrumpidas sólo está recogido en el resultado neto
- Bajo el criterio marcado por la NIIF 5, se clasifican como operaciones interrumpidas los activos de Endesa Europa y las centrales de generación en España que Endesa ha vendido a E.On AG
- El criterio contable de registro de las participaciones sobre las que Endesa mantiene control conjunto con otros accionistas ha cambiado de puesta en equivalencia a integración proporcional. Los datos del 2007 han sido modificados con dicho criterio para realizar una comparación homogénea

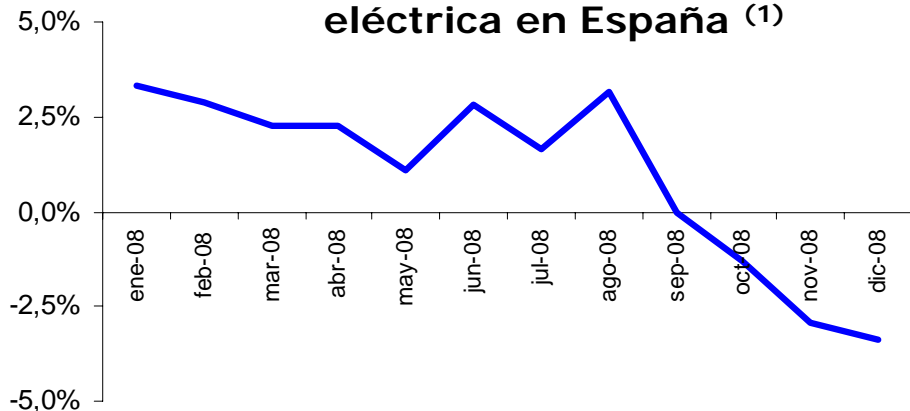
Positivo comportamiento en el año

M€	2007	2008	Variación
Ventas	17.481	21.728	+24%
Margen de contribución	9.558	10.320	+8%
EBITDA	6.368	6.895	+8%
EBIT	4.619	5.234	+13%
Gastos financieros netos	-881	-1.016	+15%
Resultado neto atribuible	2.675	7.169	+168%
Resultado neto actividades continuadas después de minoritarios	2.241	2.371	+6%

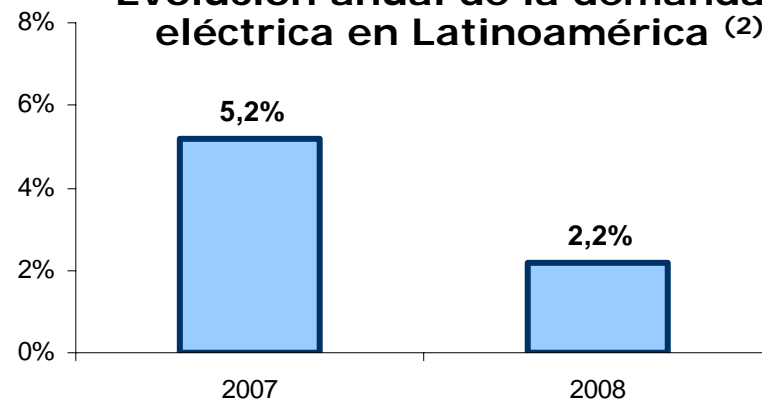
Dividendo a cuenta del ejercicio 2008: 6.243 M€

Resultados alcanzados en un entorno exigente

Variación mensual demanda eléctrica en España (1)

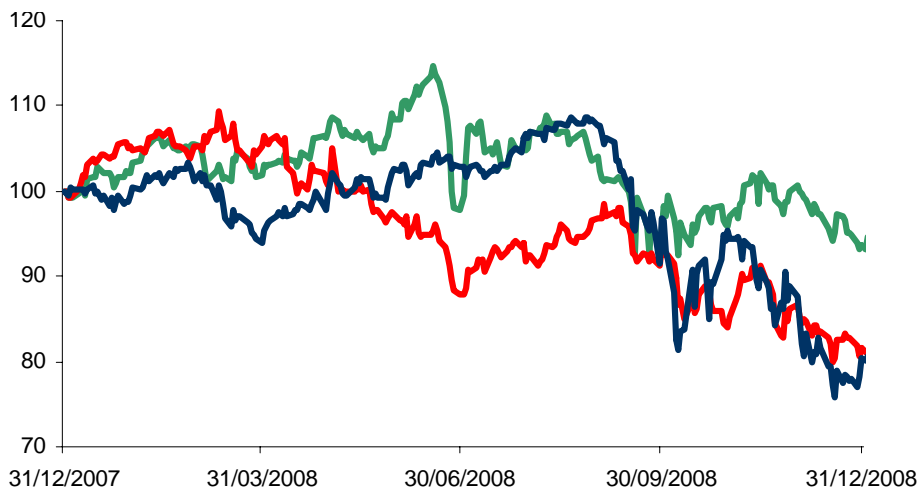


Evolución anual de la demanda eléctrica en Latinoamérica (2)



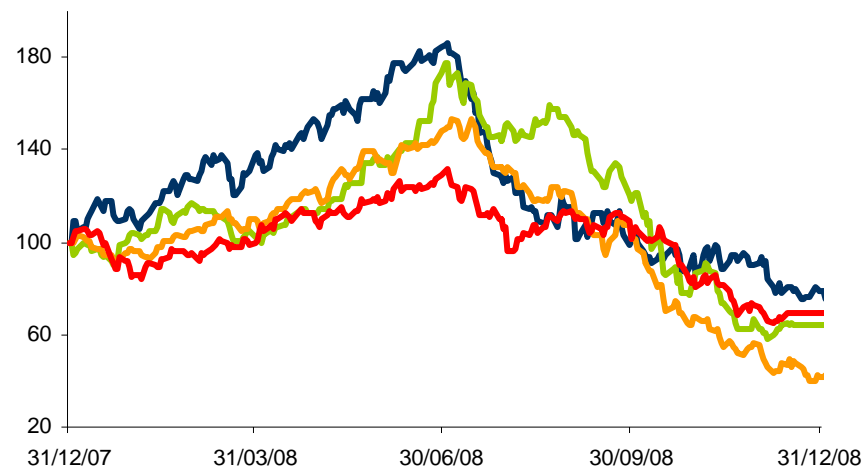
Evolución tipos de cambio

EUR/Peso colombiano EUR/Peso chileno EUR/Real brasileño



Evolución materias primas y CO2

Henry Hub Carbón API2 Brent Spot CO2 08

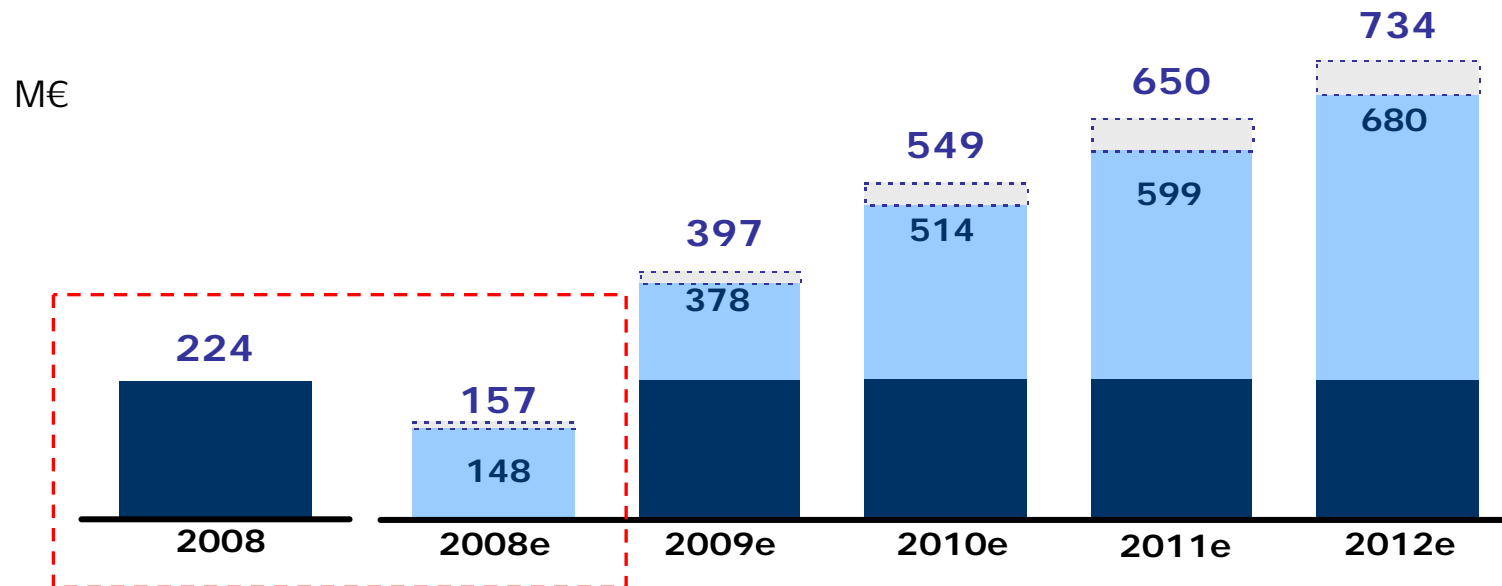


(1) Sistema peninsular corregido por temperatura y laboralidad
 (2) Países en los que opera Endesa. Ponderación por EBITDA

Enfoque en la mejora de eficiencia

Plan de sinergias y eficiencias anuales⁽¹⁾ supera claramente los objetivos

■ Sinergias comprometidas
 ▨ Sinergias adicionales
 ■ Sinergias conseguidas
 (diciembre 2007)



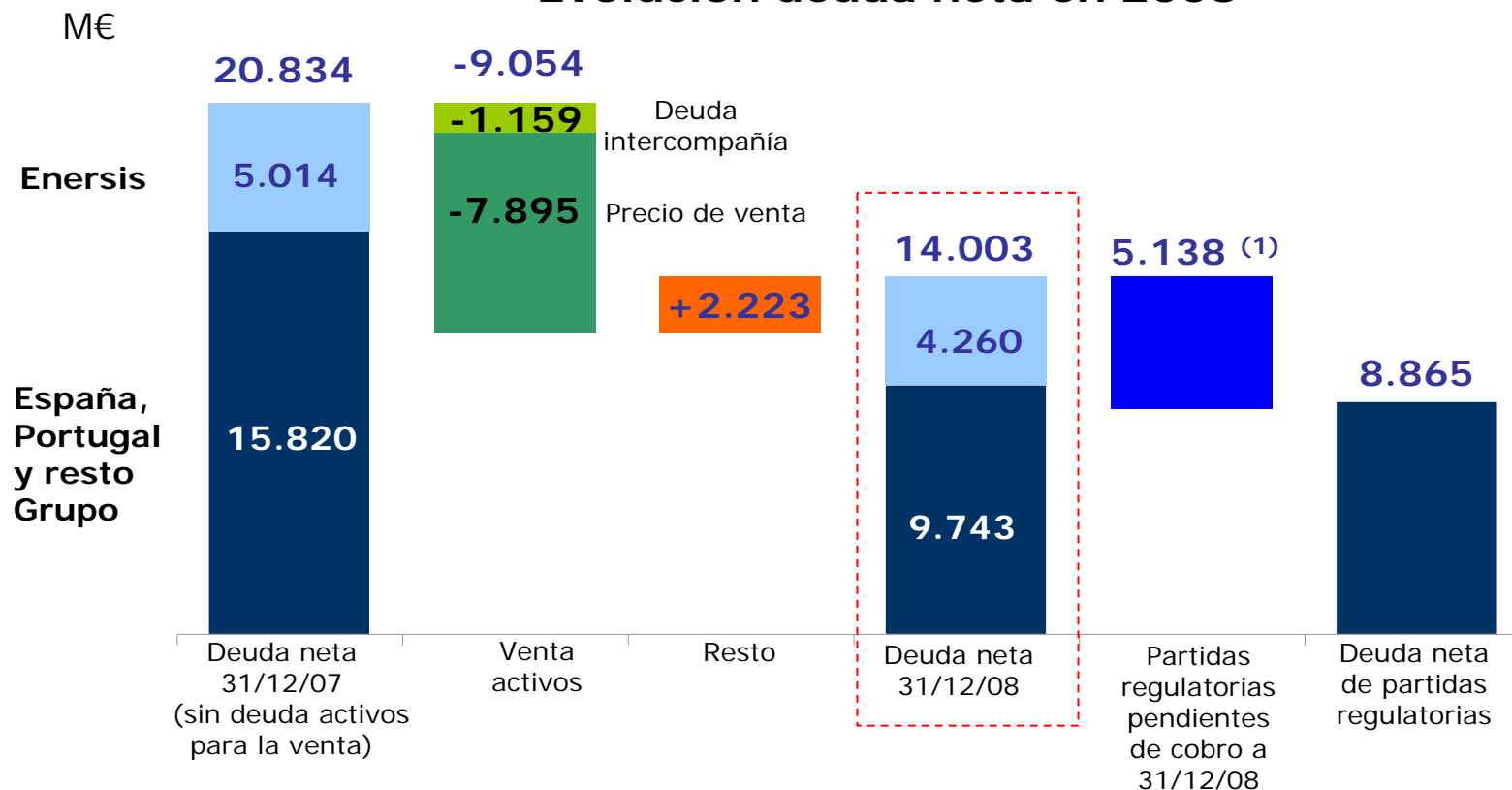
- Conseguidas eficiencias recurrentes por 224 M€ (43% por encima del objetivo previsto)
- Potenciales sinergias adicionales a las ya comprometidas

(1) Recurrentes sobre la base de 2007

Nota: Sinergias calculadas sobre margen, opex y capex

Sólida posición financiera

Evolución deuda neta en 2008

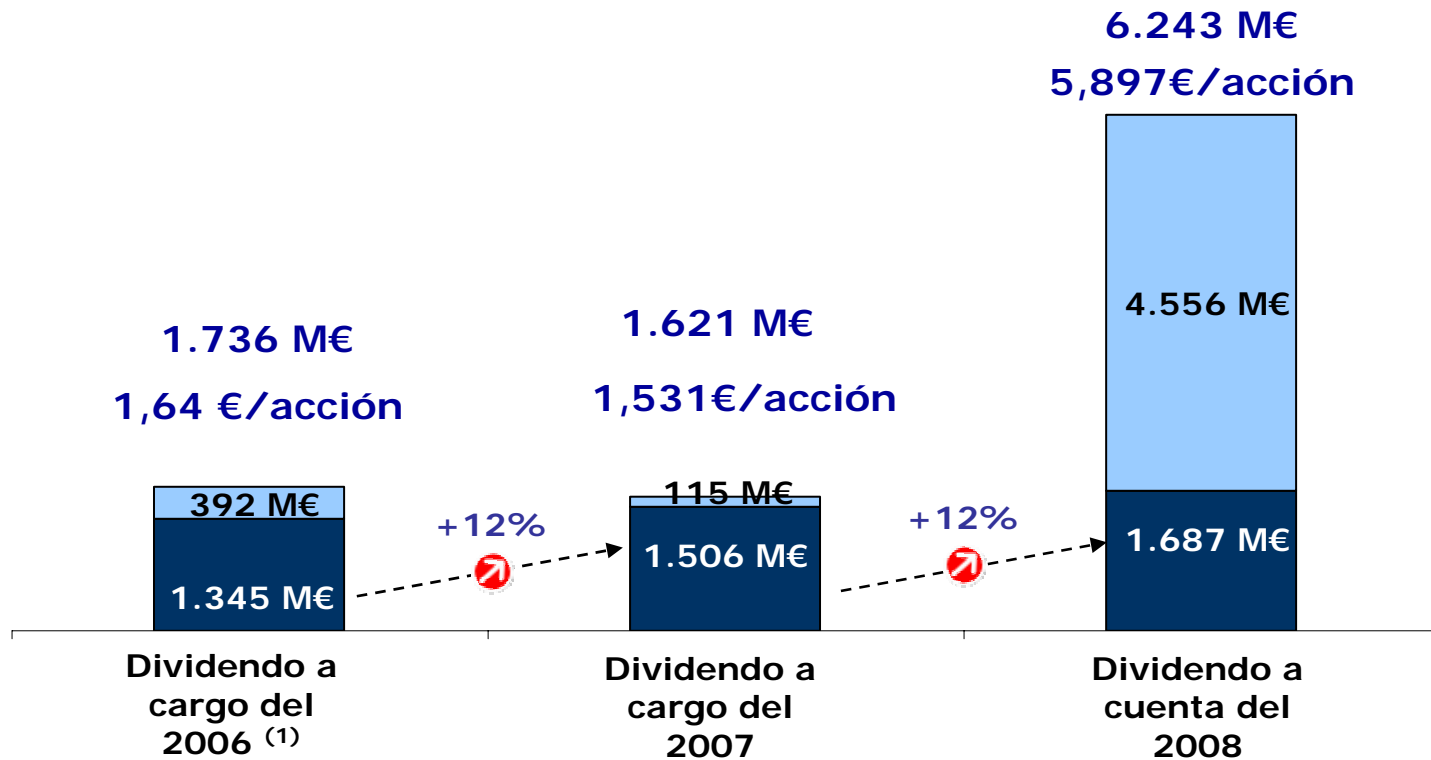


	Liquidez (caja)	Cobertura de vencimientos	Vida media de la deuda
Endesa sin Enersis	10.781 M€(3.299 M€)	39 meses	4,3 años
Enersis	2.098 M€(1.488 M€)	17 meses	5,1 años

(1) El desglose de las partidas regulatorias pendientes de cobro figura en el Anexo (pg. 30)

Importante remuneración al accionista vía dividendos

■ Actividad ordinaria □ plusvalías venta activos



Pago dividendo el 16 de Marzo de 2009 (fecha ex-dividendo)

(1) No incluye prima de asistencia a las dos JGA convocadas

Acuerdo de venta de activos a Acciona

Precio de venta:
2.890 M €

	MW
Eólica	1.248
Minihidráulica	174
Hidráulica R.O.	682
Total	2.104

**3,6% del Ebitda
total del Grupo**

**5,3% de la
capacidad total del
Grupo**

- “Fairness opinion” de la valoración por bancos de inversión
- Importe a ajustar con deuda
- Acuerdo sujeto a autorizaciones administrativas



España y Portugal

Claves del periodo

- Menor hidraulicidad, alza de los precios de los combustibles y CO₂ incrementan el precio medio del Pool (+53%, 71€/MWh)
- Prudencia en la contabilización del RDL 11/2007
- Ventaja competitiva en generación: mejor mix, menor coste de combustible y mayor factor de utilización térmica
- Estabilidad de márgenes por la política comercial
- Optimización del coste de CO₂ mediante CERs
- Continúa la mejora en calidad de suministro (TIEPI -11% vs. 2007)

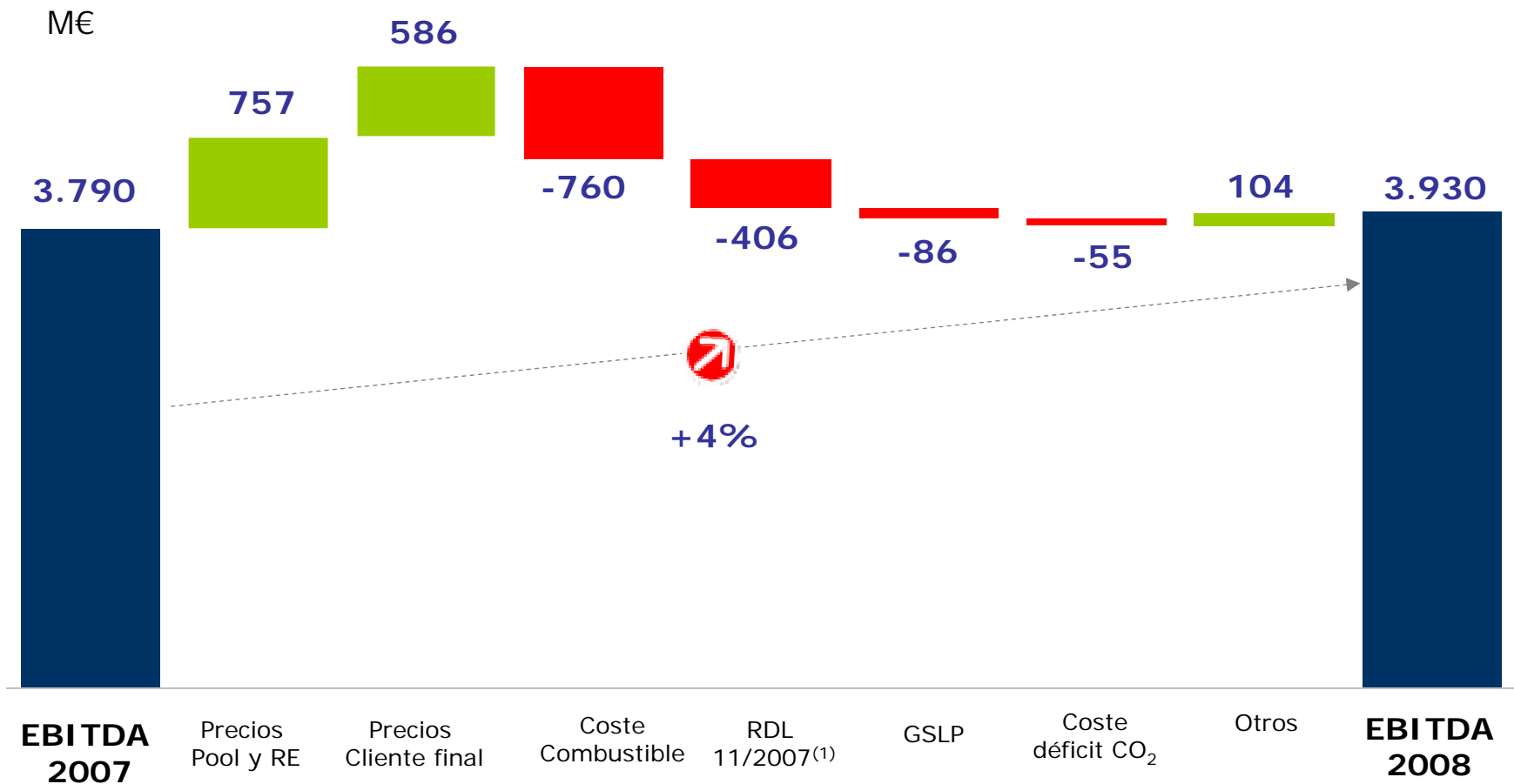
Positivos resultados a pesar del entorno económico

M€	2007	2008	Variación
Ventas	9.871	12.632	+28%
Margen de contribución	6.044	6.301	+4%
EBITDA	3.790	3.930	+4%
EBIT⁽¹⁾	2.663	2.834	+6%
Gastos financieros netos⁽²⁾	-417	-488	+17%
Resultado neto atribuible	1.785	2.217	+24%
Resultado neto actividades continuadas después de minoritarios	1.738	1.873	+8%

(1) Las amortizaciones se reducen en 31 M€ respecto al 2007 debido a que se amortizaron 82 M€ por depreciación de la cartera de los derechos de emisión de CO2 mientras que en 2008 este efecto fue de 58 M€ y por la no amortización de los activos de energías renovables (32 M€ en 2007)

(2) El aumento de los gastos financieros netos se debe a un efecto positivo de 76 M€ por la reducción del valor actual de las provisiones (fundamentalmente EREs) en 2007 y a un efecto negativo de 28 M€ por el mismo concepto en 2008. Descontando este efecto el gasto financiero neto ha disminuido un 7%

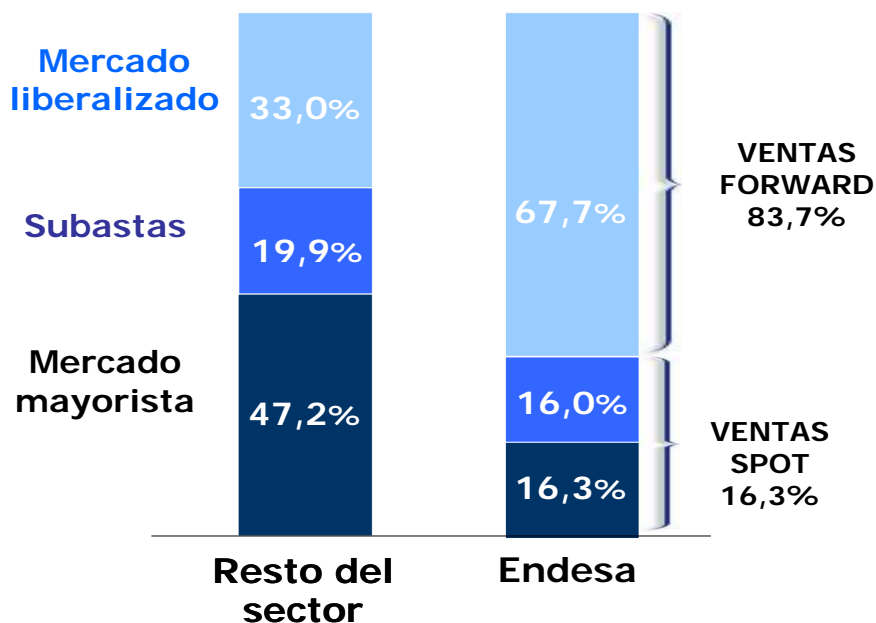
Positiva evolución del EBITDA en un entorno exigente



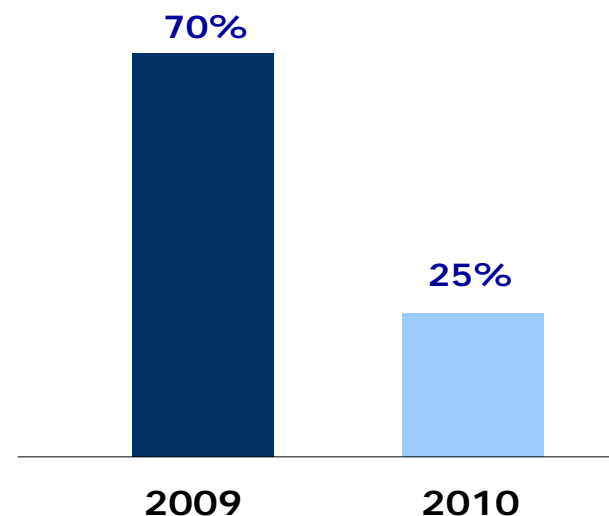
(1) Descuento de derechos (422,3M€ en 2008 vs. 16,7M€ en 2007)

Estrategia de cobertura con clientes

Mix ventas de Generación 2008



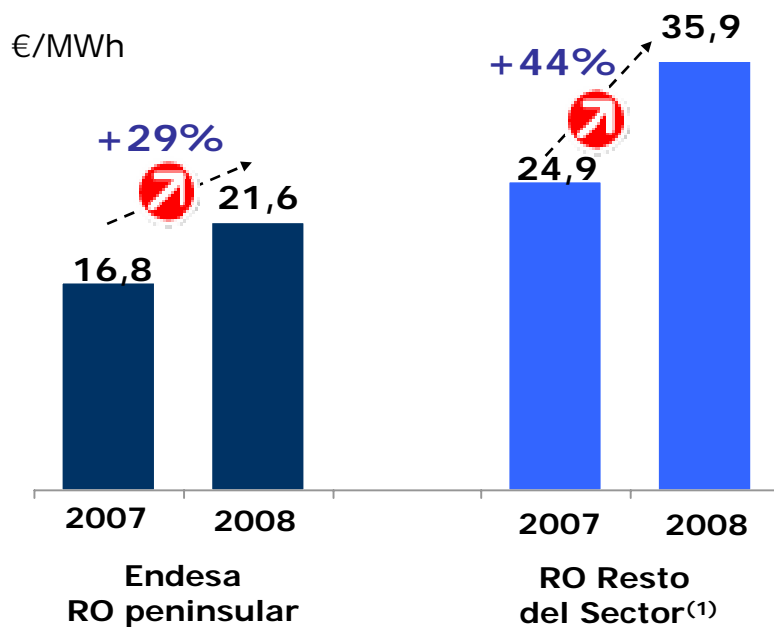
% producción estimada vendida a futuro RO peninsular



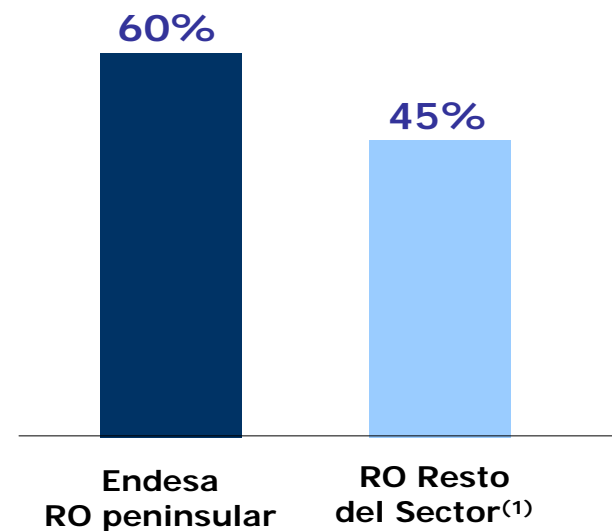
- Cuota de Endesa en mercado libre (43% vs 56% en 2007) se aproxima a su nivel natural ante la mayor actividad de los competidores
- Precios medios cartera comercial para 2009 superiores a forwards

Parque térmico competitivo por el menor coste de combustible

Coste de combustible unitario frente al sector



Factor de utilización Parque térmico⁽²⁾





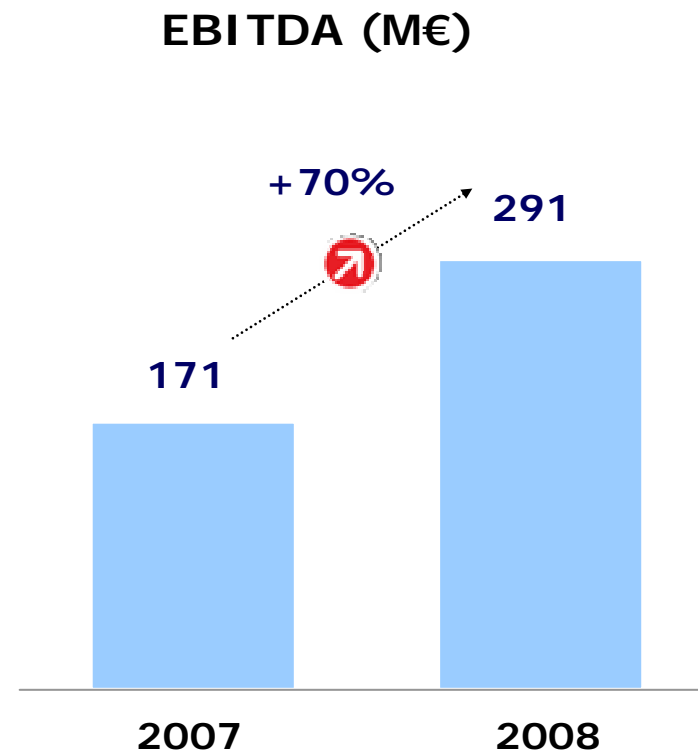
- Contratos competitivos de suministro a largo plazo en carbón y gas

(1) Estimado

(2) Térmica convencional sin incluir fuel-oil. No incluye sistemas extra peninsulares

Régimen especial: fuerte crecimiento del EBITDA gracias a mejora de volúmenes y precios

	2007		2008
Producción⁽¹⁾	2.877	+25%	3.587
	GWh		GWh
Ingreso medio régimen especial	88	+21%	106
	€/MWh		€/MWh



- **494 MW⁽²⁾ de capacidad incorporada en los últimos 12 meses**
- **87 MW⁽³⁾ en construcción de nueva capacidad eólica**

(1) Producción contable

(2) Potencia neta

(3) Una vez descontado los activos incluidos en el acuerdo con Acciona

Temas regulatorios

Déficit de tarifa

- Déficit tarifa estimado para el sector en 2008: 6.000 M€ (acumulado de 16.000 M€)
- Búsqueda de soluciones por parte del Gobierno y del sector.

Tarifa 2009

- Incremento tarifas integrales: 3,4%
- Incremento tarifas de acceso: 25%, primer paso hacia la solución del déficit de tarifa.
- Desaparece tarifa G4. Transitorio con incrementos del 5% mensual
- Próximo hito: desaparición de la tarifa integral e inicio del Suministro de Último Recurso

Distribución

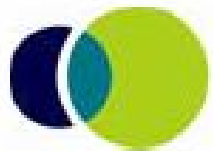
- Se consolida el nuevo modelo retributivo que ajusta los factores de eficiencia por empresa.
- La retribución de Endesa aumenta en 159M€
- Continúa en desarrollo el modelo retributivo definitivo
- Desarrollado el esquema de incentivos de calidad

Metodología descuento de CO2

- Pendiente desarrollo RDL 11/2007



Latinoamérica



**Dow Jones
Sustainability Indexes**
Member 2008/09

Claves del periodo

- **Desaceleración del crecimiento de la demanda eléctrica**
- **Altos precios de venta en generación por menor hidraulicidad, problemas de abastecimiento de gas y mayores costes de combustibles**
- **Mejora de los VAD de distribución, Ampla, Coelce y Edesur**
- **Bajos niveles de margen de reserva: incremento de potencia en 2008 de 188 MW y 334 MW⁽¹⁾ previstos para 2009**
- **Reducción pérdidas de energía hasta el 10,8% (-0,4pp)**
- **Retorno de caja: 269 M€**

(1) Tg Quintero 250MW, Parque Eólico Canela 60MW y San Isidro II con GNL 24MW

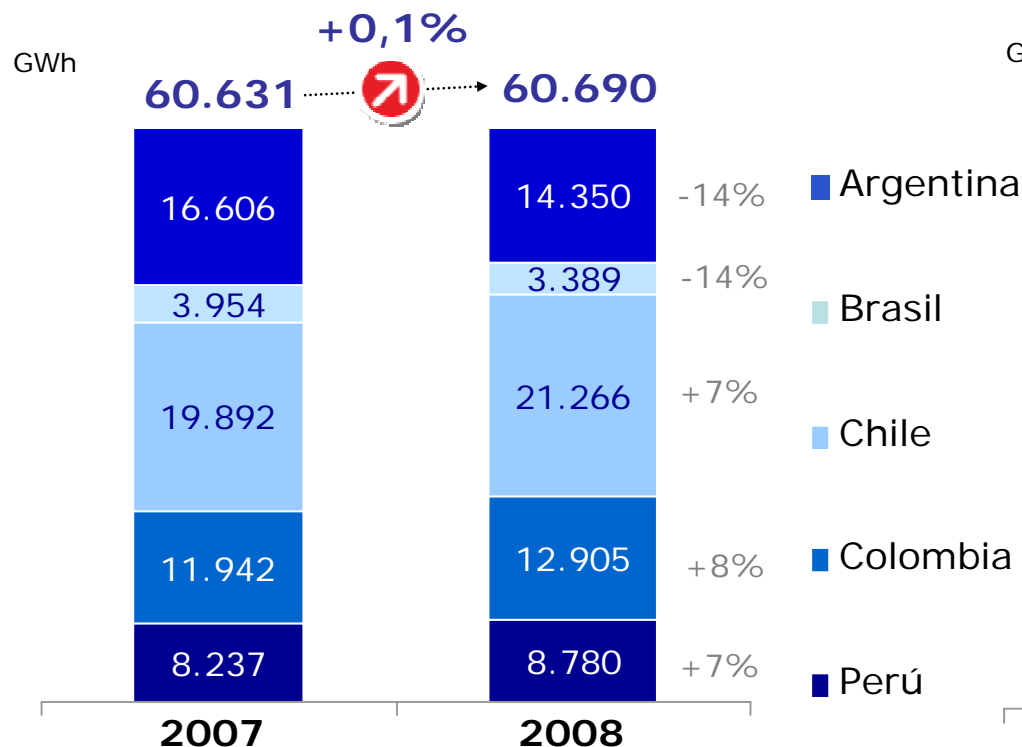
Sólidos resultados anuales

M€	2007	2008	Variación
Ventas	7.118	8.092	+14%
Margen de contribución	3.472	3.996	+15%
EBITDA	2.541	2.968	+17%
EBIT	1.919	2.408	+25%
Gastos financieros netos	-465	-518	+11%
Resultado neto antes de minoritarios	1.128	1.343	+19%
Resultado neto atribuible	471	506	+7%

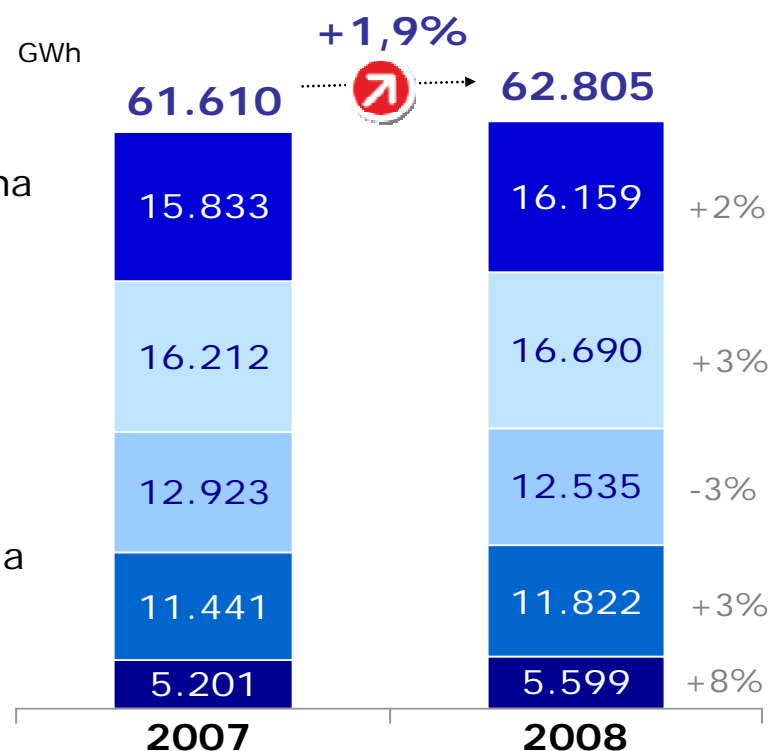
73% del EBITDA de países con calificación crediticia "Investment Grade" (Chile, Brasil y Perú)

Crecimiento de la actividad eléctrica en un entorno de desaceleración económica

Producción de Generación



Ventas de Distribución








- Crecimientos de la producción en Colombia, Perú y Chile
- Menor producción en Argentina y Brasil por baja hidraulicidad
- Crecimiento de las ventas de distribución en todos los países a excepción de Chile por el decreto de racionamiento

EBITDA sube un 17% hasta 2.968 M€ (+21% en moneda local)






M€

EBITDA Generación y Transporte

	2007	2008	Variación
 Chile	592	863	46%
 Colombia	260	321	23%
 Brasil	163	184	13%
 Perú	145	134	(8%)
 Argentina	120	118	(2)%
TOTAL GENERACIÓN	1.280	1.620	27%
Margen Unitario Gx (\$/MWh)	28,9	39,0	35%
Interconexión Brasil-Argentina	79	85	8%
TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE	1.359	1.705	25%

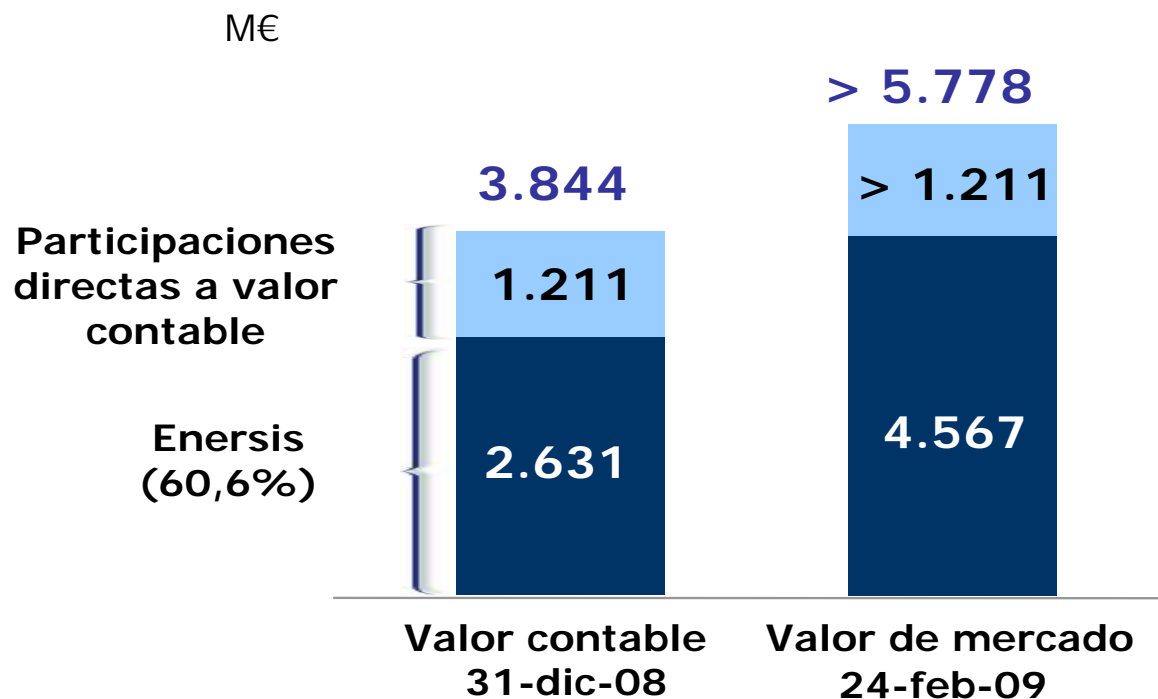
M€

EBITDA Distribución

	2007	2008	Variación
 Chile	191	306	60%
 Colombia	295	328	11%
 Brasil	531	504	(5%)
 Perú	88	95	8%
 Argentina	131	81	(38%)
TOTAL DISTRIBUCIÓN	1.236	1.314	6%
Margen Unitario Dx (\$/MWh)	40,9	46,4	13%

Importante contribución de Latinoamérica al valor del Grupo

Valor de los activos de Endesa en Latinoamérica



EBITDA proporcional de las participaciones de Endesa Latinoamérica en 2008 482 M€

Conclusiones

Sólidos resultados y buen posicionamiento para afrontar los retos futuros

Estabilidad en márgenes

- **Negocio regulado: 55% del margen en 2008**

Centrados en eficiencia

- **Alcanzadas sinergias por encima del objetivo**

Solidez y flexibilidad
financiera

- **Apalancamiento 1,0x ⁽¹⁾**
- **Deuda Neta /EBITDA 2,2x ⁽¹⁾**

(1) Incluye el cobro del déficit de 5.138M€ y el pago de dividendo de 6.243M€

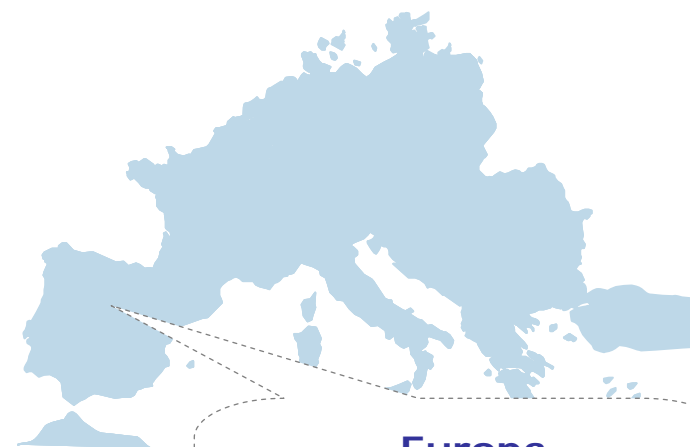
Endesa: Un importante grupo energético



Latinoamérica

15 GW

12 millones de clientes



Europa

24 GW

12 millones de clientes

- **Importante presencia en 10 países**
- **Cartera de negocios diversificada**
- **Formará parte de un gran líder energético mundial**



Anexos

Potencia instalada y producción⁽¹⁾

MW a 31.12.08	España y Portugal ⁽¹⁾	Latinoamérica	Endesa Desarrollo ⁽³⁾	Total
Total	24.228	15.284	144	39.656
Hidráulica	5.417	8.650	-	14.067
Nuclear	3.641	-	-	3.641
Carbón	5.805	538	-	6.343
Gas Natural	2.075	2.158	123	4.356
Fuel-oil	5.256	3.920	-	9.176
Renovable y cogeneración	2.034	18	21	2.073

TWh 2008 (var. s/2007)	España y Portugal ⁽²⁾	Latinoamérica	Endesa Desarrollo ⁽³⁾	Total
Total	88,2 +0,2%	60,7 +0,1%	1,0 +8%	149,8 +0,2%
Hidráulica	7,5 +6%	35,6 -3%	- -	43,2 -1%
Nuclear	26,1 +6%	- -	- -	26,1 +6%
Carbón	28,7 -18%	2,3 -3%	- -	31,0 -17%
Gas Natural	9,9 +66%	15,3 -8%	0,9 +6%	26,1 +14%
Fuel-oil	12,3 -0%	7,5 +12%	- -	19,8 +11%
Renovable y cogeneración	3,6 +25%	0,03 n.a.	0,03 n.a.	3,7 +26%

Potencia instalada

Producción

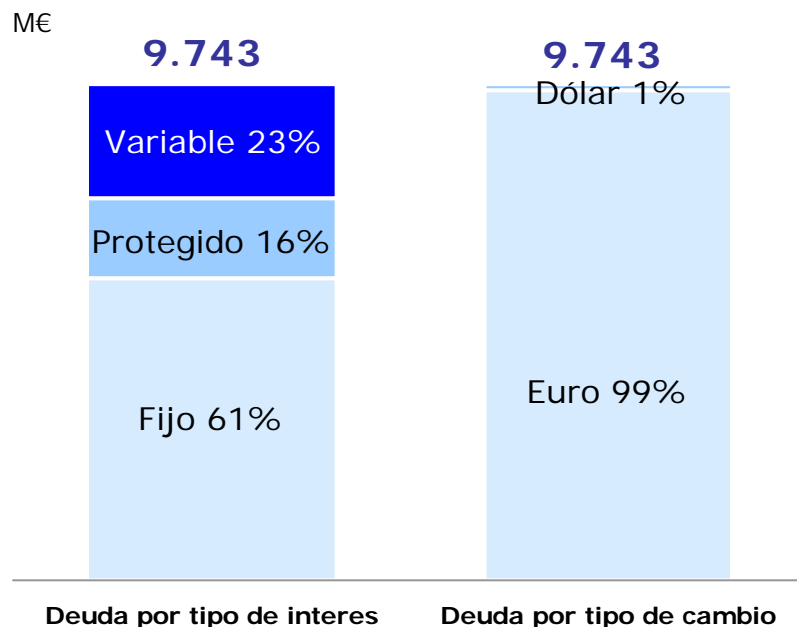
(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global y las sociedades de control conjunto por integración proporcional

(2) No Incluye las plantas vendidas, ni 941GWh de pruebas del CCGT de Puentes.

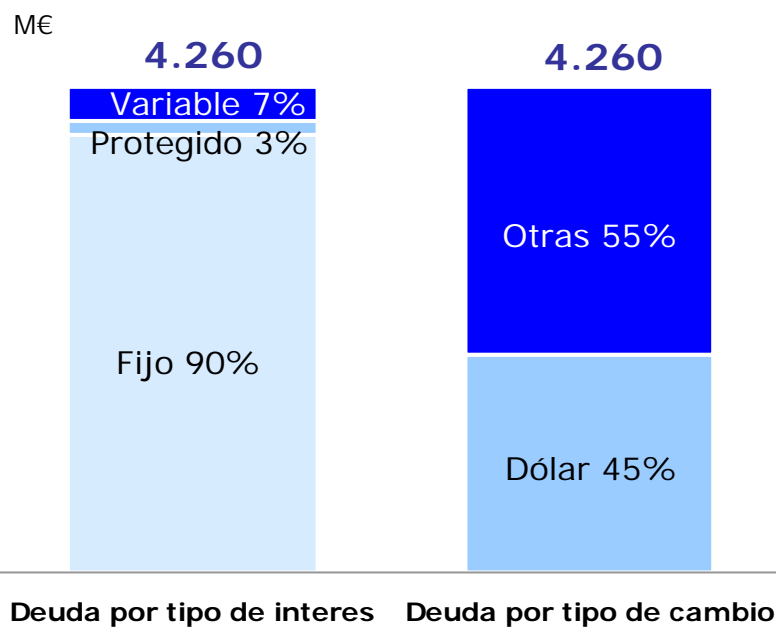
(3) Incluye Endesa Hellas y empresas que consolidan por integración proporcional

Política financiera y estructura de la deuda

Estructura de la deuda Endesa sin Enersis



Estructura de la deuda Enersis



Coste
Deuda

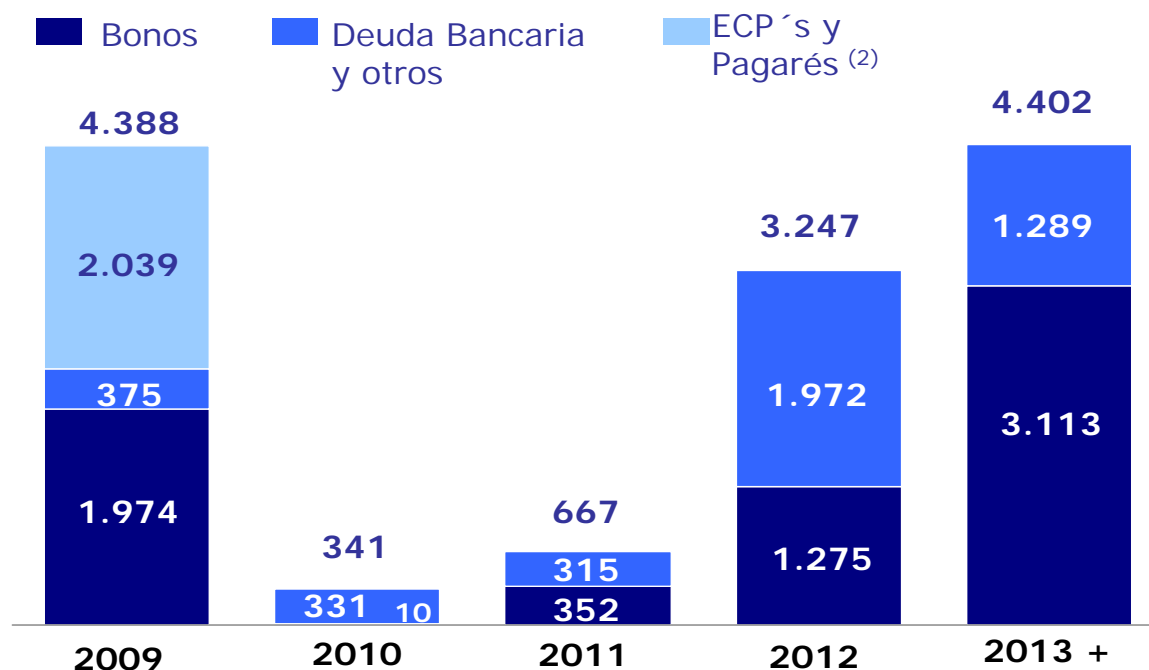
4,87%

10,07%

- **Estructura de la deuda:** Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Política de autofinanciación de negocios:** Deuda Enersis sin recurso a la matriz

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 de diciembre de 2008:
13.045 M€¹



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 39 meses de vencimientos

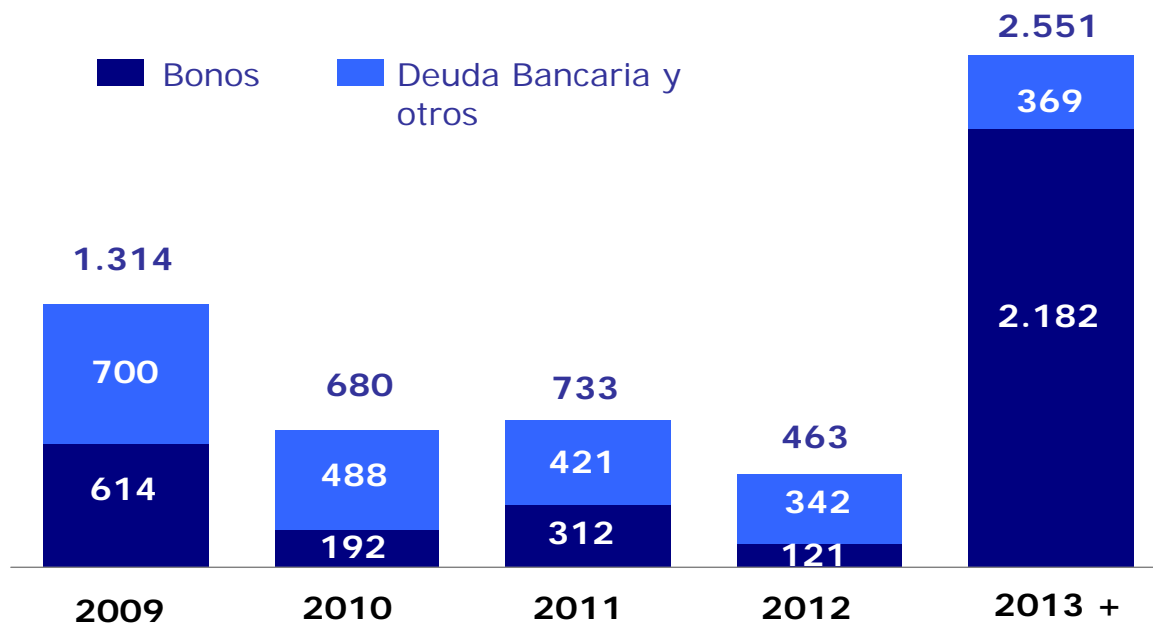
- Liquidez 10.781 M€:
 - 3.299 M€ de caja
 - 7.482 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- Vida media de la deuda: 4,3 años

¹ Este saldo bruto no coincide con el total de Deuda Financiera, 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

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 de diciembre de 2008:
5.741 M€¹



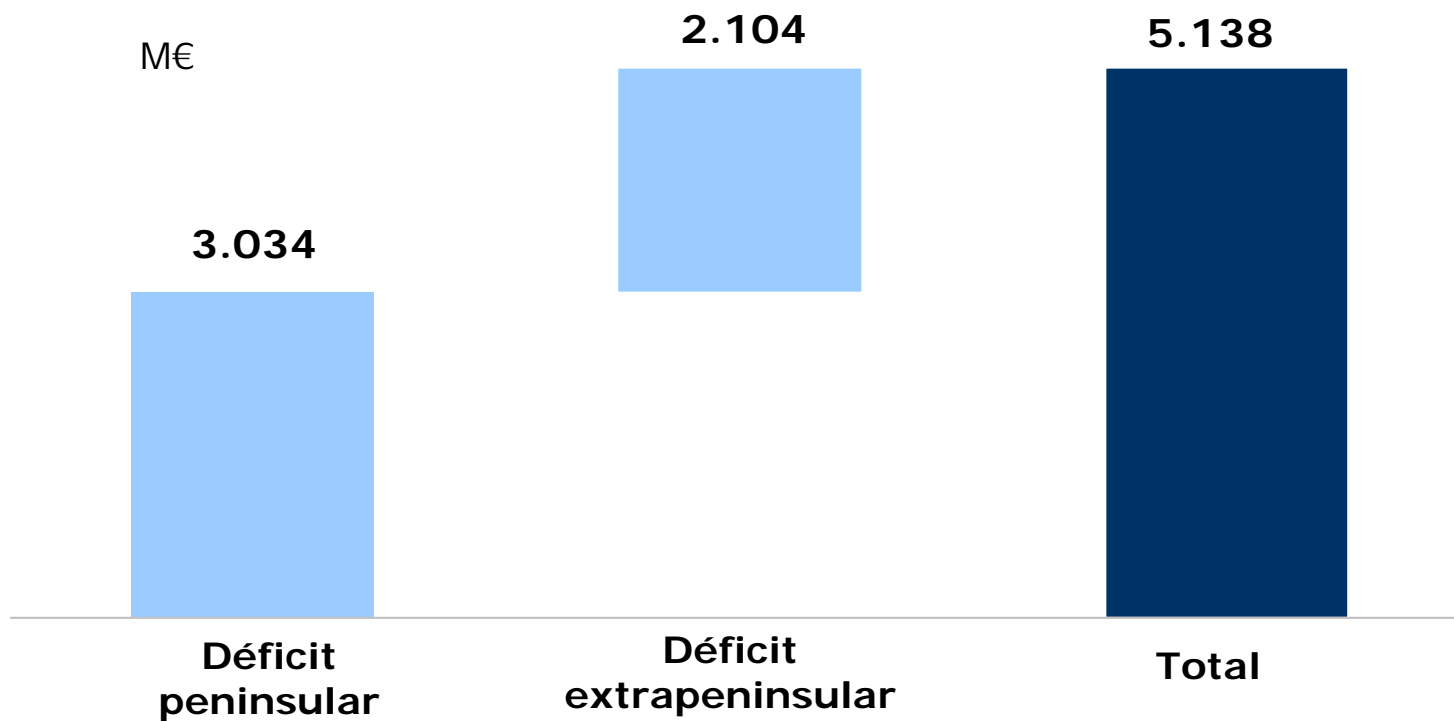
La liquidez
de Enersis cubre
17 meses
de vencimientos

- **Liquidez 2.098 M€:**

1.488 M€ de caja
610 M€ de créditos sindicados disponibles
- **Vida media de la deuda: 5,1 años**

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

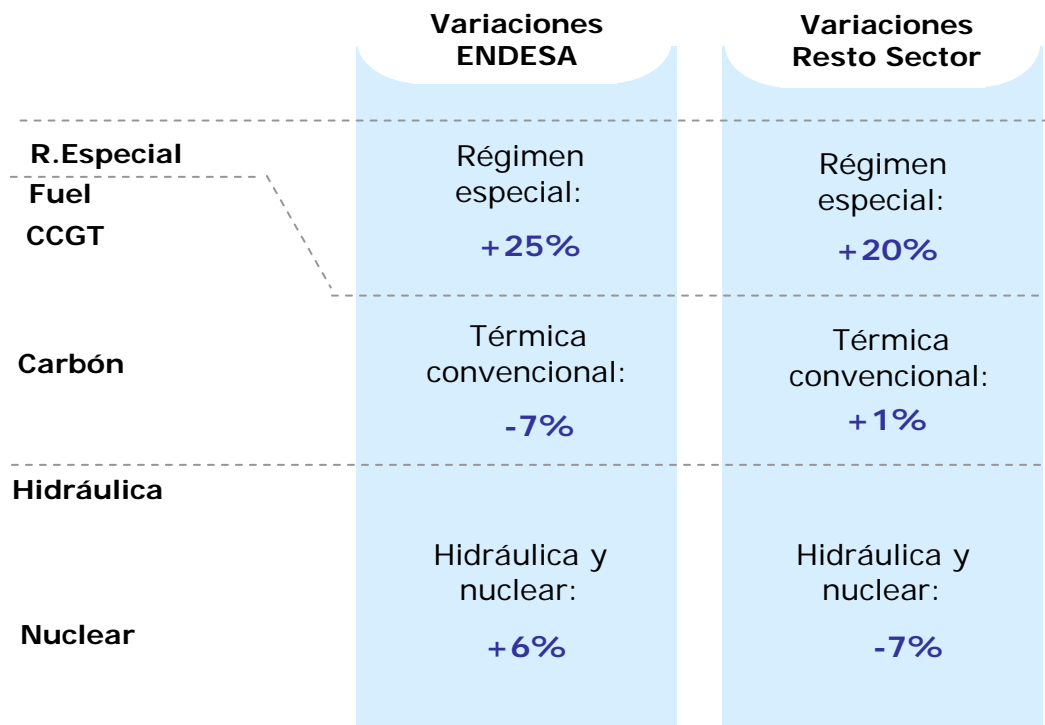
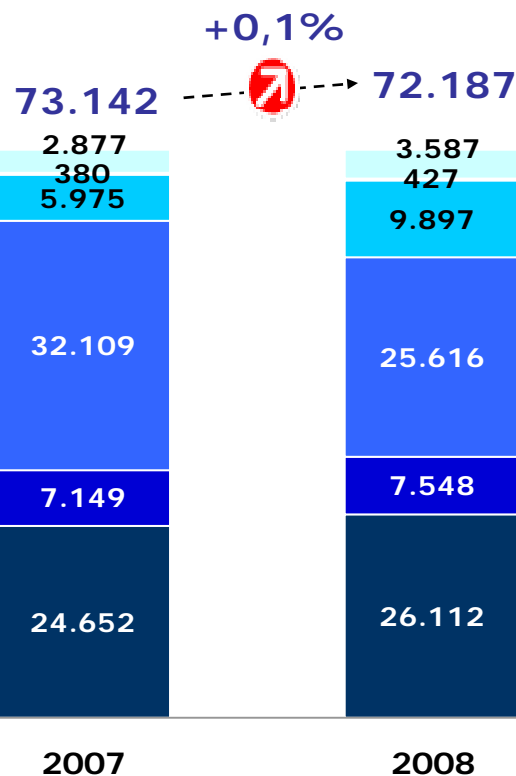
Partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro



Parque de generación diversificado, estable y sostenible

Generación peninsular Endesa⁽¹⁾

(GWh)



- Ventaja competitiva gracias a un mix de generación con mayor peso de nuclear e hidráulica (46% Endesa vs. 21% resto sector)
- Menor volatilidad del parque hidráulico (+6%) frente al resto del sector (-29%)
- 51% de la producción libre de emisiones de CO₂
- Disminución de la producción con carbón por instalación de las plantas de desulfuración

(1) No incluye activos para la venta (2.591 GWh en 2008 vs. 6.203 GWh en 2007) ni energía de pruebas del CCGT de Puentes (941 GWh). Incluye Tejo.

Coste de combustible peninsular por tecnologías

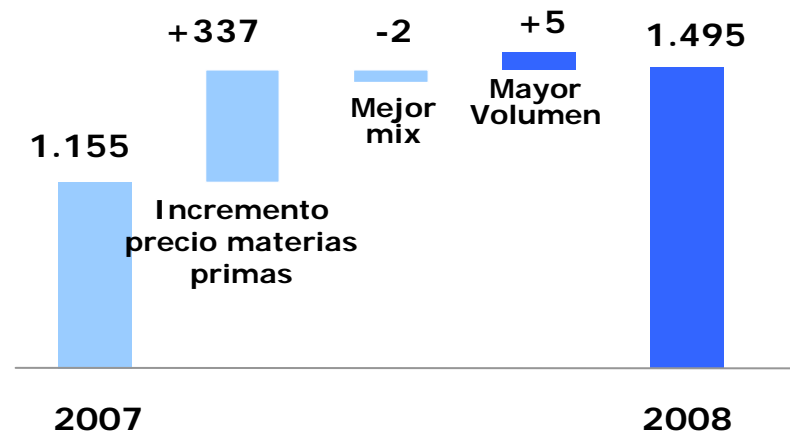
Desglose de coste unitario del combustible peninsular ⁽¹⁾

€/MWh

	2007	2008	Variación
CCGT ⁽³⁾	36,0	43,5	20,7%
Carbón nacional ⁽⁴⁾	23,6	29,4	24,7%
Carbón importado	19,8	30,6	54,9%
Fuel	171,2	207,5	21,2%
Media térmica convencional	27,2	37,0	36,0%
Media total	16,8	21,6	28,8%

Desglose de los efectos en el coste de combustible ⁽²⁾

M€



(1) Sin incluir coste de derechos de emisión y comparativa con 2007 proforma. Datos sin Tarragona y Los Barrios.

(2) El coste de Endesa incluye Nuclenor y 2ª parte de combustible nuclear tanto para el 07 como 08

(3) 38,7 €/MWh en 2008 y 31,6 en 2007 sin incluir ATR.

(4) Neto de primas de carbón. El coste bruto ha sido de 31,6 €/MWh en 12M08 y 25,1 €/MWh en 12M07. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

Régimen especial: magnitudes operativas

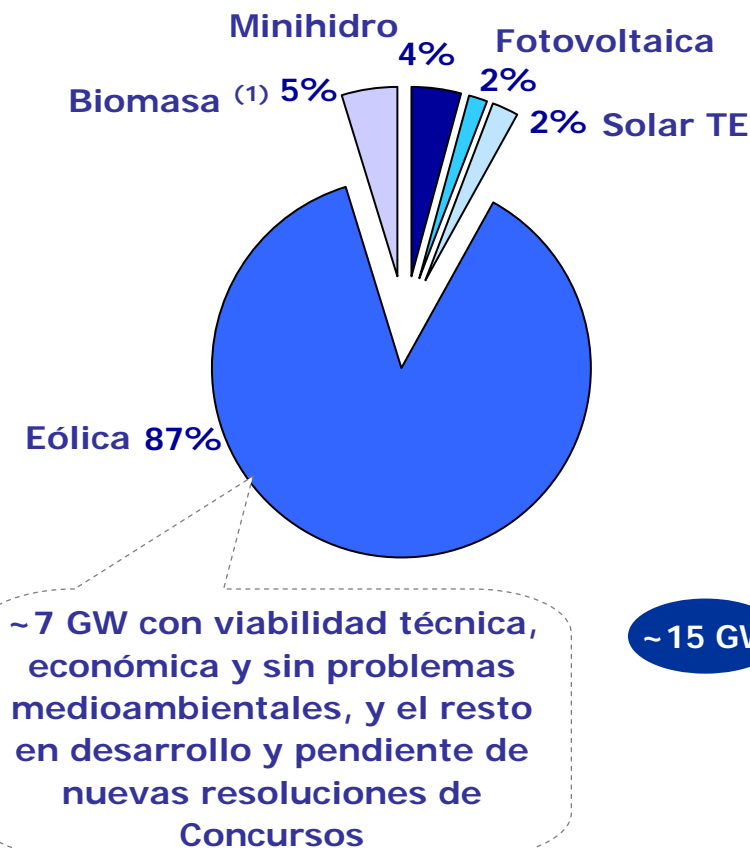
		2007			2008		
MW		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
Potencia instalada	Total	1.886	1.630	2.857	2.379	2.034	3.333
	Cogeneración	200	39	423	190	32	411
	Eólica	1.444	1.382	2.054	1.925	1.768	2.527
	Minihidráulica	196	187	240	208	199	252
	Otras	46	22	140	57	36	143

		2007			2008		
GWh		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
Pro- ducción	Total	3.778	2.877	6.131	4.294	3.587	6.775
	Cogeneración	655	130	1.639	661	125	1.428
	Eólica	2.381	2.116	3.297	2.850	2.768	4.130
	Minihidráulica	519	503	557	589	573	632
	Otras	223	128	638	194	120	585

Importante cartera de proyectos renovables tras la venta de activos a Acciona

- Riesgo acotado**
 - ... con desarrollo de tecnologías maduras y probadas comercialmente
- Crecimiento orgánico**
 - ... aprovechando su cartera madura y visible
- Visión de conjunto y coordinada**
 - ... con un marco de actuación global en el sector eléctrico
- Capacidad de respuesta**
 - ... tomado posiciones y capturando oportunidades en nuevas tecnologías

Detalle Cartera España y Portugal (Potencia Bruta)



(1) Incluye cocombustión

Hechos relevantes por países

EBITDA 2008 (vs 2007)

Gx: 863 M€ (+45,8%)

Dx: 306 M€ (+60,2%)

EBITDA total:

1.169 M€ (+49,3%)



Chile

- Mejora de los niveles de hidráulicidad en la segunda mitad del año, a la vez que continúa el déficit de suministro de gas.
- Durante 2008 el precio de nudo promedio fue de 112,8 USD/MWh lo que representa un incremento del 41% sobre el 2007.
- Derogado el Decreto de Racionamiento. Demanda de Chilectra en el año disminuye un 2,9% respecto a 2007 por los efectos de este decreto y de los altos precios de la energía.
- Publicado decreto de subtransmisión fijando como fecha de aplicación de las nuevas tarifas el 13 de enero de 2009. Las cuentas del 2008 incluyen la reversión de la provisión dotada por una posible retroactividad de estas tarifas, con un impacto positivo sobre EBITDA de 55 M€.
- Presentado Informe de Impacto Ambiental del proyecto Aysén.
- Puesta en explotación de 114 MW en el año

Gx: 321 M€ (+23,5%)

Dx: 328 M€ (+11,2%)

EBITDA total:

649 M€ (+16,9%)



Colombia

- Reconocimiento de un menor Impuesto al Patrimonio frente al año anterior (efecto positivo de 14 M€ en EBITDA).
- Adjudicación mediante subasta de una remuneración por cargo de confiabilidad de 13,998 USD/MWh para el proyecto hidráulico Quimbo (400MW), previsto para finales de 2013
- 66 MW de potencia adicional en Termocartagena por recuperación turbina
- Finalizada revisión tarifaria de Codensa, con una reducción equivalente de la WACC del 1,9%.

Gx: 184 M€ (+12,9%)

Dx: 504 M€ (-5,1%)

Tx: 74 M€ (+5,7%)

EBITDA total:

762 M€ (-0,2%)



Brasil

- Precios spot muy altos enero-febrero en todos los sistemas (baja hidráulicidad), normalizándose desde entonces. Esto ha generado altos márgenes en Cachoeira beneficiada por los altos precios.
- Reajuste tarifario Ampla: incremento VAD 6,5% (IRT 10,95%). Adicionalmente reconoce mayores costes de compra de energía.
- Reajuste tarifario Coelce: incremento VAD 7,4% (IRT 8,43%).
- Cien, acuerdo de peajes en 2008 (85M€ en EBITDA).
- En abril Standard & Poor's elevó el rating de Brasil a BBB- (investment grade)
- Empeora el EBITDA de Dx Brasil en 54 M€ por cambio contable en la activación de costes y el efecto positivo de reversión de provisiones que se dió en 2007

Hechos relevantes por países

EBITDA 2008 (vs 2007)

Gx: 118 M€ (-1,7%)

Dx: 81 M€ (-38,2%)

Tx: 11 M€ (+22,2%)

EBITDA total:

210 M€ (-19,2%)

- Menores restricciones de gas por invierno menos riguroso.
- Incremento del VAD de Edesur del 18% en año 2008.
- Por primera vez desde 2002 se incrementa precios a clientes residenciales (28% en promedio al conjunto de clientes, industriales incluidos).
- El incremento en el precio de referencia del gas durante el 2008 ha sido del 32%.
- Modificación cierre contable 2007 Docksud (+11 M€ en EBITDA).
- Mayores costes fijos por mayor inflación.
- EBITDA 1T07 incluye 40M€ de retroactivo en Edesur.
- Puesta en operación comercial de los primeros 829MW del FONIMVEMEM (1600 MW previstos)
- El 31 de octubre S&P redujo la calificación soberana de Argentina por segunda vez en el año. La calificación pasó de B a B- para la deuda a largo plazo en moneda local y extranjera y de B a C en la de corto plazo.

Gx: 134 M€ (-7,6%)

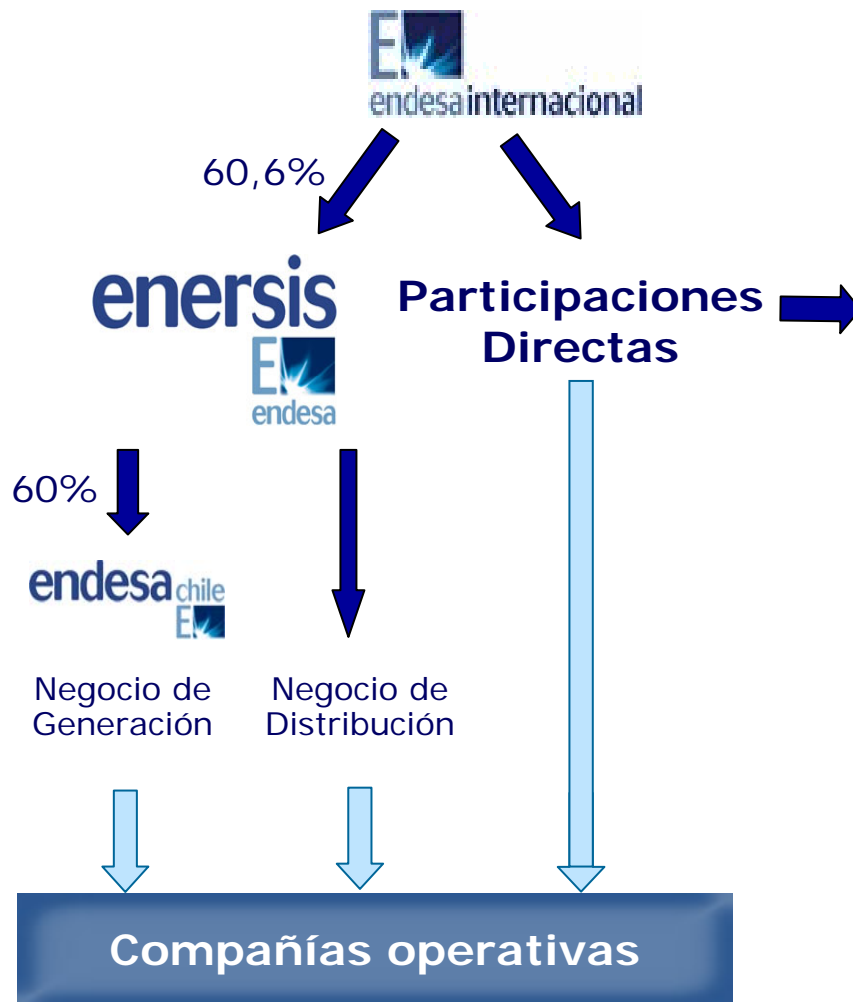
Dx: 95 M€ (+8,0%)








EBITDA total:

229 M€ (-1,7%)

- Modificaciones regulatorias para fijación del precio marginal, consecuencia de la congestión del gasoducto de Camisea.
- Resultado OPAs sobrevenidas en Perú: Endesa adquiere el 23,8% de Edegel y el 24% de Edelnor con un desembolso total de 325 M€. OPA sobre Piura pendiente de resolver.
- La agencia Moody's elevó en agosto la calificación de la deuda de Perú en moneda extranjera de "Ba2" a "Ba1", aún un escalón por debajo del grado de inversión. Standard & Poor's elevó la calificación de Perú al grado de inversión el 14 de julio, mientras que Fitch Ratings también la subió al grado de inversión a "BBB-" el 2 de abril
- El precio de barra monómico promedio de 2008 ha sido de 41,25 US\$/MWh, un 8% por encima del promedio de 2007 (38,31 US\$/MWh).
- Licitaciones energía distribuidoras. Edelnor ha cubierto el 100% de su demanda de energía entre 2008-2011.
- Decreto ley para el uso de "Recursos Energéticos Renovables"

Endesa Internacional posee importantes participaciones directas además de Enersis



	M€	% Directo	Total EBITDA 2008	Deuda Neta 31-12-08*
 Codensa:		26,7%	328	407
 Emgesa:		21,6%	321	347
EEB:		4,7%	n/d	n/d
 Endesa Brasil:		28,5%	754	852
 Edesur:		6,2%	81	31
 DockSud:		40%	41	108
Edelnor:		42%	95	189
 Edegel:		29,4%	114	337
Piura:		48%	20	-8
 Pangué		5%	104	58
Total proporcional			482	651

* Incluye deuda intercompañías

Información legal

Este documento 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 se materializarán resultados futuros 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. Las asunciones principales sobre las que se fundamentan las previsiones y objetivos incluidos en este documento 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 este documento, 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.

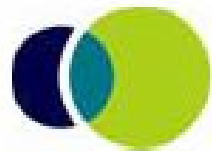
Factores Competitivos: las acciones de competidores; cambios en los entornos de precio y competencia; la entrada de nuevos competidores en nuestros mercados.

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 este documento, en el capítulo de Factores de Riesgo del vigente Documento Registro de Valores 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 2008



**Dow Jones
Sustainability Indexes**
Member 2008/09

26 de febrero de 2009