

Resultados 1S 2008  
Fuerte crecimiento en todos los negocios



## ***Resultados 1S 2008***



**28 de julio de 2008**

## Nota aclaratoria

- A efectos de analizar la evolución del Grupo en el primer semestre del 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

## Resultados positivos con un buen comportamiento operativo

M€	1S 2007	1S 2008	Variación
<b>Ventas</b>	8.286	10.793	<b>+30%</b>
<b>Margen de contribución</b>	4.775	5.048	<b>+6%</b>
<b>EBITDA</b>	3.224	3.487	<b>+8%</b>
<b>EBIT</b>	2.319	2.680	<b>+16%</b>
<b>Gastos financieros netos<sup>(1)</sup></b>	-465	-539	<b>+16%</b>
<b>Resultado neto</b>	1.255	6.002	<b>+378%</b>
<b>Resultado neto actividades continuadas después de minoritarios</b>	1.041	1.216	<b>+17%</b>

*(1) El aumento de los gastos financieros netos se debe a un efecto positivo de 67M€ por la reducción del valor actual de las provisiones (fundamentalmente EREs) en 1S07 y a un efecto positivo de 11M€ por el mismo concepto en las cuentas de 2008. Descontando este efecto la subida es de tan sólo el 3,4% a pesar de la subida de tipos de interés.*

**Completada de forma exitosa la venta de activos a E.On (26 de Junio 2008)**

M€	Precio de venta	EBITDA 2007 proporcional <sup>(1)</sup>	
<b>ENDESA EUROPA</b>	<b>7.126<sup>(2)</sup></b>	<b>864</b>	<div style="border: 1px solid red; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">EV total 11.500 M€</div> <div style="border: 1px solid red; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">EV proporcional 9.480 M€</div> <div style="border: 1px solid red; padding: 5px;">EV/EBITDA= 10x</div>
<b>ACTIVOS ESPAÑA<sup>(2)</sup></b>	<b>769</b>	<b>84</b>	
<b>Total</b>	<b>7.895</b>	<b>948</b>	

**Plusvalía bruta de 4.552 millones de euros<sup>(2)</sup>**

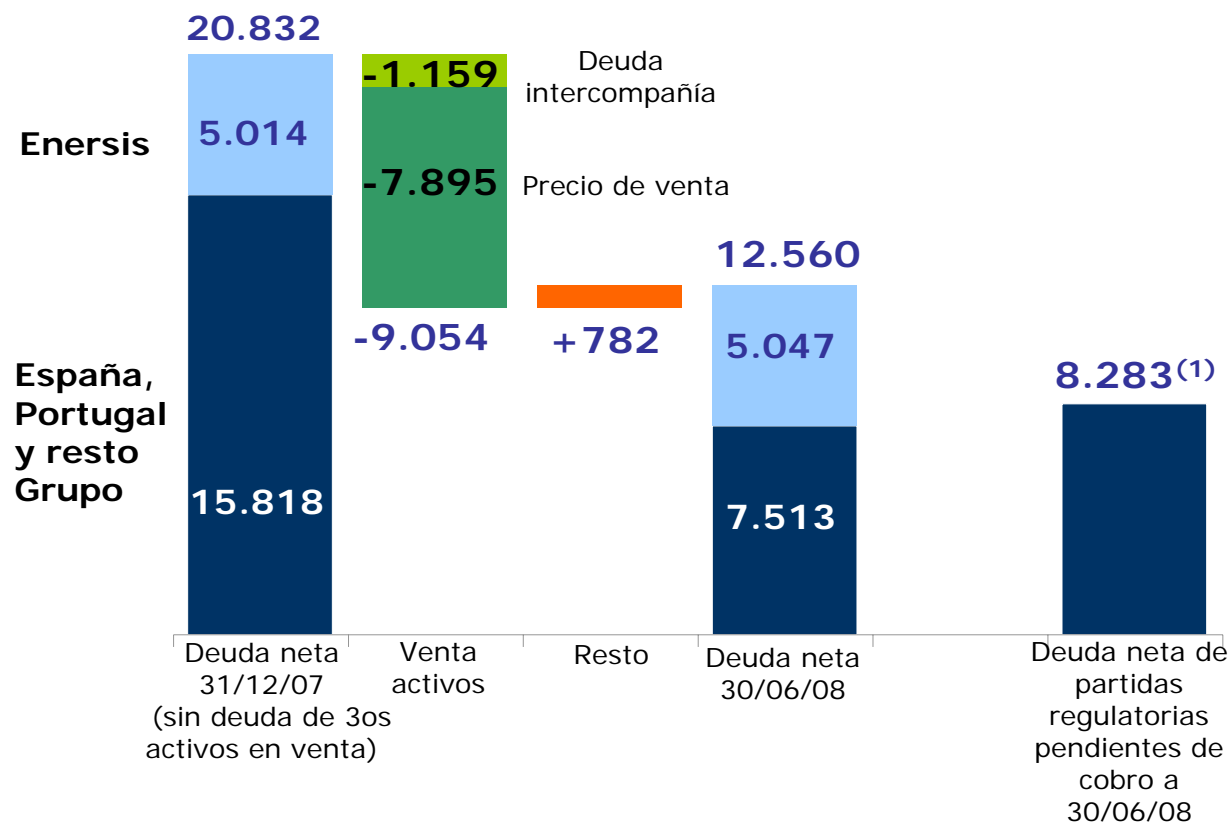
(1) Corregido por minoritarios

(2) Sujeto a posibles ajustes en función de la evolución de la deuda financiera de Endesa Europa desde el 31/05/2008 hasta el 25/06/2008

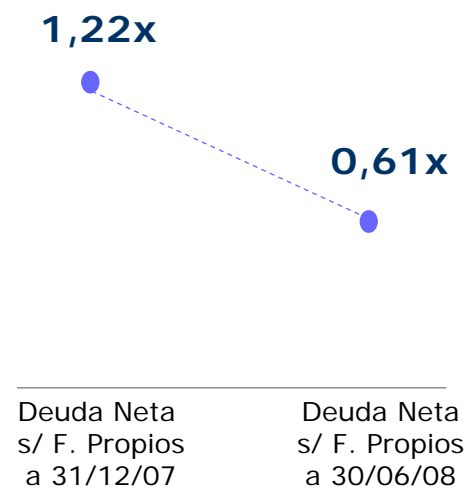
## Flexibilidad y fortaleza financiera

M€

### Deuda neta



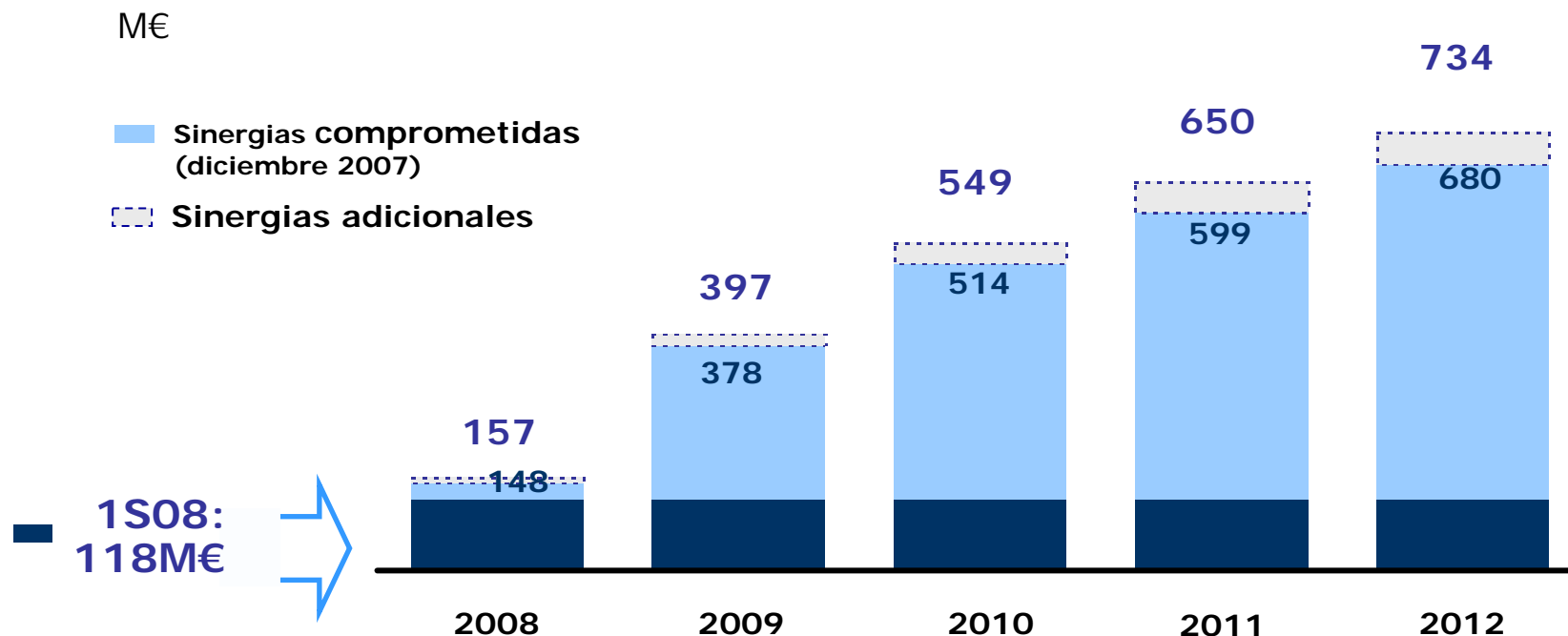
### Apalancamiento



(1) El desglose de las partidas regulatorias pendientes de cobro figura en el Anexo (pg. 25)

## Plan de Sinergias y Eficiencias supera claramente los objetivos

### Sinergias y Eficiencias anuales<sup>(1)</sup>



- Alcanzado un 75% del objetivo previsto para 2008
- Potenciales sinergias adicionales a las ya comprometidas

(1) Recurrentes sobre la base de 2007  
 Nota: Sinergias calculadas sobre margen, opex y capex

## Avance en los planes de crecimiento orgánico

### Capacidad puesta en funcionamiento en el primer semestre

<u>NEEP</u>	<u>LATAM</u>	<u>ENDESA DESARROLLO</u>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CCGT Puentes 820MW</li> <li>▪ CCGT B. Tirajana 76MW</li> <li>▪ Eólica 93MW<sup>(1)</sup> energizados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mini hidro Ojos de Agua 9MW (Chile)</li> <li>▪ CCGT San Isidro II +105 MW (Chile)</li> <li>▪ Termocartagena +66MW (Colombia)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mini hidro 3,6 MW (Grecia)</li> <li>▪ Mini hidro 3,7 MW (Grecia, puesta en equivalencia)</li> </ul>
<b>TOTAL: 989 MW</b>	<b>TOTAL: 180 MW</b>	<b>TOTAL: 7,3 MW</b>

### Capacidad en construcción

<u>NEEP</u>	<u>LATAM</u>	<u>ENDESA DESARROLLO</u>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CCGT Besós 844 MW</li> <li>▪ CCGT Compostilla 852MW</li> <li>▪ CCGT Tejo 844MW<sup>(2)</sup></li> <li>▪ CCGT Granadilla 232 MW</li> <li>▪ CCGT Ca's Tresorer 230MW</li> <li>▪ Eólica 508MW</li> <li>▪ FO SEIE 200MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CCGT San Isidro II +26 MW (Chile)</li> <li>▪ Bocamina II 350MW, carbón (Chile)</li> <li>▪ TG Quintero, 250MW (Chile)</li> <li>▪ P. Eólico Canela, 60 MW (Chile)</li> <li>▪ CCGT Santa Rosa, 187 MW (Perú)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CHP 334 MW (Grecia)</li> <li>▪ CCGT Viotia 430 MW (Grecia)</li> <li>▪ Mini Hidro 8 MW (Grecia)</li> </ul>
<b>TOTAL: 3.710 MW</b>	<b>TOTAL: 873 MW</b>	<b>TOTAL: 772 MW</b>

**Inversiones totales por valor de 1.484 M€ en 1S08**

<sup>(1)</sup> Brutos, 62 MW netos; <sup>(2)</sup> 50% con IP

Resultados 1S 2008

Fuerte crecimiento en todos los



# España y Portugal





## Claves del periodo

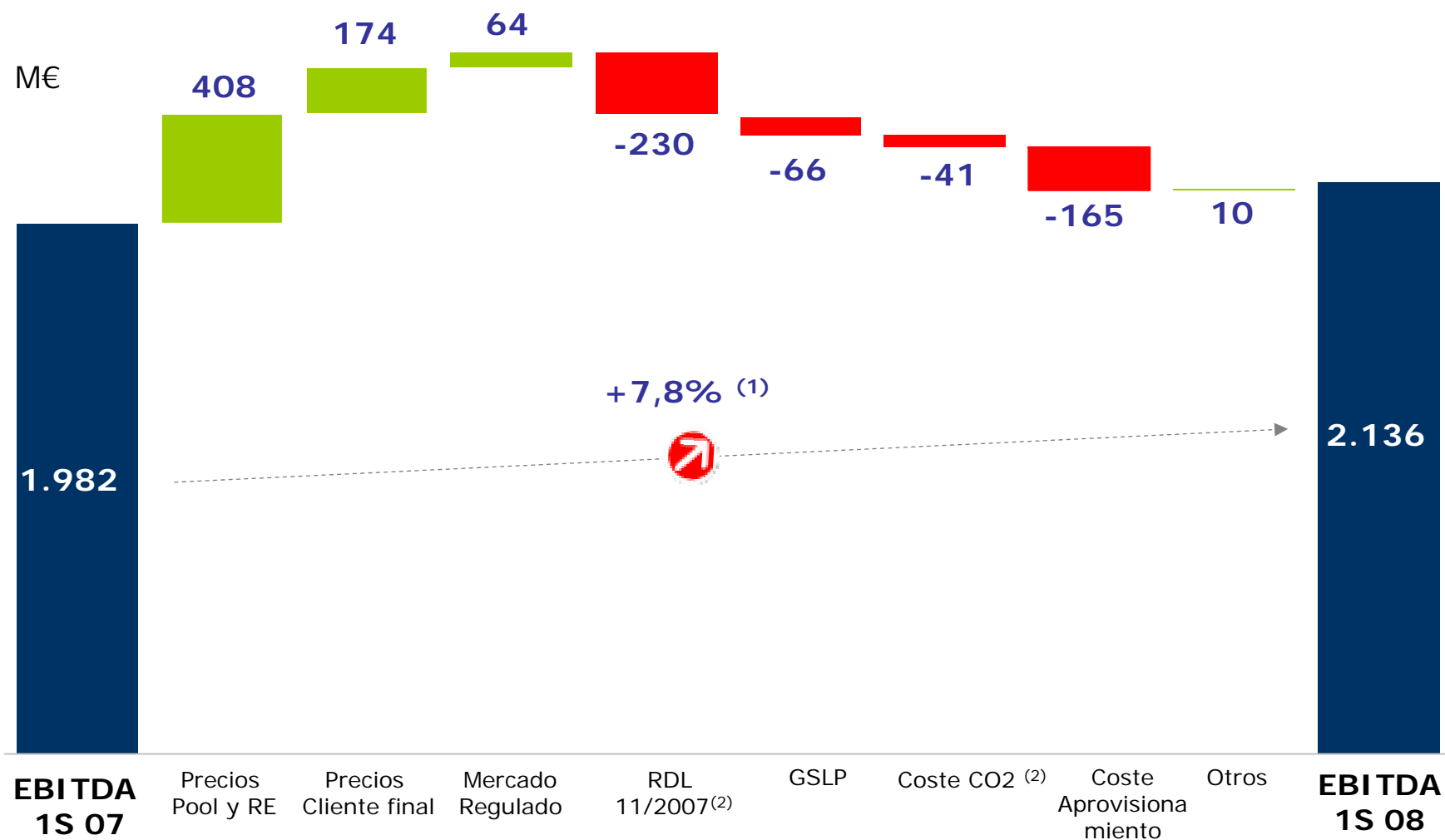
- La menor hidraulicidad, el alza de los precios de los combustibles y del CO<sub>2</sub> han incrementado el precio medio del Pool (+56,3%, 67,5€/MWh)
- Prudencia en la contabilización del RDL 11/2007. Impacto económico: 239 M€. Endesa no comparte esta medida de deducción de ingresos
- Parque de generación con un mejor mix, con mayor utilización del parque térmico y un coste de combustible competitivo
- Optimización del coste de CO<sub>2</sub> mediante la utilización de CERs
- Crecimiento moderado de la demanda en España (+2,3%)
- Continúa la mejora en calidad de suministro (TIEPI -12% vs. 1S07)

## Resultados positivos en el primer semestre

M€	1S 2007	1S 2008	Variación
<b>Ventas</b>	4.775	5.963	<b>+25%</b>
<b>Margen de contribución</b>	3.033	3.196	<b>+5%</b>
<b>EBITDA</b>	1.982	2.136	<b>+8%</b>
<b>EBIT</b>	1.357	1.617	<b>+20%</b>
<b>Gastos financieros netos<sup>(1)</sup></b>	-192	-294	<b>+53%</b>
<b>Resultado neto</b>	873	1.325	<b>+52%</b>
<b>Resultado neto actividades continuadas después de minoritarios</b>	863	981	<b>+14%</b>

(1) El aumento de los gastos financieros netos se debe a un efecto positivo de 67M€ por la reducción del valor actual de las provisiones (fundamentalmente EREs) en 1S07 y a un efecto positivo de 11M€ por el mismo concepto en las cuentas de 2008. Descontando este efecto la subida es de tan sólo el 17,8% a pesar de la subida de tipos de interés.

## Positiva evolución del EBITDA en un entorno exigente



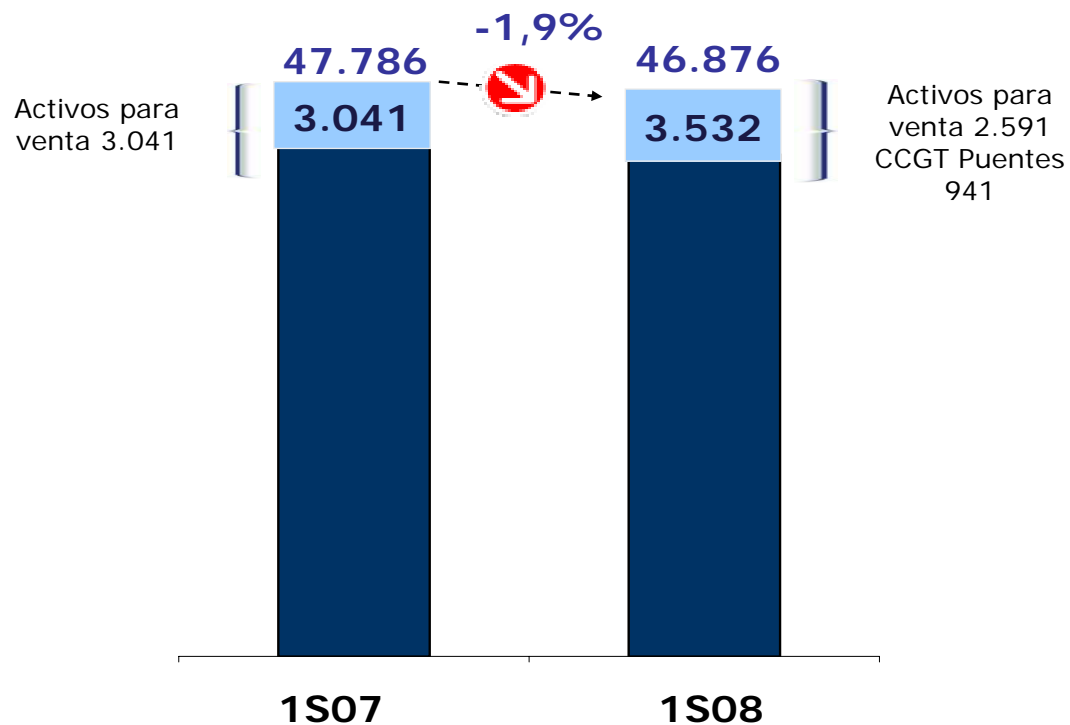
(1) La comparativa incorpora las sociedades de control conjunto, que consolidan por integración proporcional en lugar de puesta en equivalencia, pero no incluye las plantas a desinvertir

(2) Coste de CO2 peninsular (41M€ en 1S08 vs. 0,1M€ 1T07) y descuento de derechos (239M€ en 1S08 vs. 9M€ en 1S07)

## Parque de generación competitivo

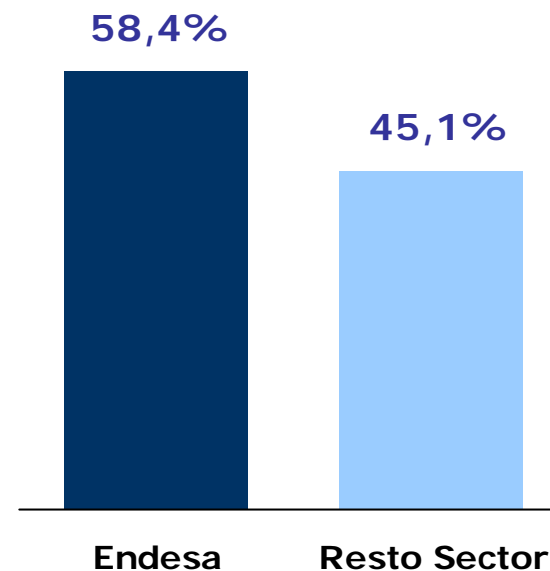
(GWh)

Producción total (1)



Factor de utilización

Parque térmico(2)

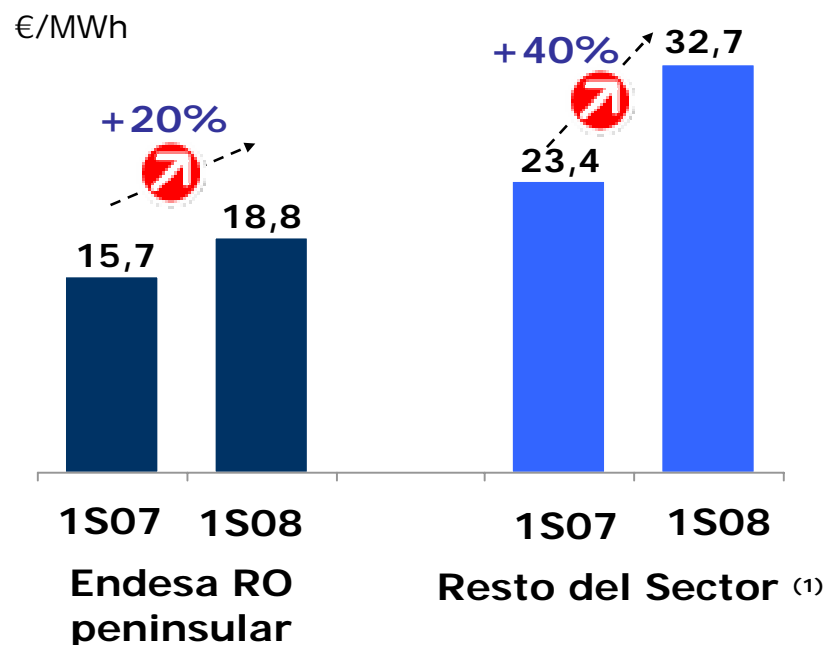


- **Ventaja competitiva gracias a un mix de generación con mayor peso de nuclear e hidráulica (54,3% Endesa vs. 30,5% resto sector)**

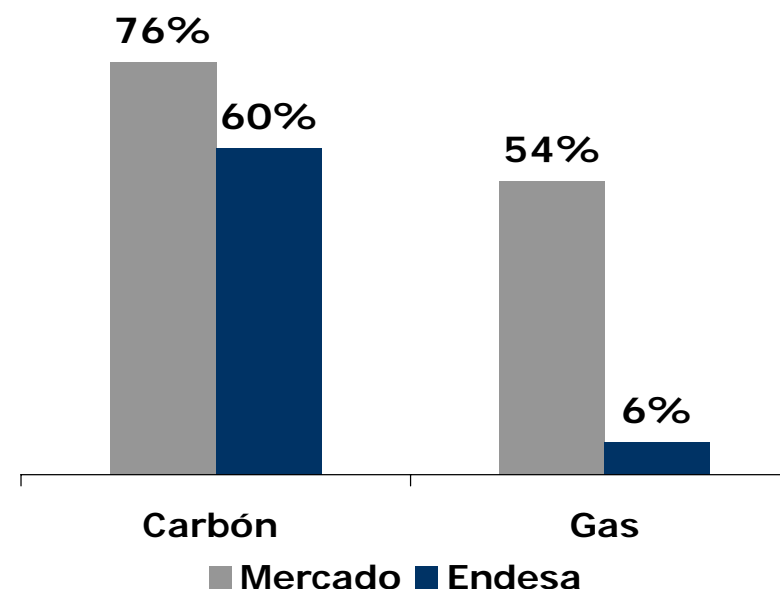
(1) Incluye los activos a desinvertir, el CCGT de Puentes y las sociedades de control conjunto por integración proporcional  
 (2) Térmica convencional sin incluir fuel-oil

## Ventaja competitiva en la gestión del coste de combustible

### Competitividad del coste de combustible frente al sector



### Competitividad frente al mercado de materias primas (incremento de los precios últimos 12 meses)

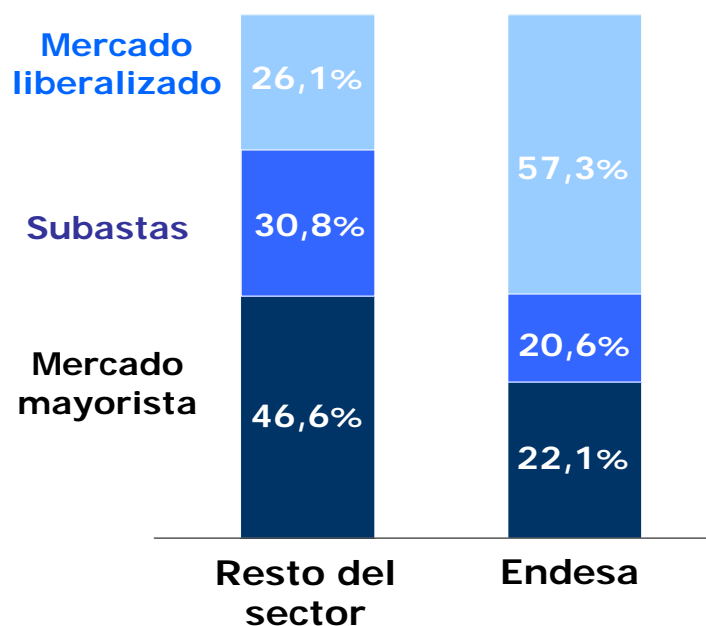


- En base a una mayor regularidad en la generación hidráulica y a los contratos competitivos de suministro a largo plazo en carbón y gas
- Necesidades físicas de combustibles para 2008 aseguradas al 100%; con precios fijados al 100% en carbón, 83% en fletes y 94% en gas

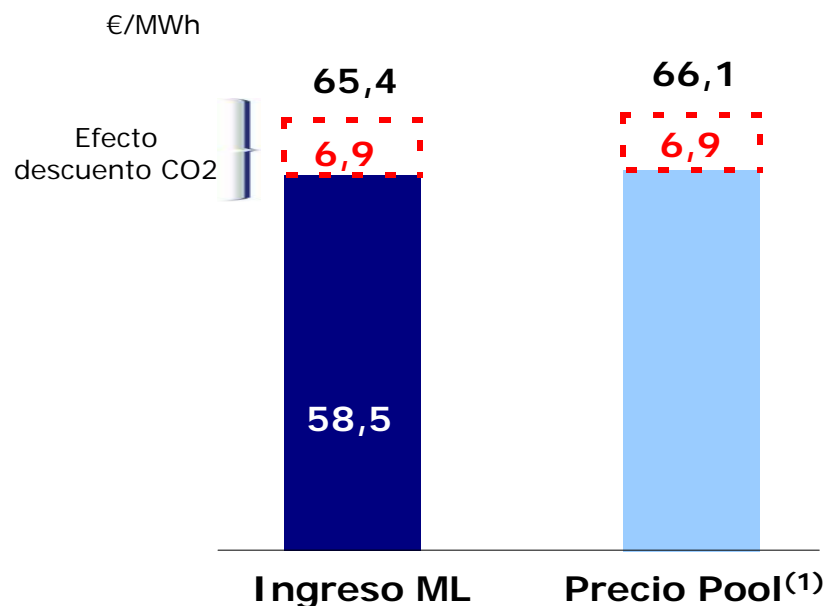
(1) Estimado

## Comercialización: márgenes estables por cobertura entre generación y ventas

### Mix ventas de Generación



### Ingreso medio ML y precio del pool 1S08 <sup>(1)</sup>



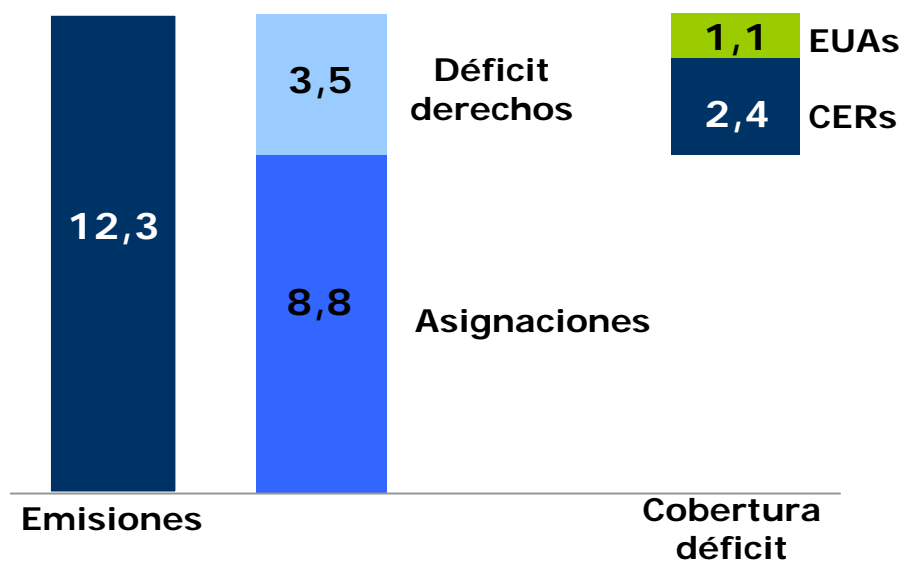
- Cuota de Endesa en mercado libre (47% vs 55% en 1S07) se aproxima a su nivel natural ante la mayor actividad de los competidores
- Renovaciones de nuevos contratos por encima de 70€/MWh

(1) No incluye GSLP (67,5€/MWh incluyéndolo)

## Optimización coste de CO<sub>2</sub> mediante la aplicación de CERs

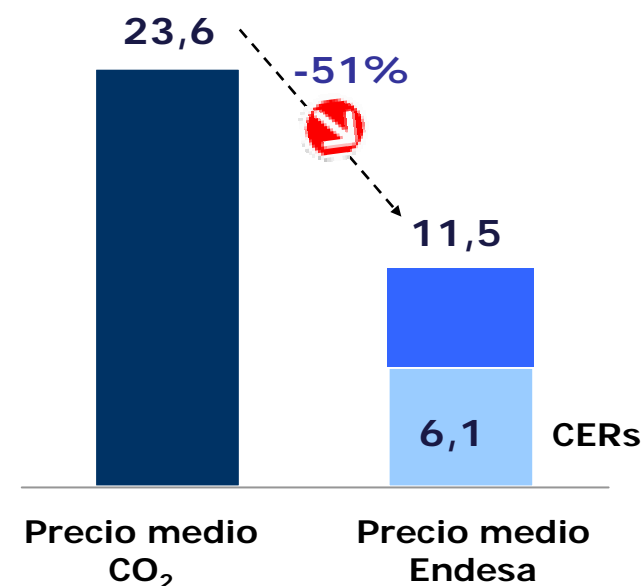
### Balance de emisiones<sup>(1)</sup> 1S08

MTn



### Competitividad coste medio de Endesa

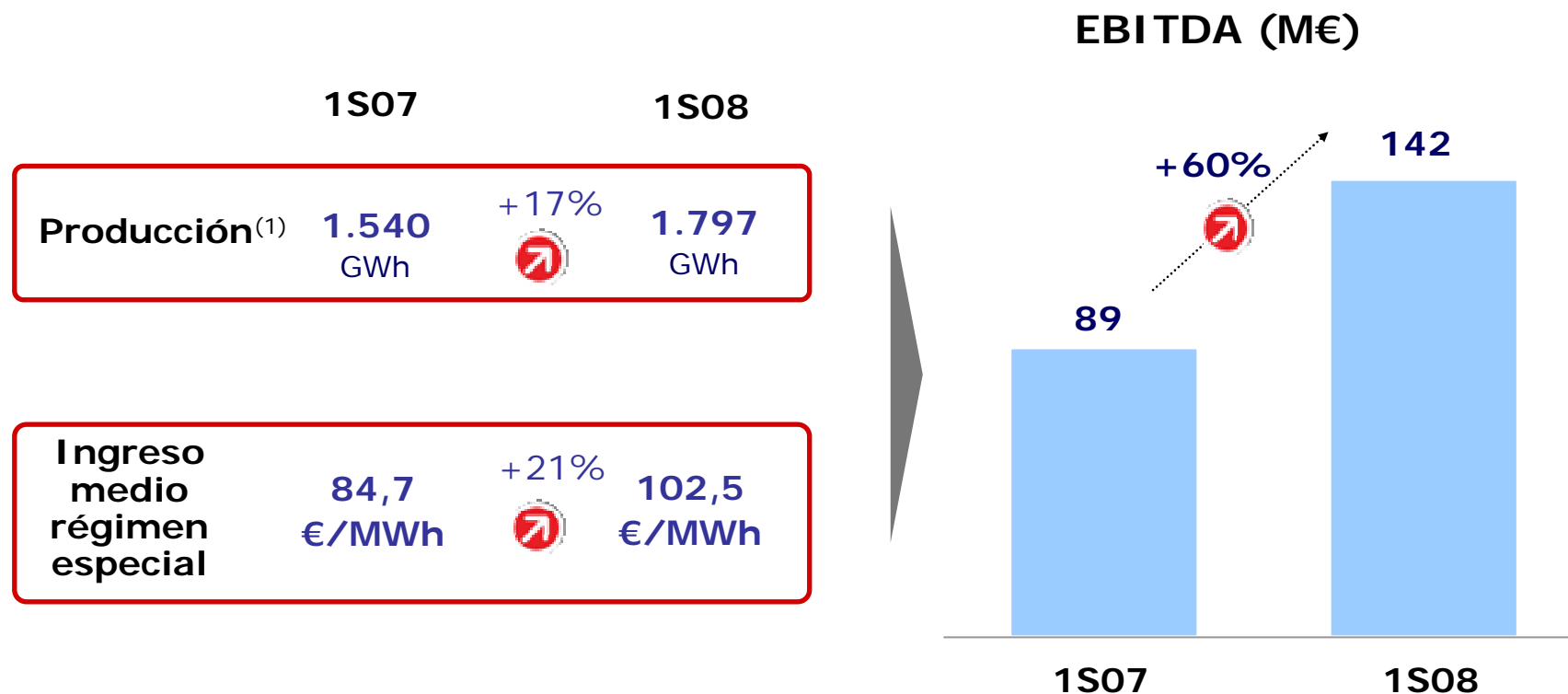
€/Tn



- Ahorro de 42M€
- Máxima cobertura de las necesidades con CERs (72% más barato que el precio medio del mercado)
- Posible oportunidad de negocio, la cartera de derechos CERs excede la máxima utilización permitida en 2º PNA

<sup>(1)</sup> Peninsulares. No incluye los activos vendidos

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



- 508 MW en construcción de nueva capacidad eólica

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



## Novedades regulatorias

### ▪ Revisión de la tarifa:

- 1 de julio, las tarifas integrales aumentan 5,6%, adicional al incremento del 3,3% de 1 de enero
- Incremento insuficiente y por debajo de la recomendación de la CNE (Déficit de tarifa estimado para 2008 cercano a los 5.000 M€)
- Desaparecen las tarifas generales de AT e interrumpibles.

### ▪ Titulización del Déficit ex-ante:

- Subasta 12 de junio: 1.300 M€. Ingreso Endesa 1 de julio: 574 M€
- Próxima subasta: 30 de septiembre, importe máximo de 3.825 M€
- Propuestas sectoriales para eliminación del déficit de tarifa a través de medidas fiscales y transferencia de recargos al presupuesto del Estado

# Resultados 1S 2008

Resultados 1S 2008

Fuerte crecimiento en todos los negocios



## Latinoamérica



## Resultados positivos soportados por un buen comportamiento operativo

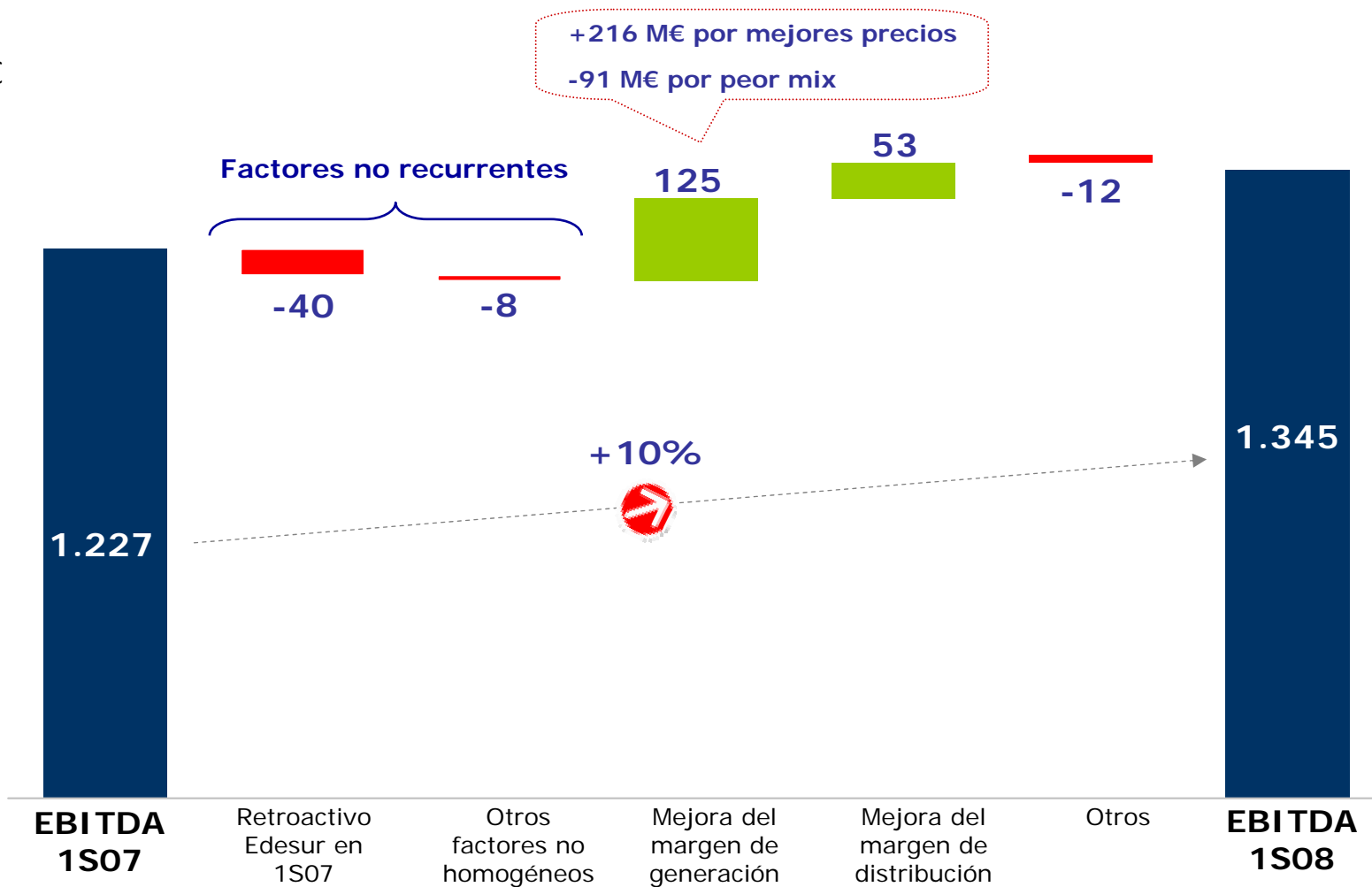
M€	1S 2007	1S 2008	Variación	
<b>Ventas</b>	3.303	4.149	+26%	+27% <sup>(1)</sup>
<b>Margen de contribución</b>	1.721	1.839	+7%	+9% <sup>(1)</sup>
<b>EBITDA</b>	1.227	1.345	+10%	+13% <sup>(1)</sup>
<b>EBIT</b>	956	1.060	+11%	+16% <sup>(1)</sup>
<b>Gastos financieros netos</b>	-271	-244	-10%	
<b>Resultado neto</b>	176	233	+32%	

**70% del EBITDA de países con calificación crediticia "Investment Grade" (Chile, Brasil y Perú)**

*(1) Descontando el efecto retroactivo de Edesur*

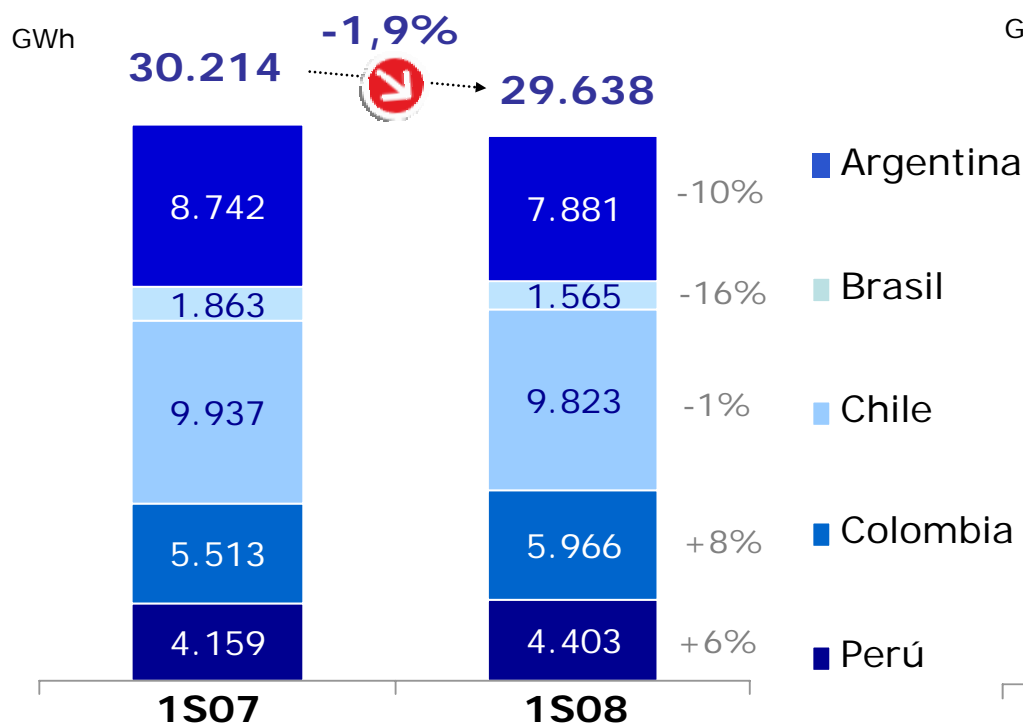
## Mejora del EBITDA en un entorno de moderado crecimiento de demanda

M€

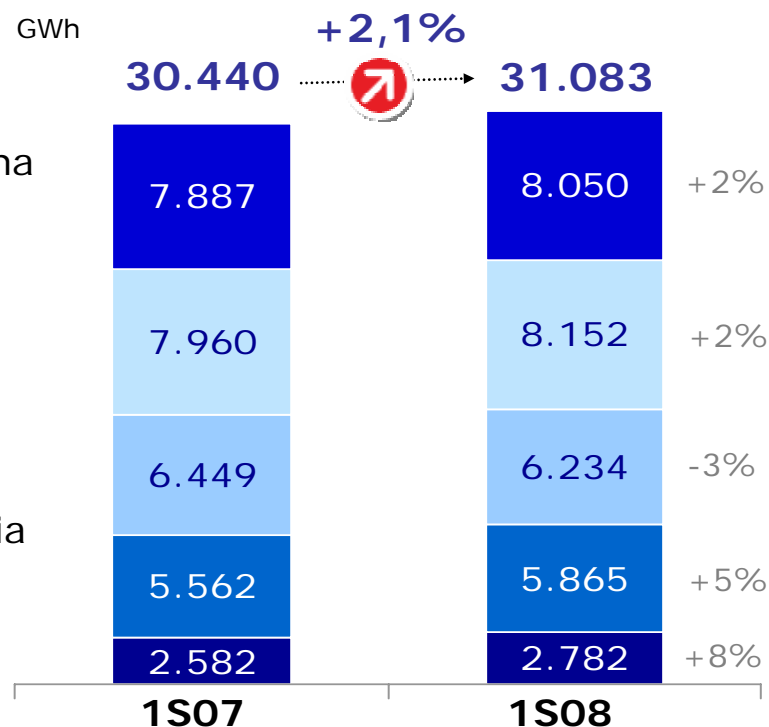


## Menores niveles de actividad en generación y mayores en distribución

### Producción de Generación

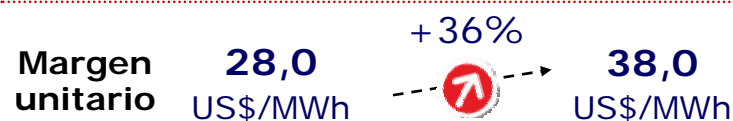
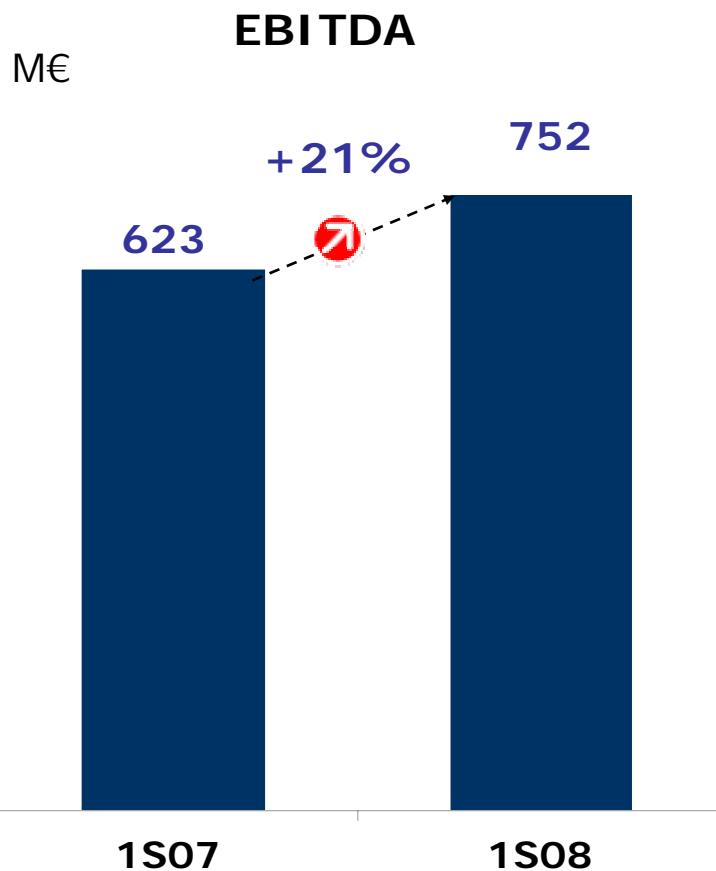


### Ventas de Distribución



- Menor producción en Argentina y Brasil por baja hidraulicidad
- Menor crecimiento de la demanda. Chile, afectado por el decreto de racionamiento y los altos precios

## Fuerte crecimiento del EBITDA de Generación por la mejora de márgenes

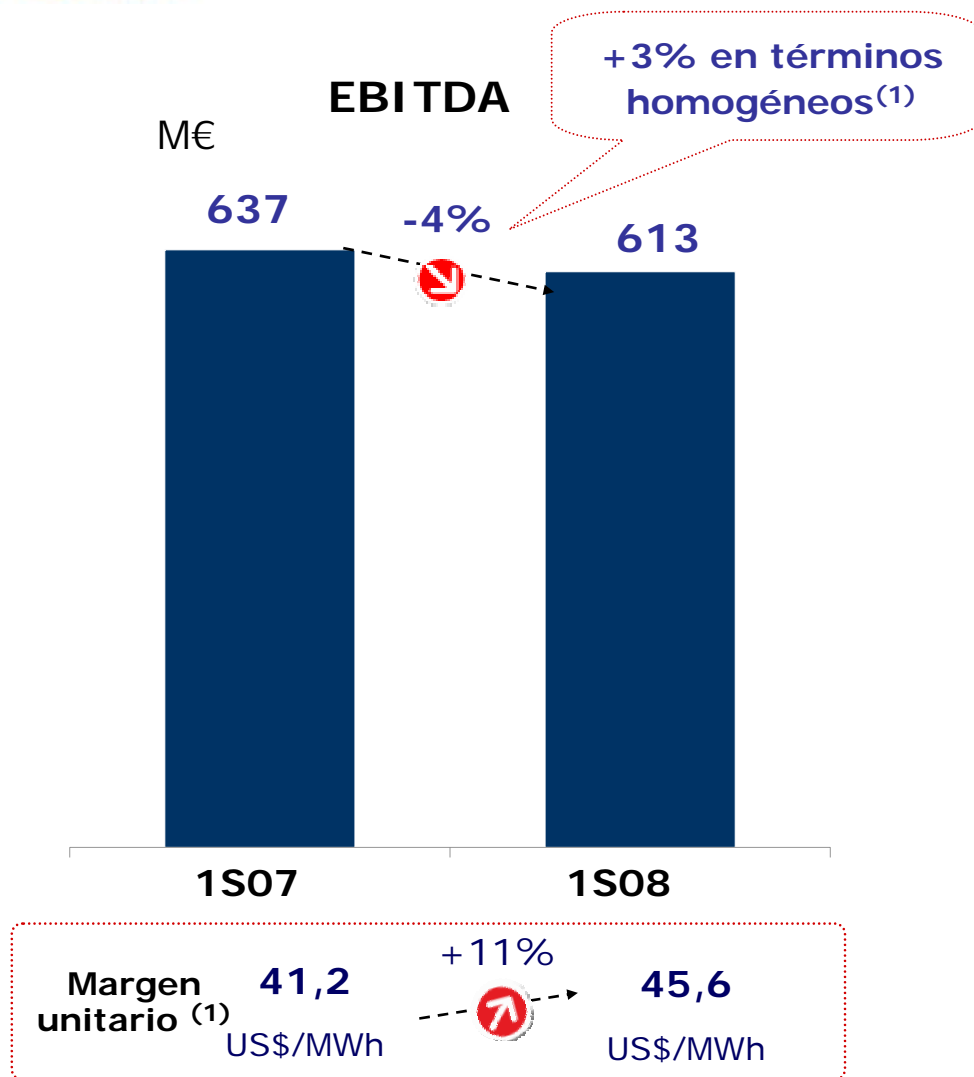


### Claves del período

- Favorable evolución de los niveles de hidraulicidad en Chile en el 2T
- Mayores costes de generación elevan precios de venta en Argentina, Brasil y Chile
- Mejora de márgenes
- 274 MW nuevos en operación<sup>(1)</sup>

(1) Desde junio 07 entran en explotación: 2ª Fase SIS II 105MW, Palmucho 32MW, Canela II 18MW, Ventanilla 26MW  
Revisiones de Potencia 18MW, Termocartagena 66MW y Ojos de Agua 9MW

## Crecimiento del EBITDA de distribución en términos homogéneos



### Claves del período

- A partir de marzo aumento del VAD en Ampla (+6,5%). A partir de abril aumento del VAD en Coelce (+7,4%).
- Ampla: Reconocido mayor coste de compra de energía en 1T08 (-30 M€) a recuperar en 12 próximos meses. Recuperados 9 M€ a junio
- Reducción pérdidas de energía 10,9% vs. 11,3% en 1S07
- Mejora del pass-through de los precios de compra en Codensa

(1) Descontando el efecto retroactivo de Edesur. Los márgenes unitarios homogéneos son 45,6 US\$/MWh en 1S08 vs. 39,2US\$/MWh en 1S07 = +16,2%

## Conclusiones

- **Resultados positivos en todas las líneas de negocio con un buen comportamiento operativo**
- **Completadas las desinversiones a E.On, se avanza en la creación del nuevo vehículo de renovables, que dará lugar a un líder a nivel mundial**
- **Avance en la dirección de las líneas maestras anunciadas para el futuro Plan Estratégico**



# Resultados 1S 2008

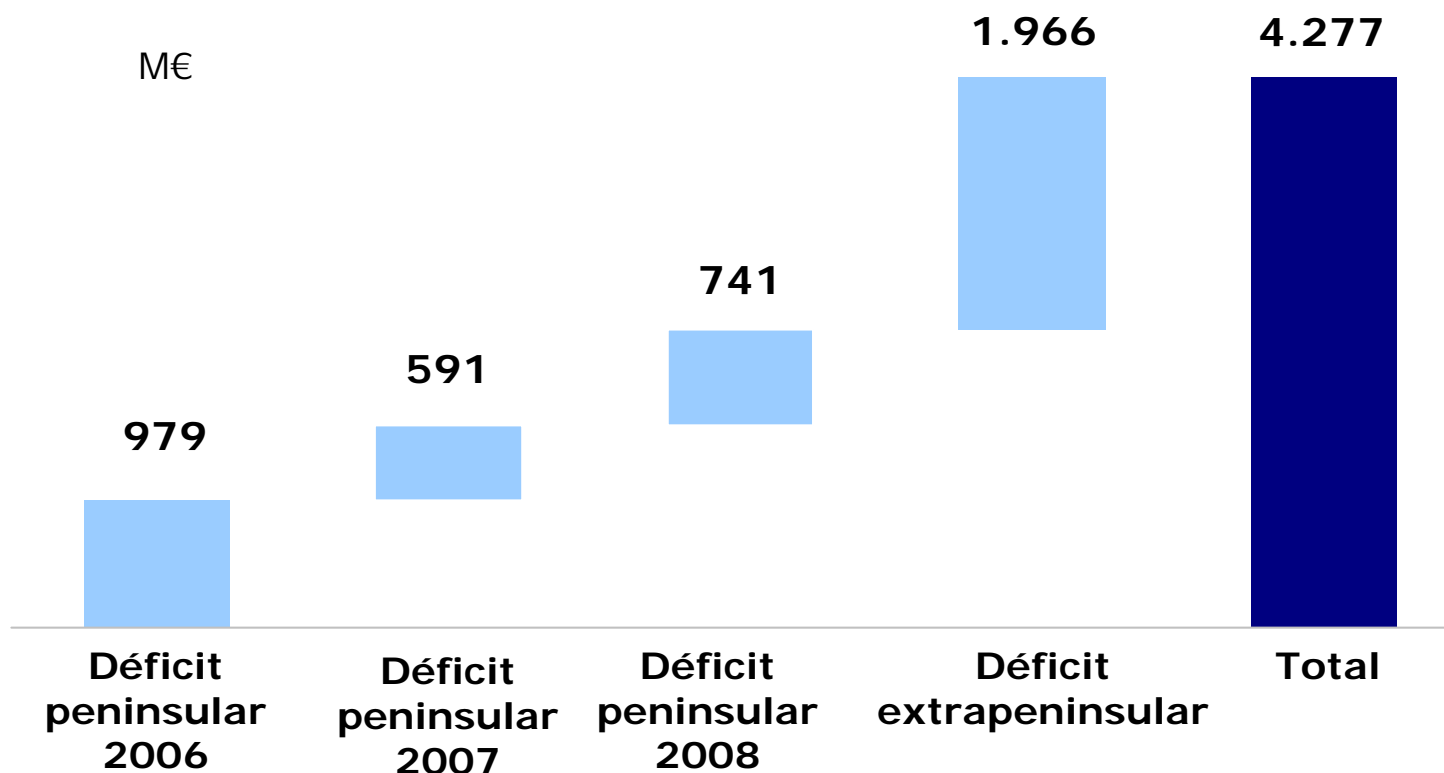


Resultados 1S 2008  
Fuerte crecimiento en todos los negocios

## Back Up



## Partidas regulatorias reconocidas pendientes de cobro



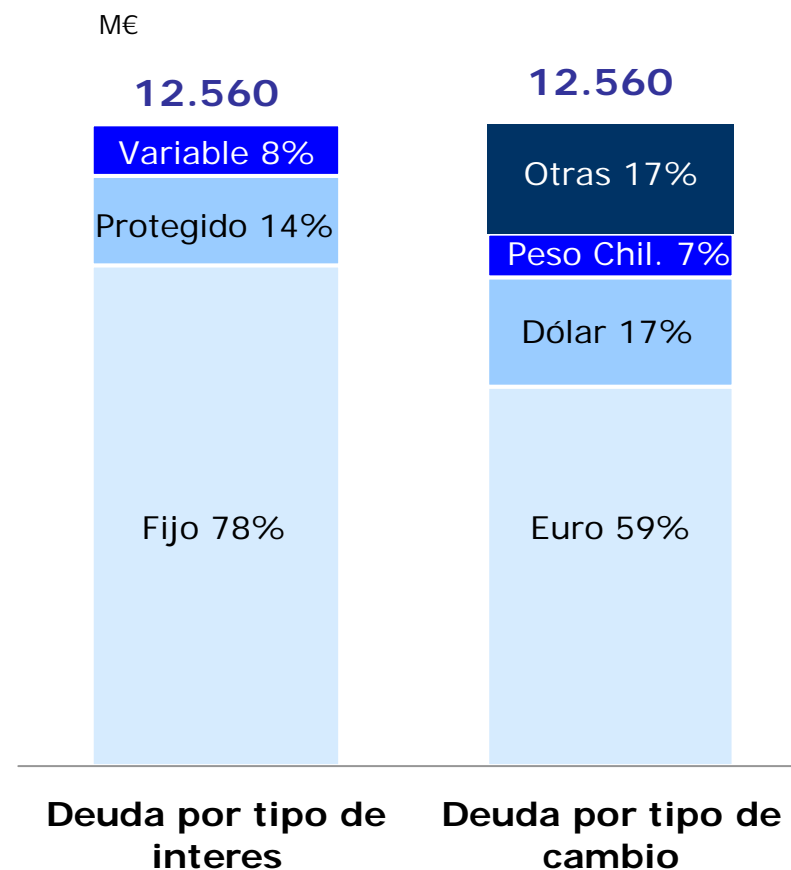
- Celebrada Subasta el 12 junio de 2008 por importe de 1.300M€
- Endesa cobra el 1 de julio de 2008 574M€ de los que 550M€ corresponden a déficit de 2007 y 24M€ a déficit 2008

## Estructura de la deuda y liquidez

### Principales características de la deuda

- **Estructura de la deuda:**
  - Deuda a tipo fijo o protegido: 92%
  - Deuda denominada en la moneda de generación del cash flow
- **Coste medio de la deuda: 6,18%**
  - Endesa sin Enersis: 4,93%
  - Enersis: 9,75%
- **Apalancamiento:**
  - Deuda neta s/ Patrimonio Neto: 0,61x
- **Vida media de la deuda: 4,5 años**
- **Liquidez de Endesa:**
  - Endesa sin Enersis: 13.844 M€
  - Enersis: 828 M€

### Estructura de la deuda



## Potencia instalada y producción<sup>(1)</sup> 1S 2008

MW a 30.06.08		España y Portugal <sup>(2)</sup>	Latinoamérica	Desarrollo Internacional <sup>(3)</sup>	Total
<b>Potencia instalada</b>	<b>Total</b>	<b>23.801</b>	<b>15.277</b>	<b>140</b>	<b>39.191</b>
	Hidráulica	5.368	8.633	-	14.001
	Nuclear	3.642	-	-	3.642
	Carbón	5.804	538	-	6.342
	Gas Natural	2.025	3.921	123	6.048
	Fuel-oil	5.303	2.158	-	7.461
	Renovable y cogeneración	1.659	27	20	1.697
	<b>Total</b>	<b>44,3 -1%</b>	<b>29,6 -2%</b>	<b>0,4 -3%</b>	<b>74,5 -1%</b>
<b>Producción</b>	Hidráulica	4,2 -11%	15,6 -17%	- -	19,8 -16%
	Nuclear	14,1 +14%	- -	- -	14,1 +13%
	Carbón	13,3 -25%	1,3 +19%	- -	14,6 -22%
	Gas Natural	5,0 +99%	7,7 +9%	0,4 -7%	13,1 +31%
	Fuel-oil	5,7 -1%	5,0 +51%	- -	10,7 +23%
	Renovable y cogeneración	1,8 +17%	0,0 n.a.	0,02 n.a.	1,8 +17%

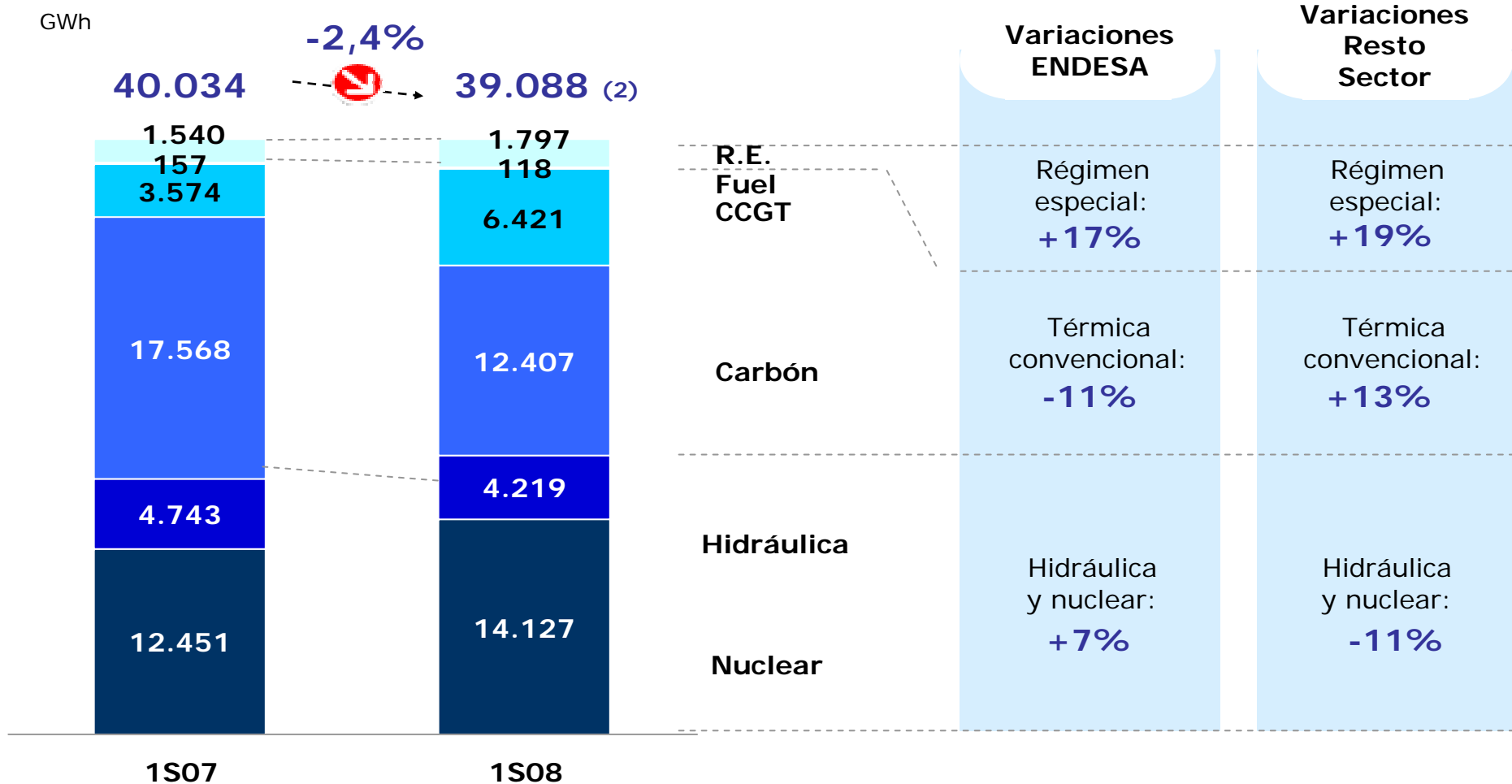
(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global y las sociedades de control conjunto por integración proporcional

(2) No Incluye las plantas a desinvertir. Incluye 941GWh de pruebas del CCGT de Puentes.

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

## Evolución de la generación en España

### Generación peninsular Endesa<sup>(1)</sup>



(1) Incluye los activos a la venta

(2) Incluye 533 GWh de energía en pruebas del CCGT Puentes.

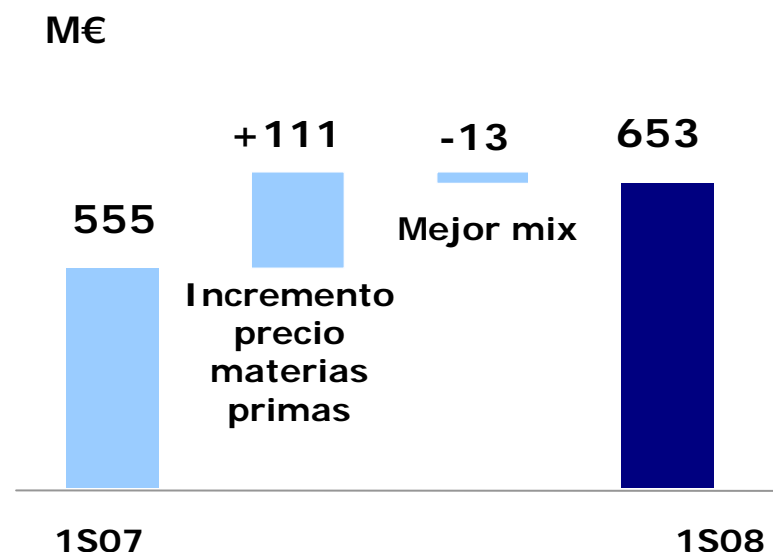
## Coste de combustible peninsular por tecnologías

### Desglose de coste unitario del combustible peninsular <sup>(1)</sup>

€/MWh

	1S07	1S08	Variación
CCGT <sup>(3)</sup>	36,8	38,7	5,2%
Carbón nacional <sup>(4)</sup>	23,0	28,1	21,9%
Carbón importado	18,6	29,8	60,5%
Fuel	143,2	210,1	46,8%
<b>Media térmica convencional</b>	<b>26,4</b>	<b>34,0</b>	<b>28,8%</b>
<b>Media total</b>	<b>15,7</b>	<b>18,8</b>	<b>20,2%</b>

### Desglose de los efectos en el coste de combustible <sup>(2)</sup>



(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 1S07 como 1S08

(3) 33,6 €/MWh en 2008 y 31,8 en 2007 sin incluir ATR.

(4) Neto de primas de carbón. El coste bruto ha sido de 30,1 €/MWh en 1S08 y 25,2 €/MWh en 1S07. Incluye carbón de importación que se consume en centrales de carbón nacional.

## Régimen especial: magnitudes operativas

MW		1S07			1S08		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
<b>Total</b>		<b>1.592</b>	<b>1.292</b>	<b>2.387</b>	<b>1.885</b>	<b>1.659</b>	<b>2.830</b>
Potencia instalada <sup>(1)</sup>	Cogeneración	211	39	452	200	39	423
	Eólica	1.139	1.044	1.554	1.443	1.411	2.027
	Minihidráulica	196	187	240	196	187	240
	Otras	46	22	140	46	22	140






GWh		1S07			1S08		
		Neta	Contable	Bruta	Neta	Contable	Bruta
<b>Total</b>		<b>1.996</b>	<b>1.540</b>	<b>3.192</b>	<b>2.250</b>	<b>1.797</b>	<b>3.514</b>
Pro- ducción	Cogeneración	328	64	824	367	64	821
	Eólica	1.244	1.099	1.715	1.516	1.407	2.123
	Minihidráulica	319	309	342	276	269	289
	Otras	104	67	310	91	57	282

(1) Actualmente hay 508 MW eólicos en construcción

## EBITDA de Endesa en Latinoamérica por negocios y países






### EBITDA Generación y Transporte

M€

	1S07	1S08	Variación
 Chile	262	321	23,3%
 Colombia	118	155	31,4%
 Brasil	81	117	44,4%
 Perú	75	61	(18,7%)
 Argentina	68	78	14,7%
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>604</b>	<b>732</b>	<b>21,2%</b>
Interconexión Brasil-Argentina	19	20	5,3%
<b>TOTAL GENERACIÓN Y TRANSPORTE</b>	<b>623</b>	<b>752</b>	<b>20,7%</b>

### EBITDA Distribución

M€

	1S07	1S08	Variación
 Chile	98	114	16,3%
 Colombia	133	160	20,3%
 Brasil	276	249	(9,8%)
 Perú	47	48	2,1%
 Argentina	83	42	(49,4%)
<b>TOTAL DISTRIBUCIÓN</b>	<b>637</b>	<b>613</b>	<b>(3,8%)</b>



## Hechos relevantes por países

### EBITDA 1S08 (vs 1S07)



Chile

**Gx: 321 M€(+22%)**

**Dx: 114 M€(+16%)**

**EBITDA total:**

**435 M€(20,7%)**

- Mejora de los niveles de hidraulicidad en 2T. Continúan los cortes de gas argentino.
- Precios medios semestre: 1) Spot 259,2 USD/MWh (AA 144,4 USD/MWh) 2) Nudo 108,83 USD/MWh (AA 69,3 USD/MWh)
- Nuevo incremento del precio del nudo a partir del 1 de abril a 118 US\$/MWh.
- Puesta en marcha 105 MW en San Isidro II, 9MW en Ojos de Agua.
- Acuerdo GasAtacama
- Publicado Decreto Racionamiento
- Publicada la Ley de Energías Renovables no Convencionales.



Brasil

**Gx: 117 M€(+44,4%)**

**Dx: 249 M€(+9,8%)**

**Tx: 15 M€(+7,1%)**

**EBITDA total:**

**381 M€ (+2,7%)**

- Precios spot muy altos enero-febrero en todos los sistemas (baja hidraulicidad) reduciéndose desde entonces.
- Cachoeira beneficiada por los altos precios del mercado spot
- 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, firmado acuerdo para cobro de peajes en 2008 (85M€). Siguen negociaciones para remuneración línea a l.p..
- En abril Standard & Poor's elevó el rating de Brasil a BBB- (investment grade).

## Hechos relevantes por países

### EBITDA 1S08 (vs 1S07)



Colombia

Gx: 155 M€ (+31%)

Dx: 160 M€ (+20%)

EBITDA total:

315 M€ (+26%)

- Mayor hidraulicidad del sistema
- 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.



Argentina

Gx: 78 M€ (+15%)

Dx: 42 M€ (-49%)

Tx: 5 M€ (+0%)

EBITDA total:

125 M€ (-20%)

- Continúa baja hidraulicidad del sistema
- Mayor disponibilidad de gas (por condiciones climatológicas)
- Modificación cierre contable 2007 Docksud (+11 M€ en EBITDA).
- Retraso RTI en Edesur
- EBITDA 1T07 incluye 40M€ de retroactivo en Edesur.
- Puesta en operación comercial de los primeros 829MW del FONIMVEMEM (1600MW previstos).



Perú

Gx: 61 M€ (-19%)

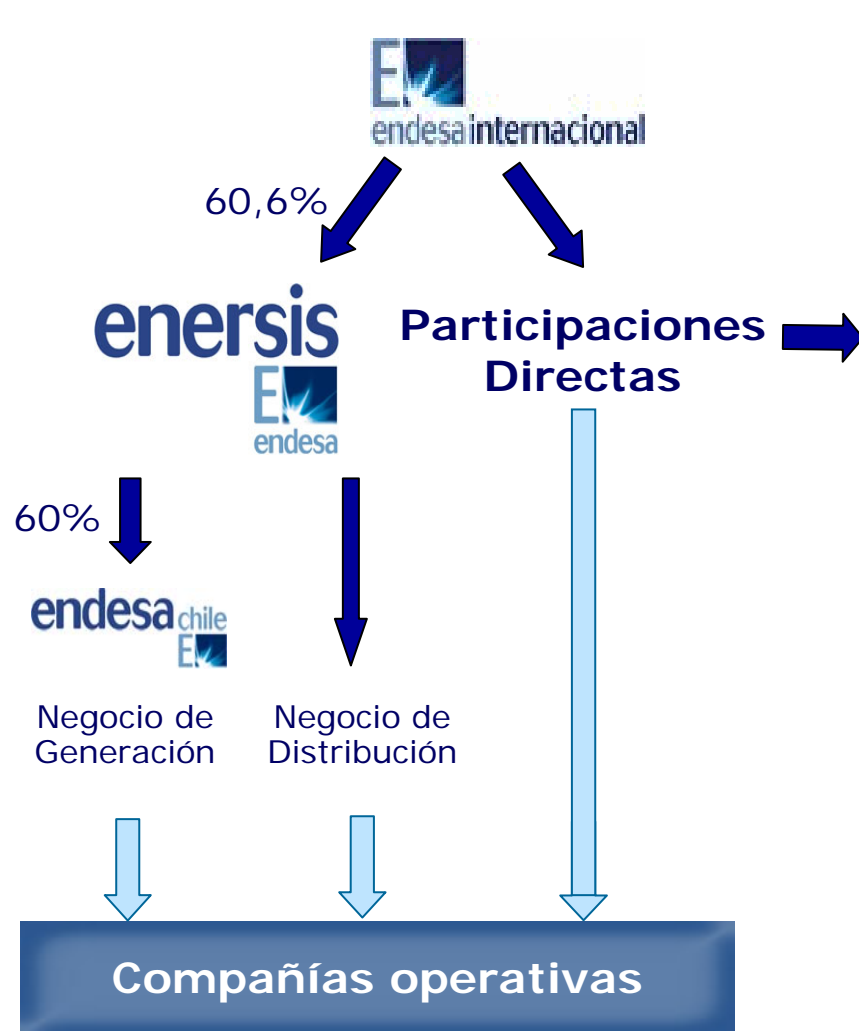
Dx: 48 M€ (+2%)










EBITDA total:

109 M€ (-11%)

- Incremento del 3,6% del precio monómico barra mayo 08-abril 09 (40,55 US\$/MWh).
- Licitaciones energía distribuidoras. Edelnor ha cubierto el 100% de su demanda de energía entre 2008-2011.
- Firmada financiación Santa Rosa (187 MW).
- Las agencias S&P y Fitch elevaron la calificación de la deuda de Perú en moneda extranjera a "BBB-" (investment grade)
- Decreto ley para el uso de Recursos Energéticos Renovables.

## Endesa Internacional posee importantes participaciones directas además de Enerjis



	M€	% Directo	Total EBITDA 1S08	Deuda Neta 30-06-08*
 Codensa:		27%	160	472
 Emgesa:		21,6%	155	506
EEB:		4,7%	n/d	n/d
 Endesa Brasil:		28,5%	381	984
 Edesur:		6,2%	42	29
 DockSud:		40%	35	99
 Edelnor:		18%	48	175
 Edegel:		5,6%	55	307
 Piura:		48%	6	-3
 Pangué		5%	8	2
<b>Total proporcional</b>			<b>217</b>	<b>606</b>

\* 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. [Por ejemplo, los objetivos de EBITDA (resultado bruto de explotación en la cuenta de resultados consolidada de ENDESA) para el periodo 2007-2009 incluidos en este documento son perspectivas que se fundamentan en ciertas asunciones que pueden o no producirse.] 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 1S 2008  
Fuerte crecimiento en todos los negocios



## ***Resultados 1S 2008***



**28 de julio de 2008**