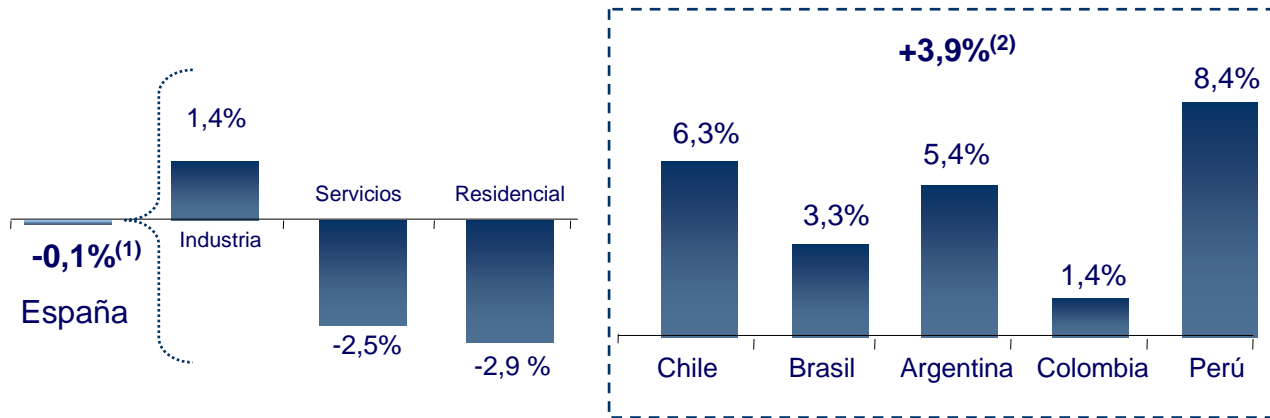


# endesa resultados 9M 2011

## Contexto de mercado en 9M 2011

### Demanda

**España:**  
desaceleración  
de la demanda  
por PYMEs y  
clientes  
residenciales



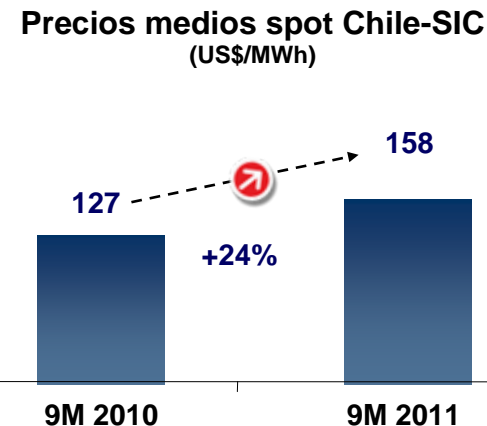
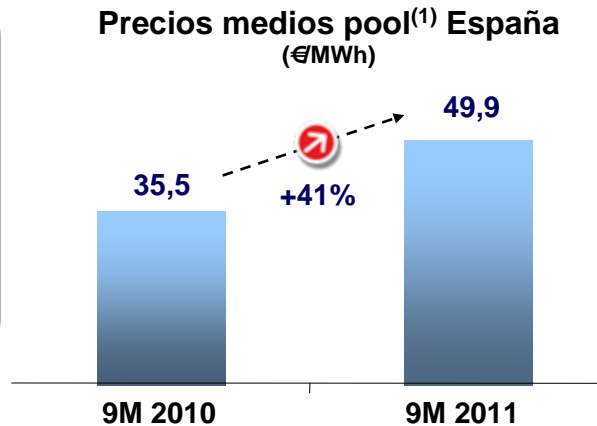
**Latino-  
américa:**  
sólido  
crecimiento en  
la región  
destacando  
Chile, Perú y  
Argentina

(1) Peninsular. Corregida por laboralidad y temperatura. (-1,0% sin ajustar). Fuente: REE

(2) Sin corregir por laboralidad y temperatura. Países en los que opera Endesa ponderado por TWh (demanda por país)

### Precios de la electricidad

**España:**  
mayores precios  
por menor  
producción  
hidráulica y  
mayores costes  
de combustibles



**Chile:** mayores  
precios por  
sequía y  
mayores  
precios de las  
materias primas

(1) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad

## Resultado operativo afectado por efectos no recurrentes

M€	9M 2011	9M 2010	Variación	Homogéneo
<b>Ingresos</b>	24.604	22.972	+7%	
<b>Margen bruto</b>	8.157	8.400	-3%	
<b>EBITDA</b>	5.449	5.810	-6%	-1%
<b>España&amp;Portugal&amp;Otros</b>	3.124	3.337	-6%	0% <sup>(1)</sup>
<b>Endesa Latinoamérica</b>	2.325	2.473	-6%	-1% <sup>(2)</sup>
<b>EBIT</b>	3.843	4.196	-8%	
<b>Gasto financiero neto<sup>(3)</sup></b>	576	824	-30%	
<b>Resultado neto atribuible</b>	1.978	2.722	-27%	
<b>Resultado neto atribuible ajustado por desinversiones<sup>(4)</sup></b>	1.861	1.812	+3%	

**EBITDA consolidado -1% considerando el cambio de perímetro y el impuesto extraordinario en Colombia**

(1) Ajustado por perímetro (renovables, Endesa gas, transporte, Endesa Hellas e IT con 199 M€ en 9M 2010 vs. -2 M€ en 9M 2011)

(2) Ajustado por impuesto sobre el patrimonio en Colombia (109 M€ en 9M 2011) y perímetro (CAM&Synapsis 6 M€ en 9M 2010 vs. -1 M€ en 9M 2011).

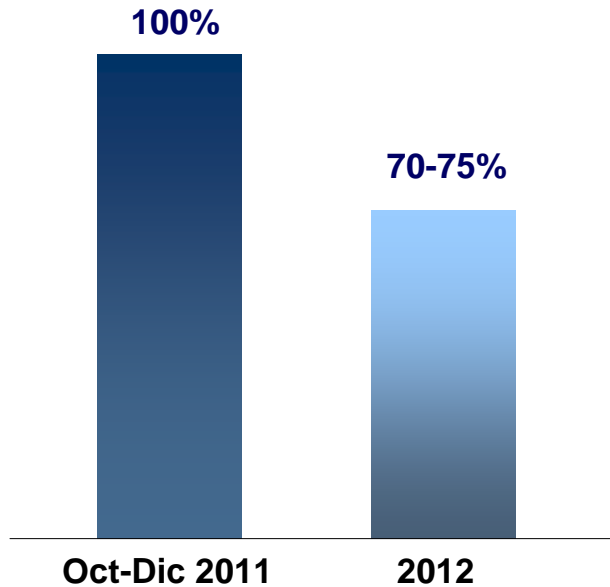
(3) Extraordinarios en 9M 2010 (-77 M€) y sentencia sobre recurso del Impto. Sociedades años anteriores (+63 M€)

(4) Plusvalías netas (117 M€ en 9M 2011 y 910 M€ en 9M 2010 principalmente por desinversiones de renovables)

## Estrategia ventas forward

### España y Portugal

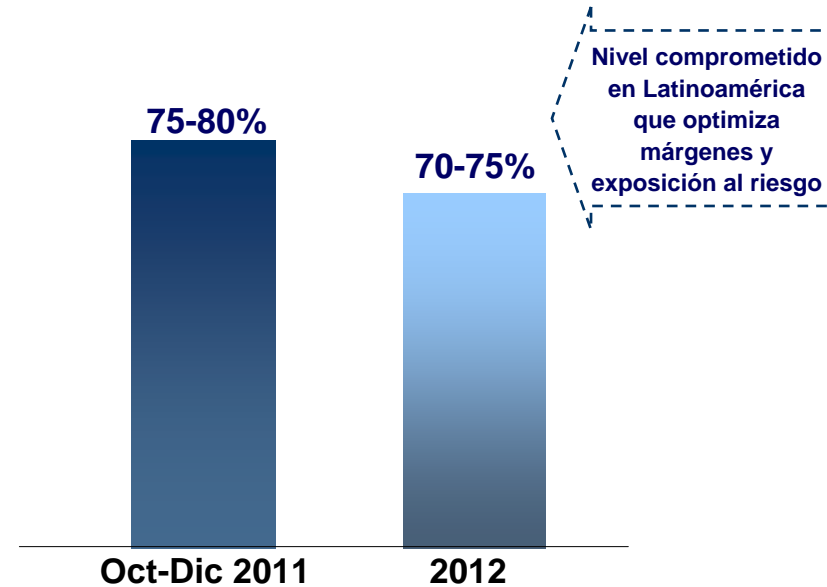
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



**Política comercial consistente**

### Latinoamérica

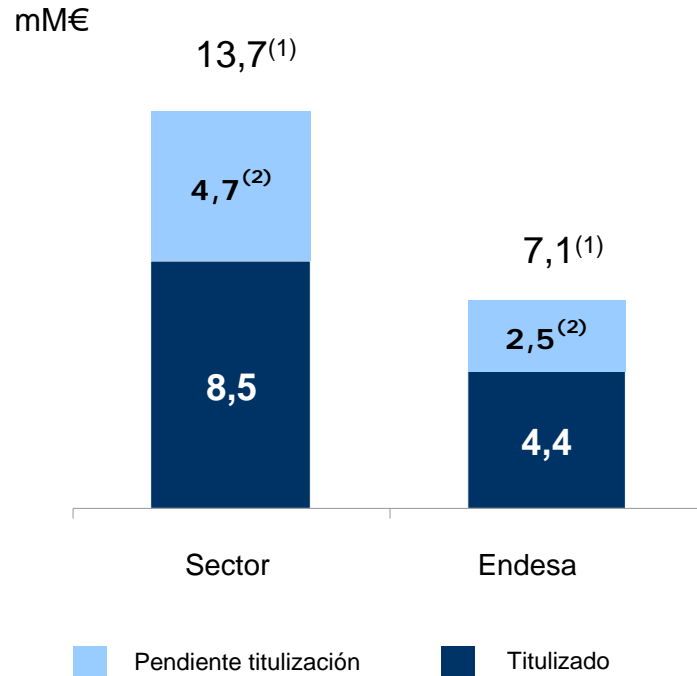
(% producción estimada ya comprometida)



**36% de la generación vendida con contratos > 5 años y 23% con contratos > 10 años**

# España: el proceso de titulización del déficit de tarifa avanza a pesar de las difíciles condiciones de mercado

## Balance derechos comprometidos al fondo de titulización (FADE)



(1) Cifras a 31.12.2010

(2) Derechos pendientes de titulización valorados a 30.09.2011  
(diferencia vs 31.12.2010 se debe al cobro por tarifa)

## 5º tramo de titulización

- Fecha emisión: 26 Septiembre 2011
- Importe: 1,5 mM€
- Cupón: 4,4% (+98bp sobre bono del Tesoro)
- Vencimiento: 2,0 años
- Fecha liquidación: 5 Octubre 2011

- Adicionalmente, el RD 1307/2011 permite colocaciones privadas, dotando de mayor flexibilidad al proceso de titulización.

- **Éxito del proceso de titulización: ~65% de los derechos cedidos a FADE ya vendidos**
- **Apoyo y compromiso político a pesar de las difíciles condiciones de mercado**

## España: novedades en regulación

### Revisión tarifaria 4T

- Congelación de la TUR (-12% en tarifa de acceso para compensar el incremento en el precio de la energía)
  - El informe CNE 4T de revisión tarifaria explicita: “...esta medida es inadecuada...”
  - Se va a recurrir la Orden Ministerial ante el Tribunal Supremo

### Medidas para corregir el déficit de tarifa

- Incremento tarifas de acceso
- Una política económicamente viable para las renovables:
  - Los objetivos europeos no deben superarse
  - Favorecer tecnologías maduras vs. las menos desarrolladas (solar)
  - Utilizar ingresos de subastas de CO<sub>2</sub> para financiar las renovables
- Sustituir la TUR por una tarifa social especial para los clientes más vulnerables
- Suprimir de la tarifa de acceso los costes no relacionados directamente con el sistema y que surgen por decisiones políticas

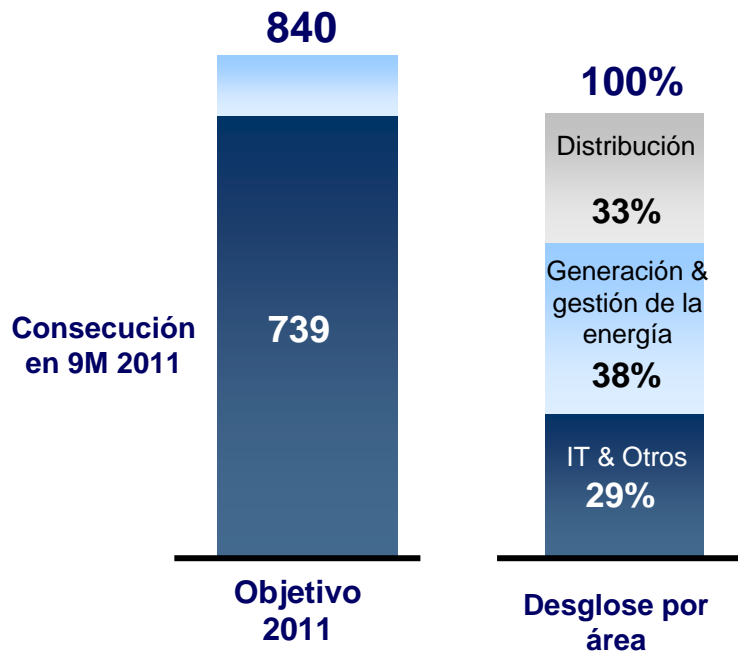
## Latinoamérica: novedades en regulación

- **Brasil:** revisión tarifaria 3er Ciclo de distribución (Coelce):
  - ANEEL ha publicado valores revisados:
    - WACC: 7,5% (tasa real después de impuestos) y 11.4% (real antes de impuestos)
    - RAB bruto: 1,8 mMUS\$ (neto: 1,1 mMUS\$)
    - O&M: 250 MUS\$ / año
    - Factor X: 1,6% anual
- **Chile:** Comité de Expertos (CADE) finalizará el estudio del sector en noviembre
  - “Carretera eléctrica” (transporte) bajo estudio para fortalecer el sistema y permitir la interconexión de nuevos proyectos de generación
  - Posibles recomendaciones sobre:
    - Mejorar proceso de permisos medioambientales en proyectos de generación
    - Peajes para las instalaciones GNL
  - No hay previsto grandes cambios en la liberalización del mercado, renovables o planificación energética
- **Argentina:** tras las elecciones:
  - Eliminación gradual de las subvenciones a la generación eléctrica tras las elecciones
  - Reconocimiento de PUREE

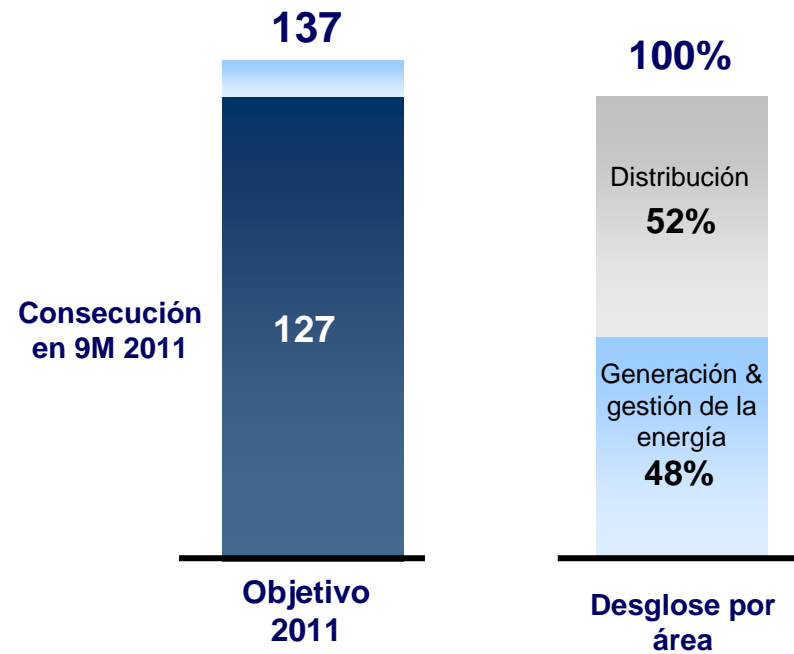
## Cumpliendo los objetivos 2011 de los programas de eficiencia

M€

### Plan de sinergias de Endesa



### Plan Zenith Endesa



- Bien posicionados para cumplir los objetivos 2011 del Plan de Sinergias (88% en 9M 2011) y del Plan Zenith (93% en 9M 2011)



## Sólida situación financiera

### Evolución deuda neta en 9M 2011 (M€)



**Sólido apalancamiento financiero**

	31/12/10	30/09/11
Apalancamiento (Deuda Neta/RR.PP)	0,7	0,5

(1) Salida de efectivo

# españa&portugal&otros 9M 2011



## Claves de 9M 2011

**La desaceleración económica provoca estancamiento de la demanda <sup>(1)</sup>**

**Incremento del 16% en producción<sup>(2)</sup>: menor producción hidráulica y nuclear incrementó el hueco térmico**

**Continúa la normalización de márgenes en el negocio liberalizado**

**Incrementa la contribución de las actividades reguladas**

**Reducción de costes fijos por los programas de eficiencia**

**Pese a la presión competitiva, destacado y rentable liderazgo en comercialización**

(1) Peninsular: -0,1% ajustado por laboralidad y temperatura. (-1,0% sin ajustar). Fuente: REE

(2) Endesa. Régimen Ordinario Peninsular

## Resultados sólidos a pesar de las desinversiones y la normalización de márgenes

M€	9M 2011	9M 2010	Variación	Homogéneo <sup>(3)</sup>
<b>Ingresos</b>	17.074	15.739	<b>+8%</b>	
<b>Margen bruto</b>	4.827	5.040	<b>-4%</b>	
<b>EBITDA</b>	3.124	3.337	<b>-6%</b>	<b>0%</b>
<b>EBIT</b>	1.993	2.294	<b>-13%</b>	
<b>Gasto financiero neto<sup>(1)</sup></b>	318	468	<b>-32%</b>	
<b>Resultado neto atribuible</b>	1.465	2.252	<b>-35%</b>	
<b>Resultado neto atribuible ajustado por desinversiones<sup>(2)</sup></b>	1.357	1.347	<b>+1%</b>	

- **+1% resultado neto atribuible pese a menor perímetro**
- **Mejora en eficiencia: reducción del 2,2% en costes fijos**

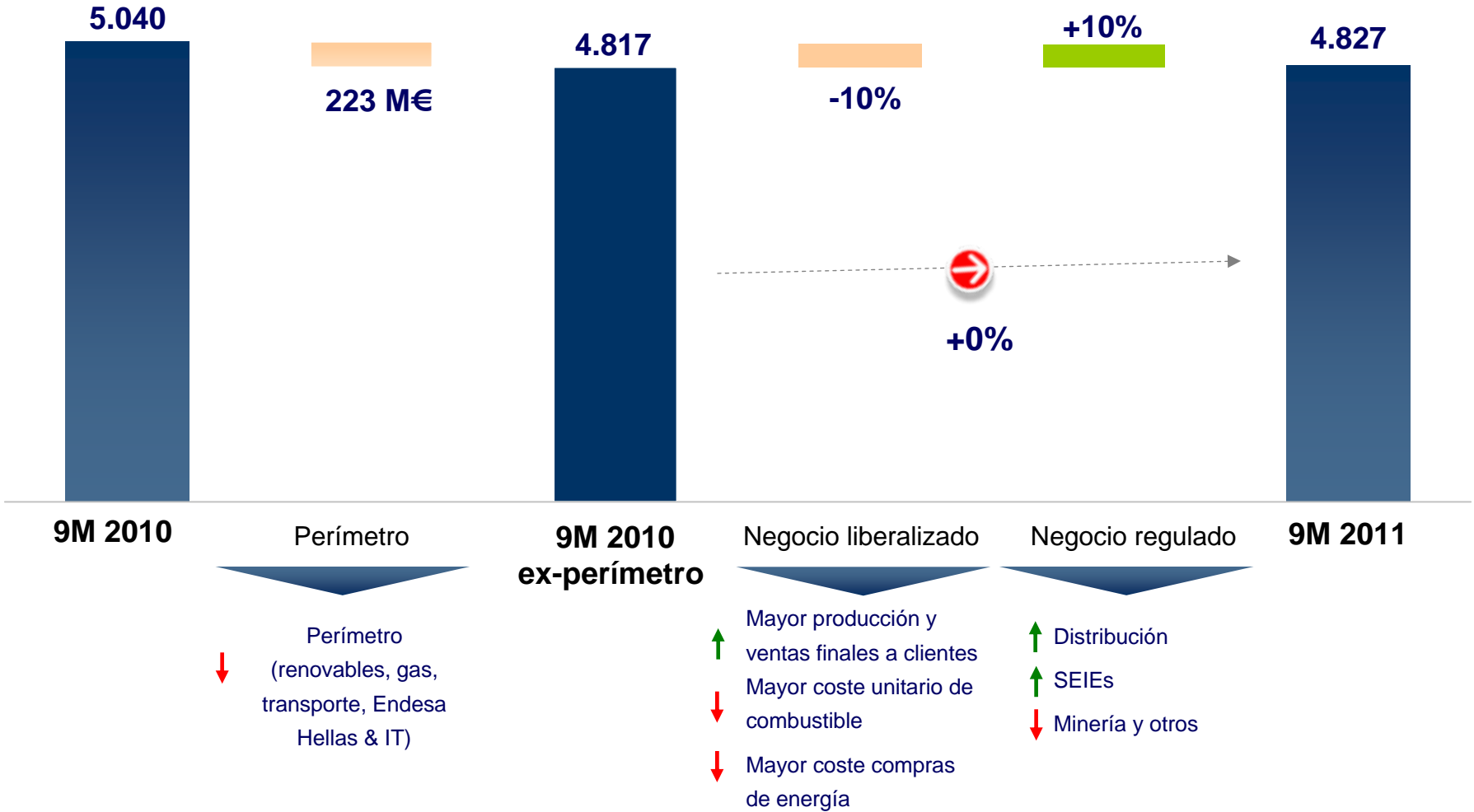
(1) Extraordinarios en 9M 2010 (-77 M€) y sentencia sobre recurso Impto. Sociedades años anteriores (+27 M€)

(2) Plusvalías netas (108 M€ en 9M 2011 y 905 M€ en 9M 2010 principalmente por desinversión de renovables)

(3) Ajustado por perímetro (EBITDA renovables, Endesa gas, transporte, Endesa Hellas e IT: 199 M€ en 9M 2010 vs. -2 M€ en 9M 2011)

# Margen de contribución afectado por coste de energía y perímetro

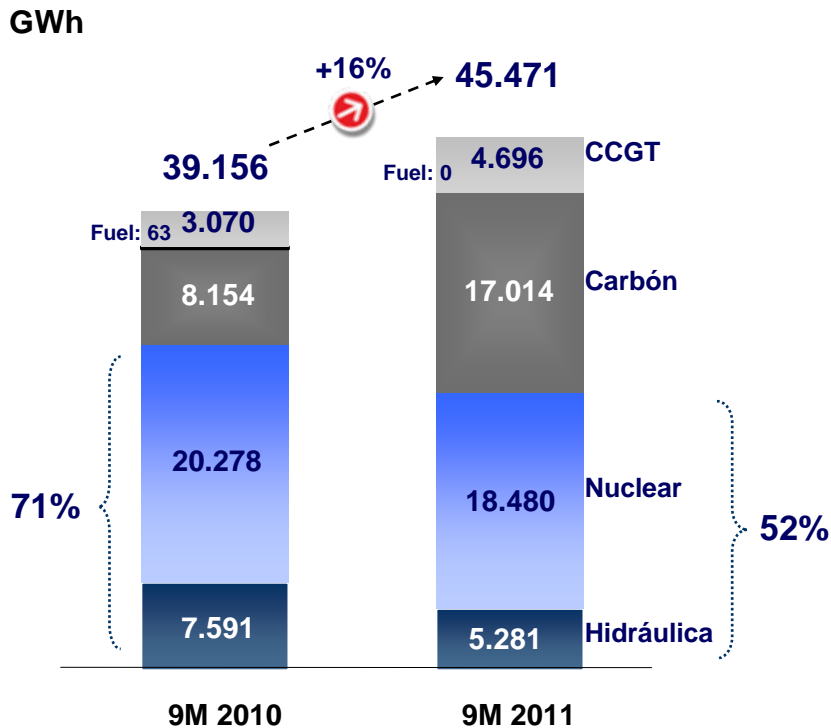
M€



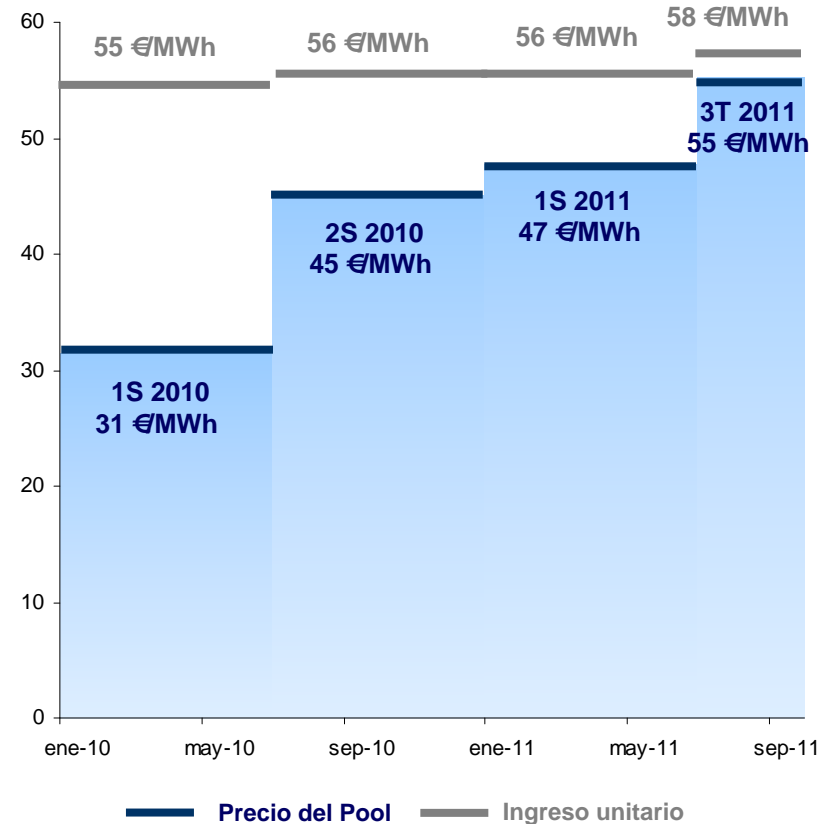
**Margen de contribución estable ajustado por el perímetro**

# Menores márgenes del negocio liberalizado a pesar de los mayores volúmenes de generación

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



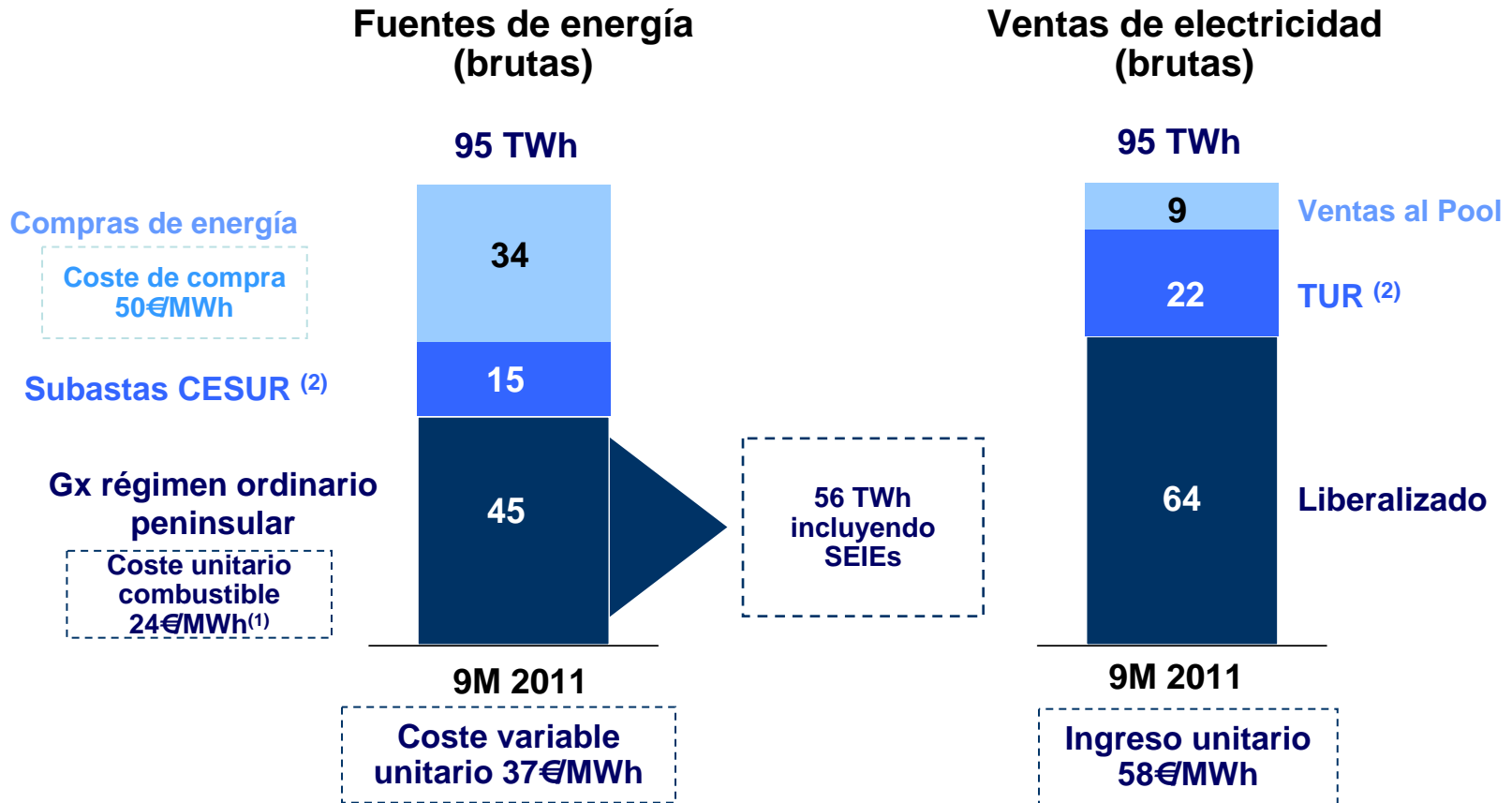
## Evolución márgenes de mercado: precio mayorista vs. precio final clientes



- Mayor coste de combustible por menor producción hidráulica y nuclear (recargas de combustible)
- Normalización de márgenes de mercado

(1) No incluye Portugal  
 (2) Monitorización continua del valor en riesgo de la cartera

# Optimización de márgenes gracias a un mix de generación competitivo y al liderazgo en el negocio de comercialización



**Margen unitario estable durante el año a pesar del aumento de los precios del pool**

(1) Incluye coste de combustible y CO<sub>2</sub>

(2) TUR: Tarifa de Último recurso no considerada en los cálculos de ingreso y coste

# Latinoamérica 9M 2011





## Claves en 9M 2011

**Volúmenes de Generación afectados por la sequía en Chile compensados por Perú y Argentina**

**Chile: todavía afectada por la sequía**

**Ventas de distribución: +3,8% destacando Perú (+7,6%) y Chile (+4,9%)**

**Argentina: mayores costes por inflación sin incremento en tarifas**

**Colombia: impuesto extraordinario sobre el patrimonio (109 M€)**

## Resultados operativos afectados por no recurrentes y la sequía

M€	9M 2011	9M 2010	Variación	Homogéneo
<b>Ingresos</b>	7.530	7.233	<b>+4%</b>	
<b>Margen de contribución</b>	3.330	3.360	<b>-1%</b>	
<b>EBITDA</b>	2.325	2.473	<b>-6%</b>	<b>-1%<sup>(1)</sup></b>
<b>EBIT</b>	1.850	1.902	<b>-3%</b>	
<b>Gasto financiero neto <sup>(2)</sup></b>	258	356	<b>-28%</b>	
<b>Resultado Neto</b>	1.153	1.168	<b>-1%</b>	
<b>Resultado Neto atribuible</b>	513	470	<b>+9%</b>	

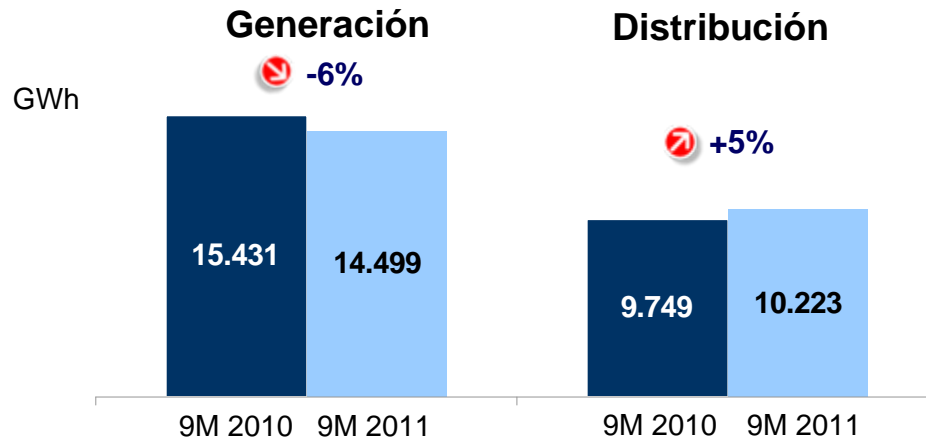
- Descontando impuesto sobre el patrimonio en Colombia y perímetro, EBITDA -1%
- Impacto tipo de cambio -62 M€ en EBITDA (dólar/euro)
- 414 M€ del EBITDA atribuible provienen de participaciones directas

(1) Ajustado por impuesto sobre el patrimonio en Colombia (109 M€ en 9M 2011) y perímetro (CAM&Synapsis 6 M€ en 9M 2010 vs. -1 M€ en 9M 2011)

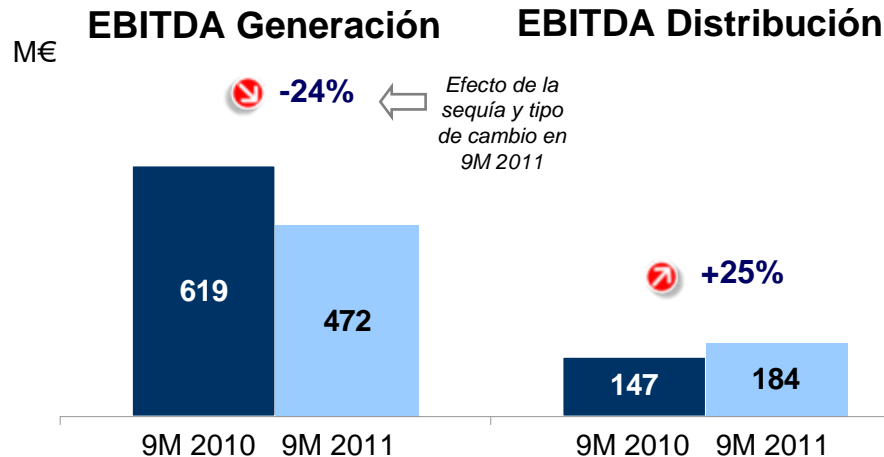
(2) Impacto positivo de 36 M€ por decisión de Audiencia Nacional sobre recurso del Impto. de Sociedades de Endesa



# Chile: sequía impacta negativamente en los márgenes de generación



- Menor generación por sequía (-14% hidráulica), parcialmente compensada con mayor generación térmica
- Crecimiento en distribución tras el terremoto de 2010



- Gx:
  - La sequía y el retraso en Bocamina II (terremoto) incrementan el coste de energía
  - Impacto tipo de cambio -35 M€
- Dx: mayores volúmenes y precios por mejora en los factores de indexación

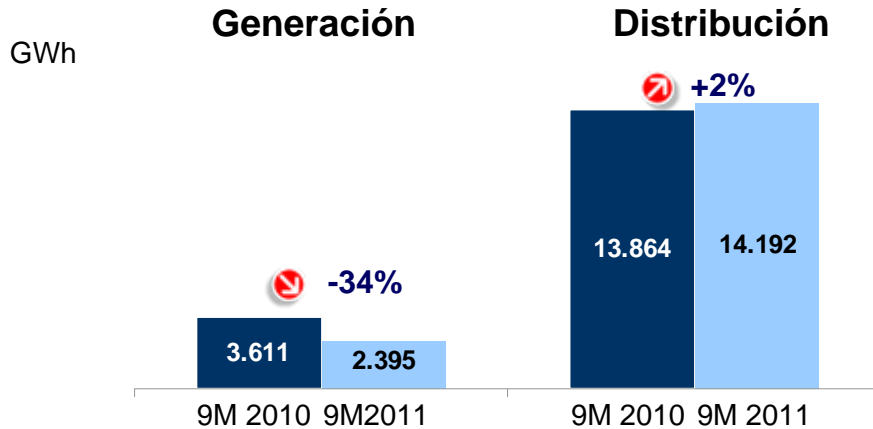
Margen unitario	9M 2010 (€/MWh)	9M 2011 (€/MWh)	Cambio (%)
Generación	36,6	27,2	-18%
Distribución	27,2	29,8	+8%

**EBITDA total 656 M€ (-14%) <sup>(1)</sup>**

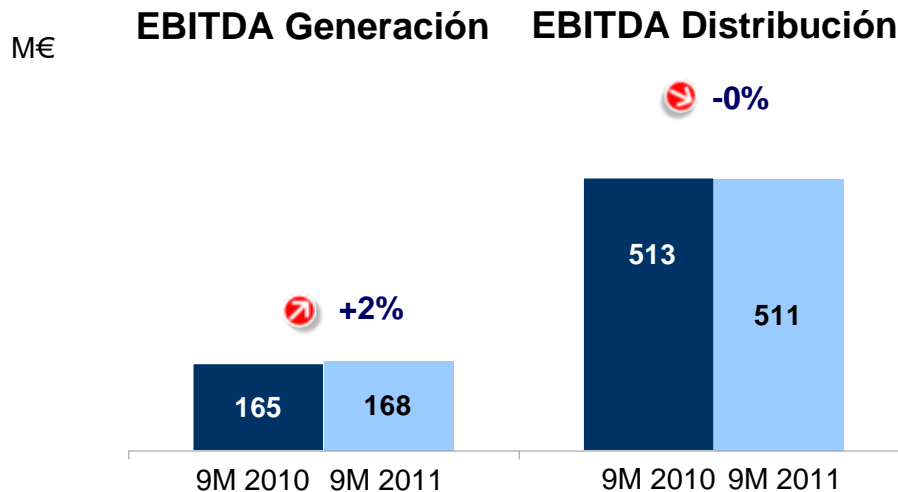
(1) No incluye holding



# Brasil: sólidos resultados a pesar condiciones desfavorables



- Menor generación (-34%) por menor hidráulicidad en Cachoeira y menor despacho en Fortaleza
- Buen comportamiento en Ampla (+4%) compensa Coelce (+0%, por temperaturas inusualmente altas en 9M 2010)



- Gx: menor precio de compra compensa menores volúmenes
- Dx: RTE (26 M€) cobrado íntegramente en 1S 2010<sup>(1)</sup> y peor mix de ventas. Positivo ajuste tarifario anual y menores pérdidas de distribución en Ampla

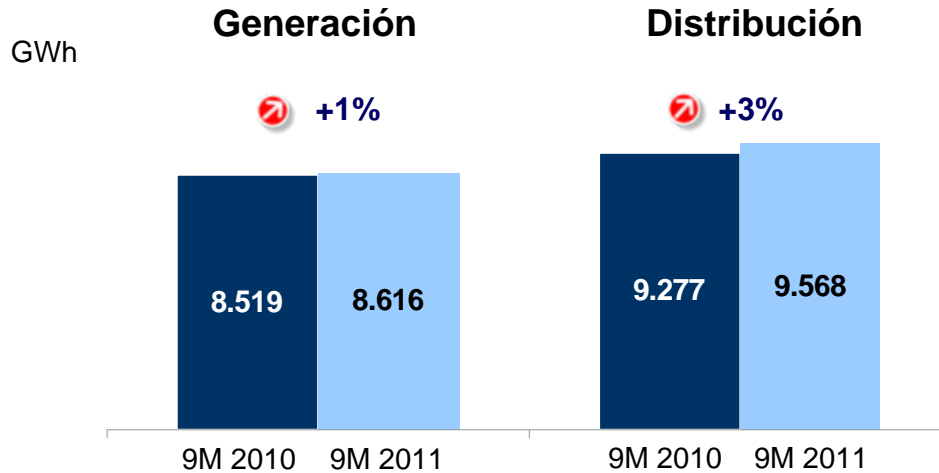
Unit margin	9M 2010	9M 2011	Cambio
	37,5€MWh	39,7€MWh	+7%
	53,7€MWh	51,7€MWh	-3%

**EBITDA total 762 M€ (+5%) <sup>(2)</sup>**

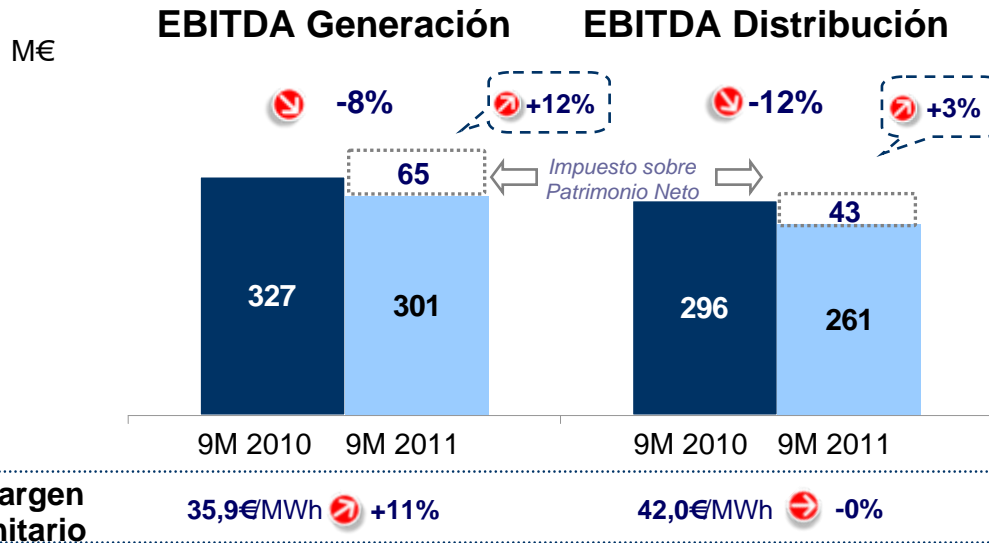
(1) "Recomposición tarifaria extraordinaria": Ingresos pendientes que los distribuidores han venido cobrando hasta 2010 por el racionamiento de energías de 2001  
 (2) Incluye interconexión Brazil-Argentina. No incluye Holding.



# Colombia: el impuesto del patrimonio neto anula el incremento de márgenes



- Incremento en generación por mejora de las condiciones hidráulicas
- Incremento en ventas de distribución

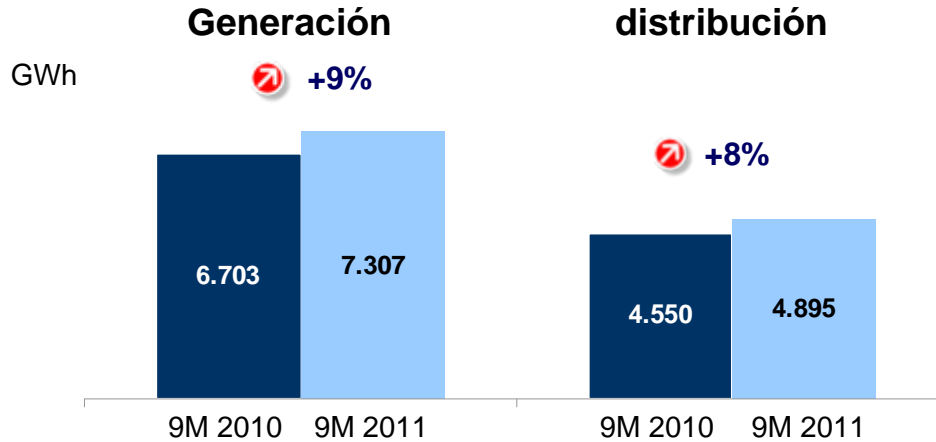


- **Gx:**
  - Mejor mix de producción y menores compras de energía.
  - Impacto impuesto sobre el patrimonio neto (-65 M€)
  - Impacto tipo de cambio -10 M€
- **Dx:** caída por impuesto sobre patrimonio neto (-43 M€)

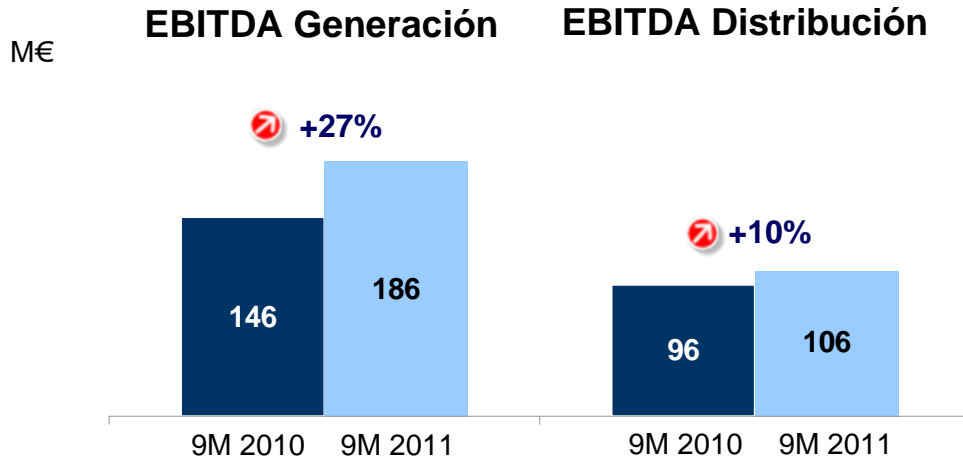
**EBITDA total 562 M€ (-10%)**



## Perú: mayor actividad y menores costes fijos



- Mayor generación por mejor hidráulidad, restricciones en la red en el norte y mayor disponibilidad
- Fuerte crecimiento económico deriva en un incremento de la demanda del 8%



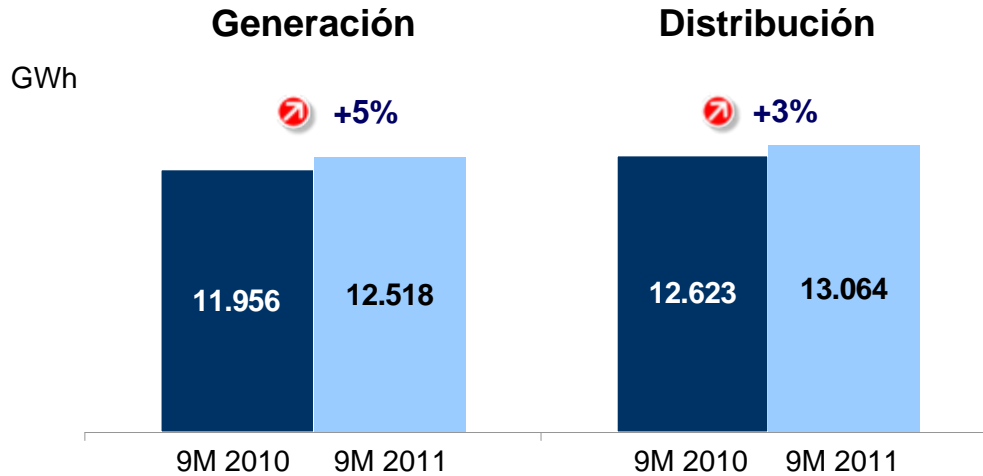
- Mayores volúmenes y precios de venta, y menores costes fijos impulsan el EBITDA de Gx y Dx

Margen Unitario	9M 2010 (€/MWh)	9M 2011 (€/MWh)	Cambio (%)
Generación	26,3	27,1	+4%
Distribución	27,1	25,8	-6%

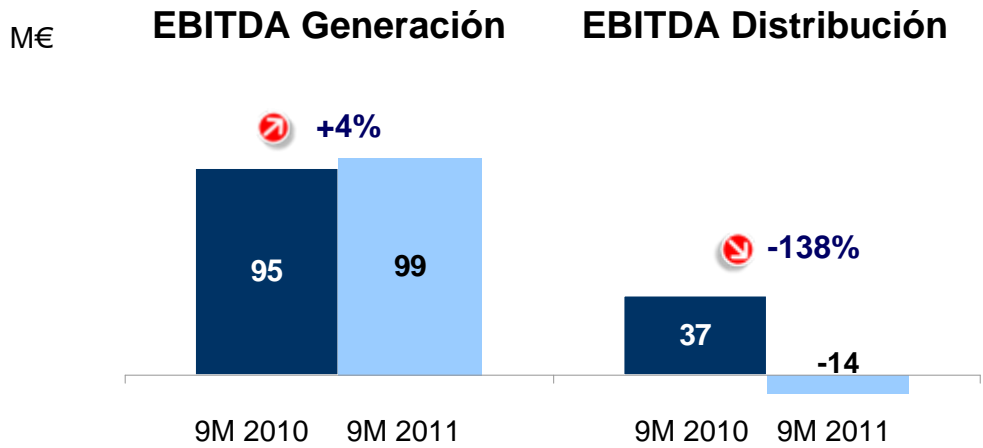
**EBITDA total 292 M€ (+21%)**



# Argentina: sólido comportamiento operativo... pendientes de la revisión de tarifas



- Fuerte crecimiento de la producción (caída en hidráulica compensada por térmica)
- Ligero incremento de la demanda debido a las moderadas temperaturas



- Gx: acuerdo regulatorio para incrementar los pagos por capacidad y retribución de los costes de O&M. Impacto tipo de cambio -9 M€
- Dx: incremento costes de personal (+43%) y de O&M (+16%) por inflación. Ausencia de incrementos de tarifa

Margen Unitario	9M 2010 (€/MWh)	9M 2011 (€/MWh)	Cambio (%)
Generación	10,2	10,5	+1%
Distribución	11,7	10,3	-12%

**EBITDA total 85 M€ (-36%)**

# conclusiones 9M 2011





## Conclusiones

**Avances en el proceso de titulización del déficit a pesar de las condiciones del mercado**

**Se necesita seguir trabajando en el establecimiento de un marco regulatorio estable en España**

**Sólidos resultados en Ibérica a pesar de la reducción de perímetro y la normalización de los márgenes del negocio liberalizado**

**La solidez del 3T en Latinoamérica demuestra la fortaleza y el potencial de la región**

**Optimización del negocio: compra de un 7.7% en Ampla**

**Consecución de los objetivos de eficiencia y del plan de sinergias**

**Solidez financiera**

# anexos 9M 2011



## Capacidad instalada y producción<sup>(1)</sup>

### Capacidad Instalada

MW a 30/09/11	España& Portugal&Otros		Endesa Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>24.267</b>		<b>15.832</b>		<b>40.099</b>	
Hidráulica	4.716		8.666		13.382	
Nuclear	3.681		-		3.681	
Carbón	5.804		522		6.326	
Gas Natural	4.857		3.966		8.823	
Fuel-gas	5.209		2.592		7.801	
Cogeneración/Renovables	na		87		87	

### Producción

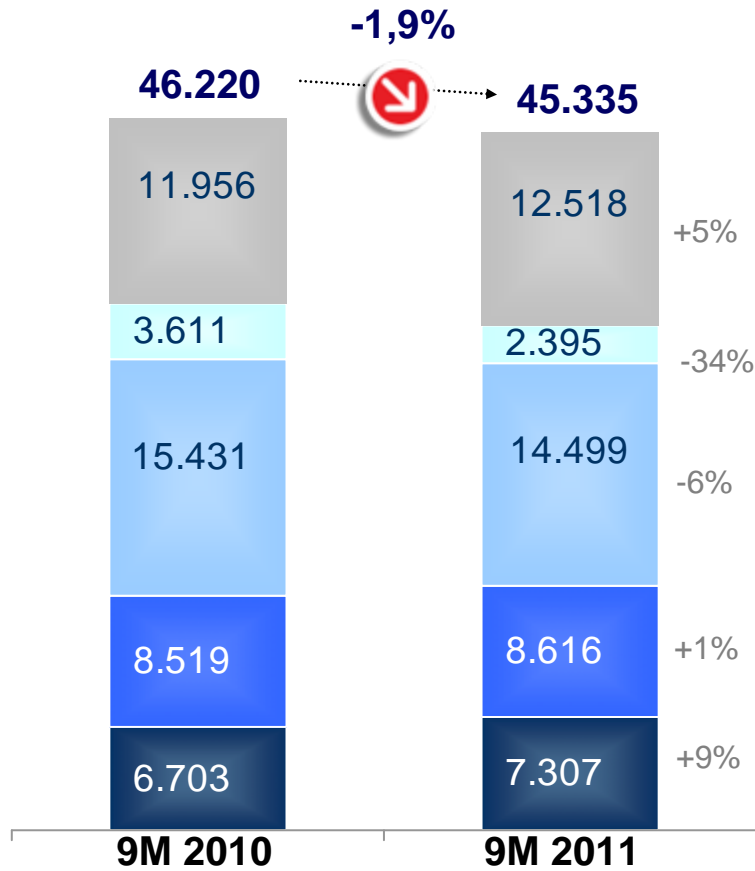
TWh 9M 2011 (var. vs. 9M 2010)	España& Portugal&Others		Endesa Latinoamérica		Total	
<b>Total</b>	<b>57,3</b>	<b>+11,0%</b>	<b>45,3</b>	<b>-1,9%</b>	<b>102,6</b>	<b>+4,9%</b>
Hidráulica	5,3	-30%	23,2	-7%	28,4	-12%
Nuclear	18,5	-9%	-	-	18,5	-9%
Carbón	19,8	+79%	1,6	-3%	21,3	+68%
Gas Natural	6,3	+79%	16,1	+1%	22,4	+15%
Fuel-gas	7,4	-13%	4,4	+20%	11,8	-3%
Cogeneración/Renovables	na	na	0,1	-6%	0,1	-6%

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

# Latinoamérica: desglose de generación y distribución

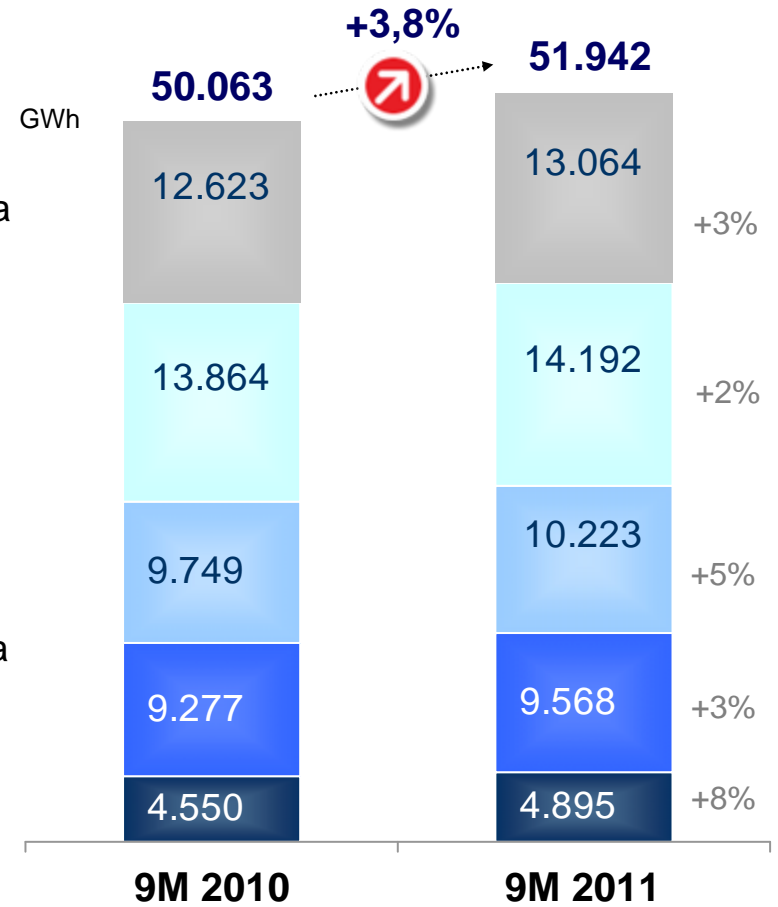
## Generación

GWh



## Ventas de distribución

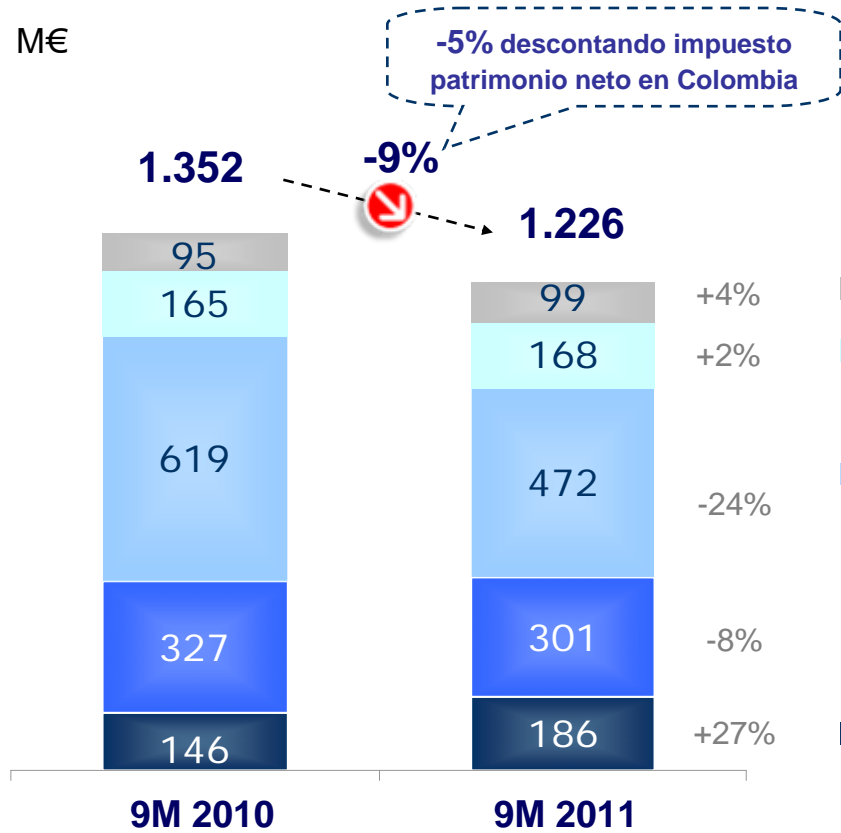
GWh



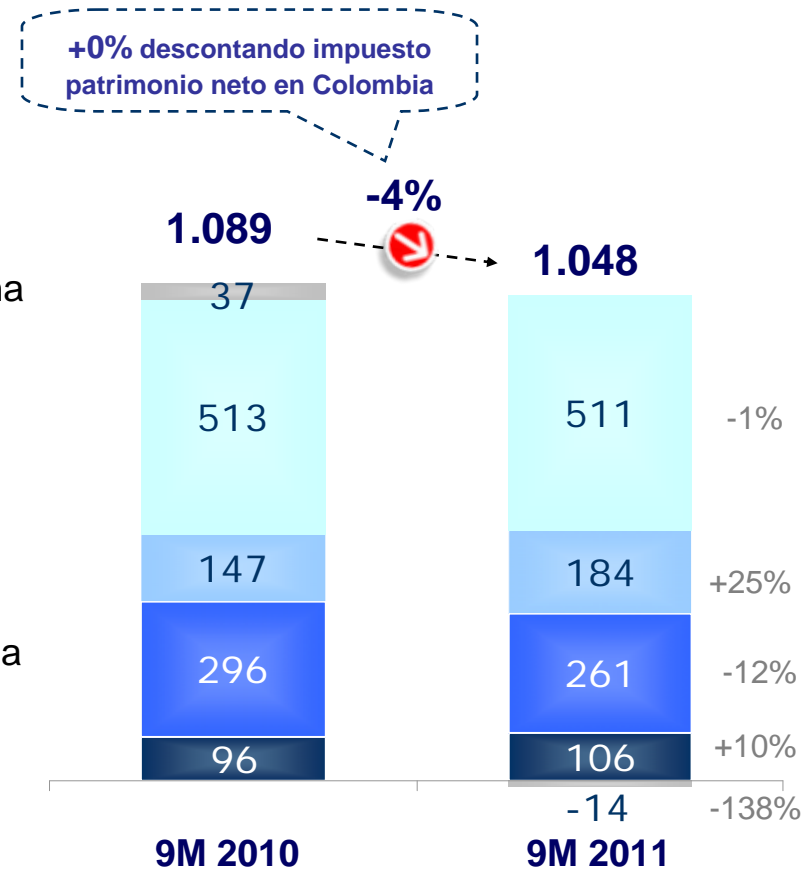
# EBITDA Gx & Dx afectado por la sequía en Chile, impuesto patrimonial en Colombia y tipo de cambio

## Ebitda Generación

M€



## Ebitda Distribución

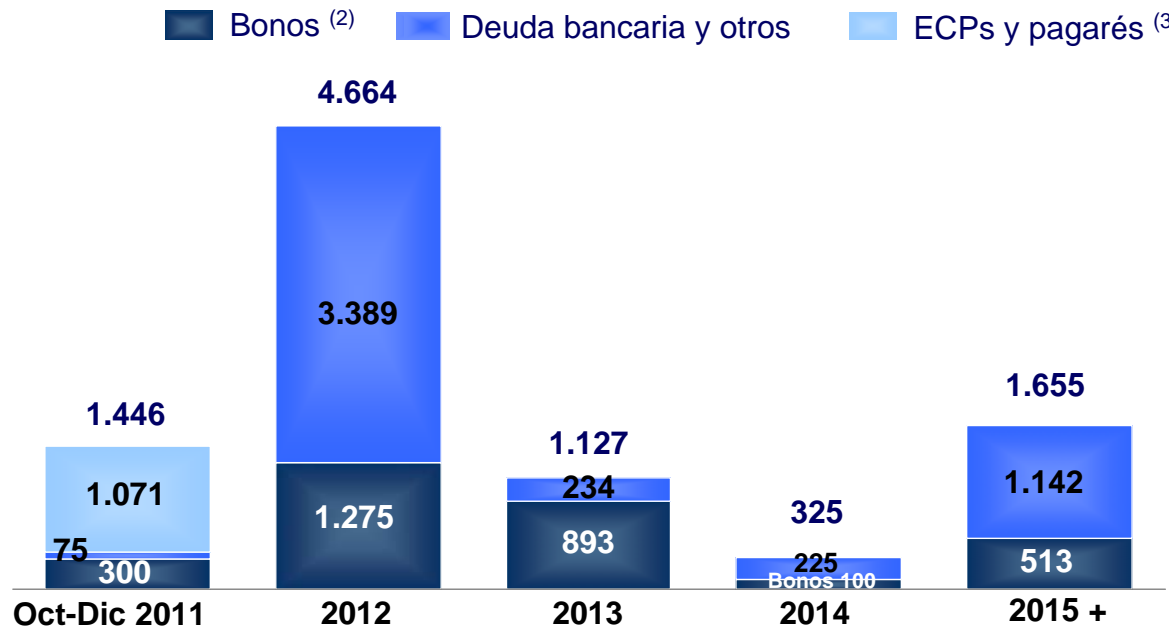


**Margen Unitario** €30,2/MWh **-6%** → €28,5/MWh

**Margen Unitario** €34,0/MWh **-2%** → €33,3/MWh

# Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Septiembre de 2011: 9.217 M€<sup>(1)</sup>



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 6 meses de vencimientos

- **Liquidez 4.100 M€**
  - 353 M€ en caja
  - 3.747 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- **Vida media de la deuda: 2,9 años**

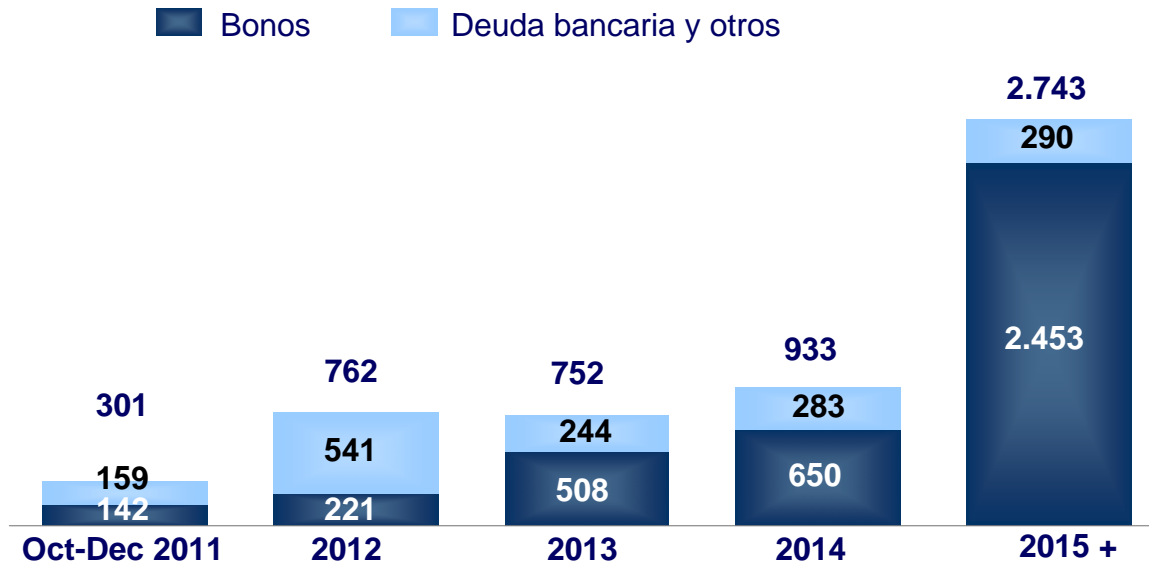
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja

(2) Incluye participaciones preferentes

(3) Los pagarés se emiten respaldados por líneas de crédito a largo plazo, y se van renovando regularmente

## Energis: calendario de vencimientos de la deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Septiembre 2011: 5.491 M€<sup>(1)</sup>



**Energis tiene liquidez suficiente para cubrir 24 meses de vencimientos**

- **Liquidez 1.920 M€**

1.333 M€ en caja

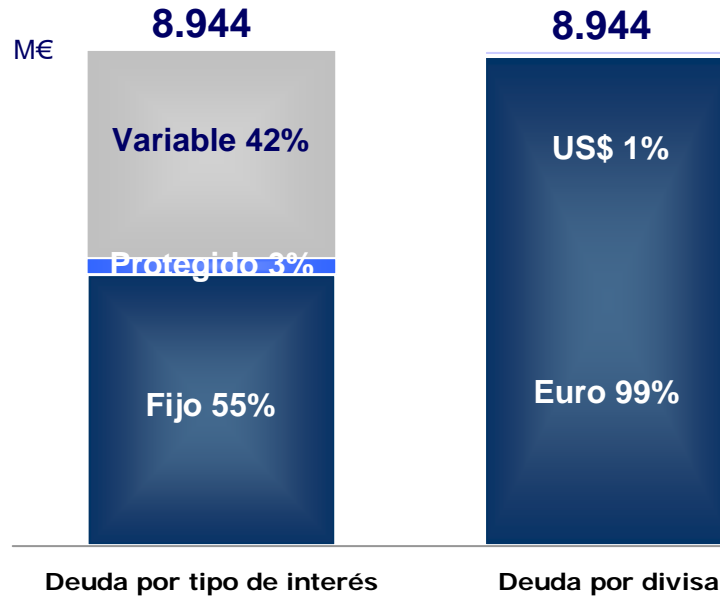
587 M€ de créditos sindicados disponibles

- **Vida media de la deuda: 5,4 años**

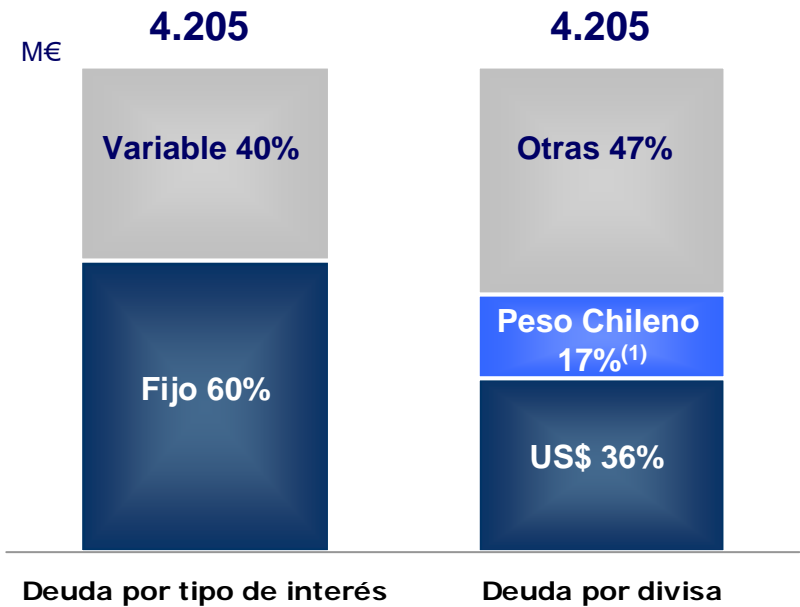
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercado de los derivados que no suponen salida de caja

# Política financiera y estructura de deuda

## Estructura de Endesa sin Enersis



## Estructura de la deuda Enersis



Coste medio de la deuda

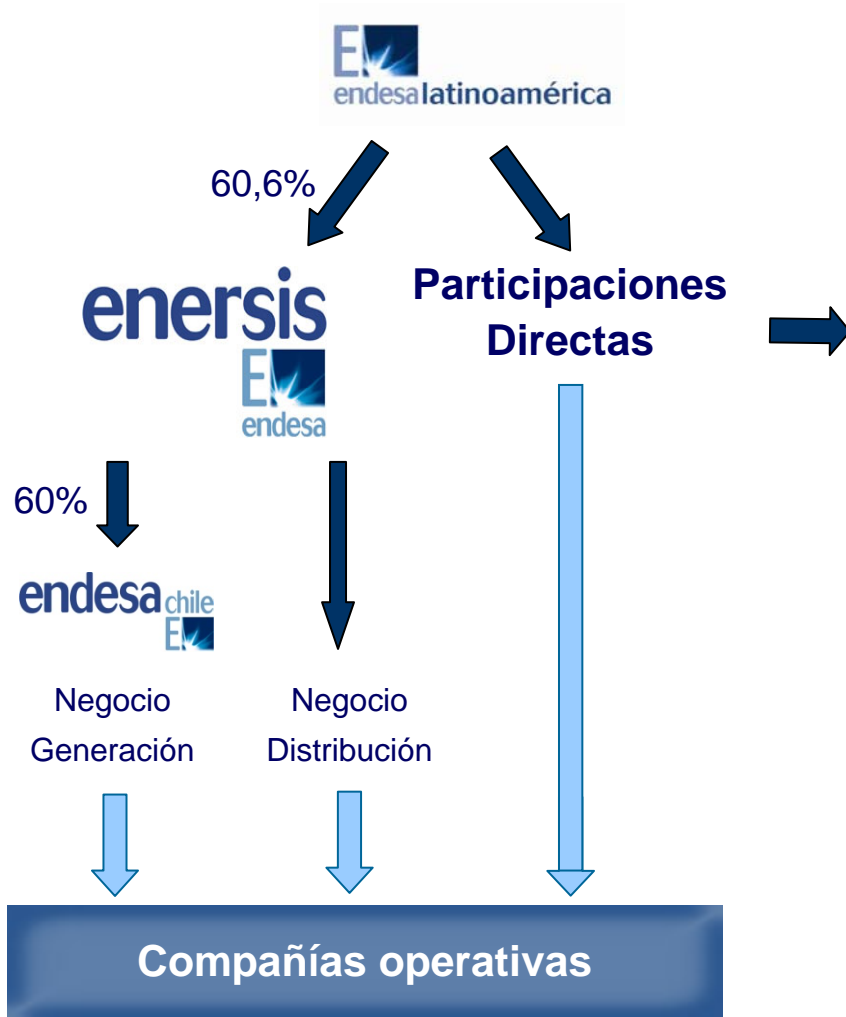
4,2%









9,3%

- Estructura de la deuda: deuda denominada en la moneda de generación del flujo de caja
- Política de autofinanciación: deuda filiales latinoamericanas sin recurso a la matriz



# Endesa Latinoamérica posee importantes participaciones directas además de Enersis



M€	% particip. directa	EBITDA proporcional 9M 2011	Deuda Neta proporcional 30.09.2011
 Codensa	26,7%	67	90
 Emgesa	21,6%	65	151
 Endesa Brasil	28,5%	215	178
 Edesur	6,2%	-1	1
 DockSud	40%	16	18
 Edelnor	18%	19	43
 Piura	96,5%	27	-6
 Pangue	5%	4	0
<b>Total Proporcional</b>		<b>414</b>	<b>475</b>

## 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.



*light · gas · people*