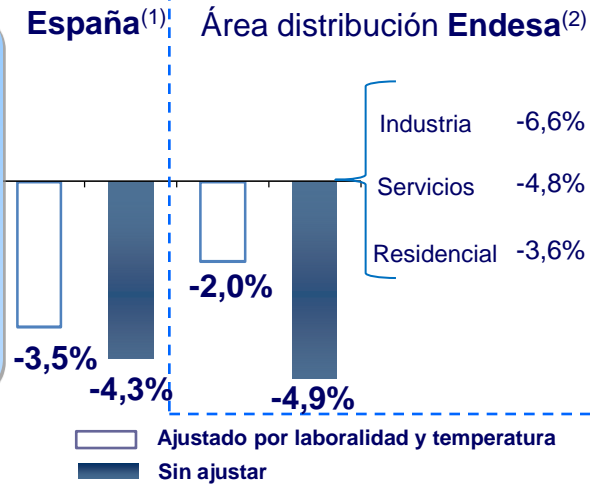


endesa resultados 1T 2013

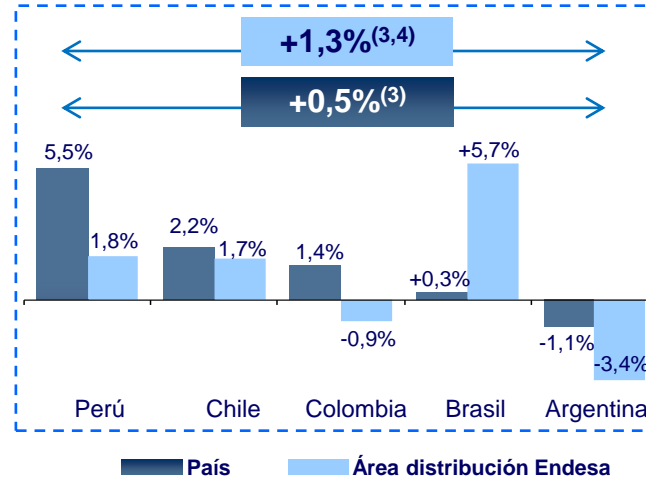
Contexto de mercado en 1T 2013

Demanda

España: caída de demanda en todas las categorías de clientes, especialmente en cliente industrial



(1) Peninsular. Fuente: REE
 (2) Peninsular. Fuente: estimaciones de Endesa

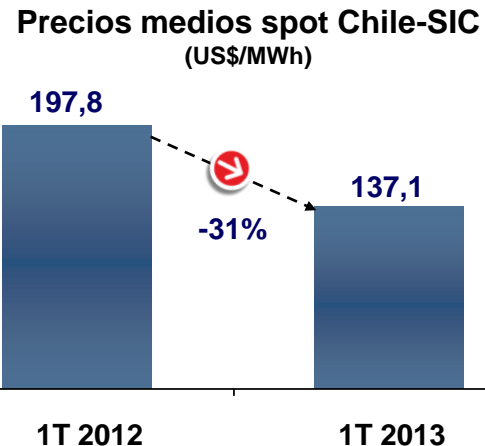
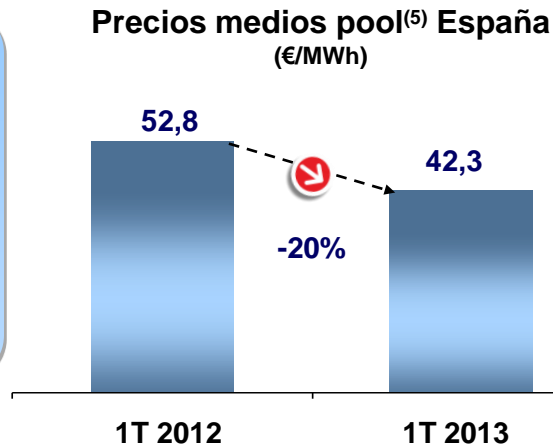


(3) Crecimiento medio ponderado por TWh (demanda sin ajustar)
 (4) Peajes y consumos no facturados no incluidos (neto de pérdidas)

Latino-América: mejor comportamiento en concesiones de distribución de Endesa vs. demanda país, especialmente en Brasil

Precios de la electricidad

España: caída relevante de precios por baja demanda y condiciones meteorológicas excepcionales



Chile: caída importante de precios por entrada de nuevas instalaciones de carbón al sistema

(5) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad. 1T 2013: media de 40,3 €/MWh (sin apuntamiento)

Resultados operativos afectados negativamente por la regulación en España & climatología en Latinoamérica

M€	1T 2013	1T 2012	Variación
Ingresos	8.166	8.647	-6%
Margen de contribución	2.552	2.708	-6%
EBITDA	1.682	1.827	-8%
España&Portugal	971	1.040	-7%
Endesa Latinoamérica	711	787	-10%
EBIT⁽¹⁾	1.034	1.256	-18%
Gasto financiero neto	145	187	-22%
Resultado neto atribuible	476	621	-23%

- **Iberia: 232M€ de impacto negativo por medidas regulatorias (RDL 13/2012, RDL 20/2012, Ley 15/2012, RDL 2/2013) compensadas parcialmente por condiciones excepcionales de mercado**
- **Latinoamérica: Brasil y Chile afectados por sequía**

(1) Amortizaciones 1T 2013 incluye deterioro cartera derechos de CO₂ (92 M€) y amortización sobre el valor del inmovilizado del impuesto sobre combustible nuclear gastado (7 M€) según Ley 15/2012

Amortizaciones 1T 2013 incluye deterioro cartera derechos de CO₂ (20 M€)

España: actualización regulatoria

Tarifa de acceso 2T 2013

- Tarifas de acceso congeladas
- Tarifa Último Recurso: -6,6% tras subasta Cesur del 20 Marzo 2013

Resolución carbón nacional 2013

- No *pass-through* de los mayores costes de la Ley 15/2012

Proyecto de Ley sobre generación extrapeninsular

- A. Mayor poder de decisión del Gobierno Central
- B. Incremento competencia proceso de aprovisionamiento de combustibles
- C. Sin compensación adicional para agentes con cuota de mercado > al 40%
- D. Hidráulica de bombeo y plantas de regasificación a ser adquiridos por REE y Enagas respectivamente

Actualización proceso titulación déficit de tarifa

Tramo	Relación derechos de cobro	Importe total (bn€)	Importe Endesa (bn€, %)	Situación
1 ^{er}	Déficit 2006 peninsular Déficit 2008 peninsular Déficit peninsular ex ante 2009 Déficit peninsular ex ante 2010 Extrapeninsular (2001-2008)	13,1	6,8 (52%)	Titulizado totalmente
2 ^o	Ex post 2010 Ex ante 2011 Ex ante 2012	7,0	3,1 (44%)	Titulizado totalmente
3 ^{er}	Déficit ex post 2012	4,1	1,8 (44%)	En proceso de transferirse a FADE

La titulación del déficit se ha desarrollado a buen ritmo

Latinoamérica: actualización regulatoria

Argentina

- Nuevo ingreso regulatorio en Gx basado en esquema “Coste Plus” (26 marzo 2013):
 - Remuneración de (i) costes fijos, sujetos a disponibilidad; (ii) costes variables dependiendo del tamaño y tecnología y (iii) remuneración adicional destinada a inversiones; combustible será administrado por CAMMESA.
- Sin impactos en 1T. Pendiente de implementación. Aprox + 80 US\$M.

Brasil

- Distribuidoras fueron expuestas involuntariamente a compras en el mercado mayorista mientras los precios aumentaron por sequía
 - Decreto Presidencial 7.945/2013 destinado a compensar parcialmente a las distribuidoras por los costes extra
 - Los costes pendientes serán recuperados por medio de pagos gubernamentales adicionales y/o reajustes específicos de tarifas
- Reajuste anual tarifas⁽¹⁾ en Ampla y Coelce, aumento de VAD de 7,8% y 5,5% respectivamente.

Chile

- Revisión tarifaria de Chilectra terminada con una reducción equivalente en VAD de 4,5% (caída de 2,6% en tarifa). Aplica retroactivamente al 4 noviembre 2012.

Perú

- Revisión tarifaria Edelnor en proceso. Nuevas tarifas serán publicadas en noviembre de 2013.

(1) Ajuste tarifario anual (“Índice de Reajuste Tarifario”)

Exitoso cierre del aumento de capital de Enersis

Resultados aumento de Capital

- 100% de suscripción⁽¹⁾
 - Total aumento de capital: ~ 6.022 MUS\$ (4.562 M€).
 - Contribución de activos: ~ 3.646 MUS\$ (2.766 M€)
 - Contribución en caja: ~ 2.376 MUS\$ (1.796 M€)
 - Principal eléctrica privada en la región.

Principales Compromisos de Endesa

- Endesa adquirió compromisos con accionistas minoritarios
 - Mantener a Enersis como el único vehículo de inversión en LatAm, excepto por Enel Green Power (renovables)
 - Mantener política de dividendos. No habrá dividendos extraordinarios en los próximos 2 años.

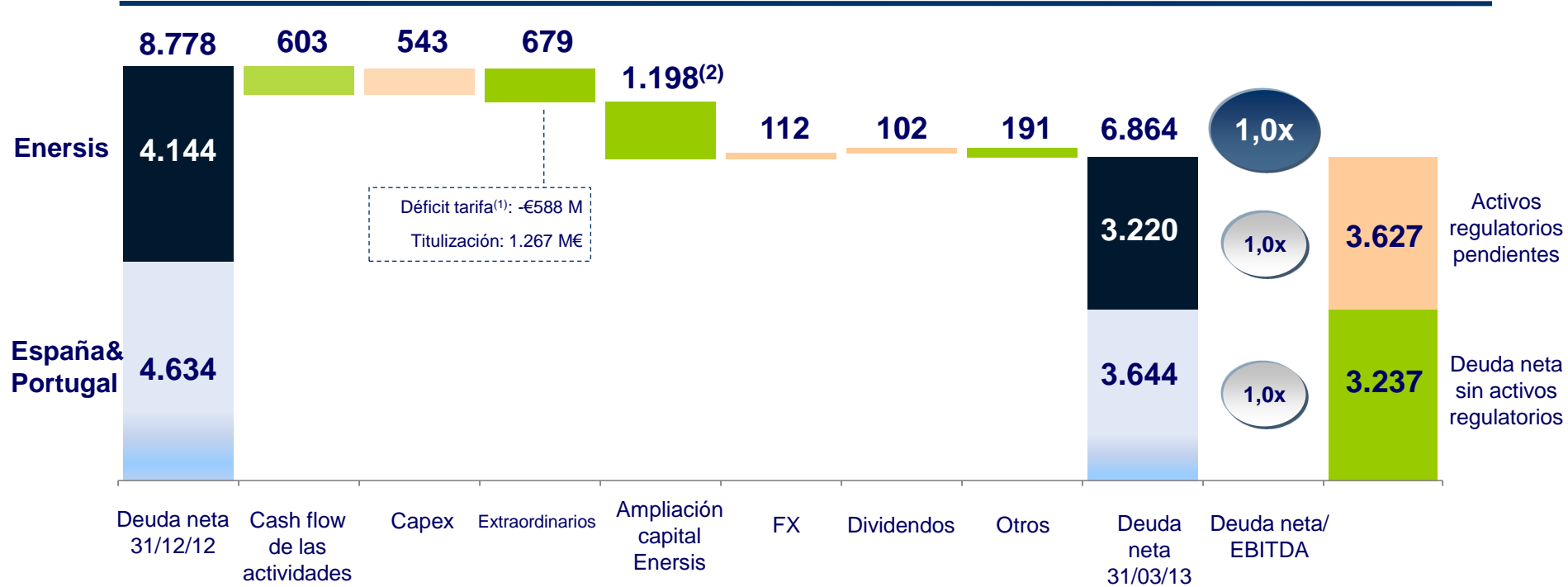
Uso de fondos

- Recursos serán utilizados en M&A y compra de participaciones minoritarias
- Proyectos Greenfield
 - La nueva estructura de balance de Enersis incrementará su capacidad de apalancamiento para el desarrollo de futuros proyectos greenfield.

(1) (99,04% a un precio de 173 CLP/acción y subasta remanente a 182,3 CLP/acción)

Fuerte posición financiera

Evolución deuda neta en 1T 2013 (M€)



Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez

Apalancamiento (deuda neta/RRPP)⁽³⁾ 0,3 (31/12/12) / 0,2 (31/03/13)

Liquidez Endesa sin Enersis cubre 43 meses de vencimientos de deuda

Liquidez Enersis cubre 38 meses de vencimientos de deuda

(1) Incluye pagos/ingresos de las liquidaciones de la CNE en 1T 2013

(2) De los 1.749 M€ ingresados en la ampliación de capital de Enersis, 551 M€ se han colocado en instrumentos financieros con vencimiento superior a 3 meses, por lo que no se incluyen como saldo de "Efectivo y otros medios equivalentes"

(3) Deuda neta incluye activos regulatorios pendientes

españa&portugal 1T 2013



Claves de 1T 2013

Margen negocio regulado impactado negativamente por medidas regulatorias (RDL 13/2012, RDL 20/2012, Ley 15/2012 y RDL 2/2013)

Generación (-24%)⁽¹⁾: fuerte caída de demanda y menor hueco térmico. Nuclear e hidráulica representan 71% de la producción (vs 47% en 1T 12)

Márgenes negocio liberalizado afectados por Ley 15/2012 parcialmente compensados por condiciones de mercado

Evolución favorable de costes fijos (O&M) y gasto financiero

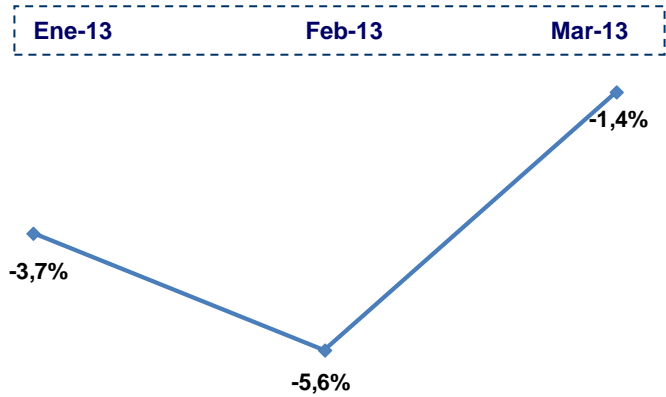
Liderazgo en comercialización (37.5% cuota de mercado) y régimen ordinario (36%) y 2º operador en comercialización de gas (15%)

(1) Peninsular. No incluye Portugal

Extraordinarias condiciones de mercado en España en 1T2013: menor demanda y excepcional contribución hidráulica

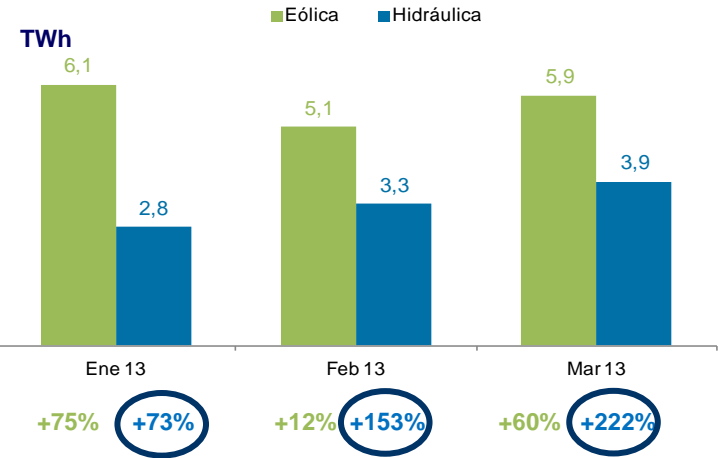
Evolución mensual de la demanda

Demanda ajustada (Peninsular). Fuente: REE

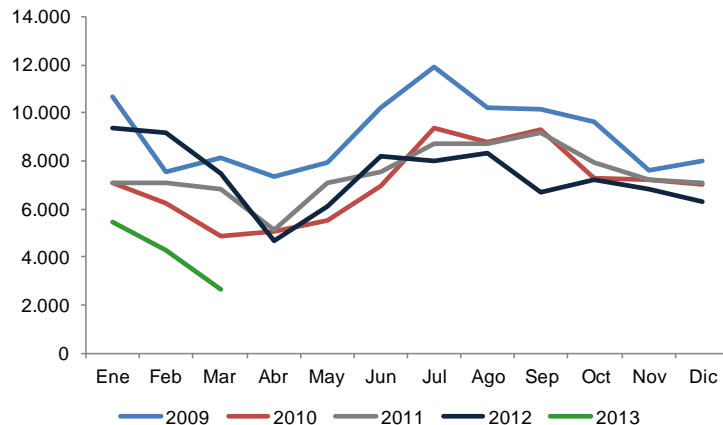


Contribución excepcional de hidráulica y eólica

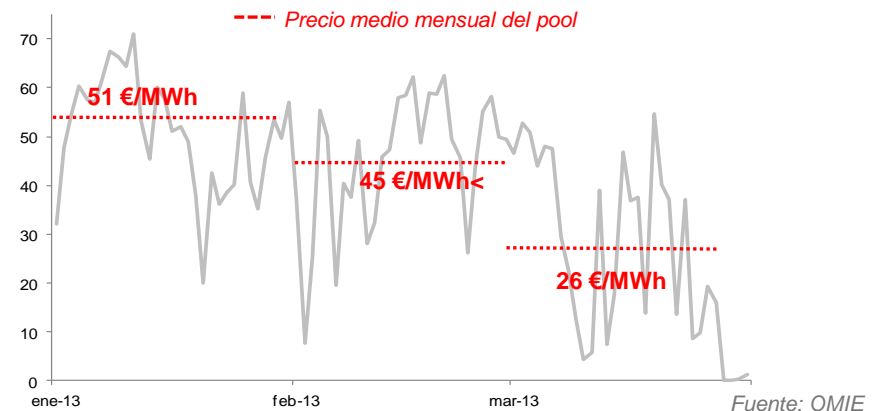
Península. Fuente: REE



Evolución hueco térmico (TWh)



Evolución precio diario del pool (€/MWh)



Condiciones de mercado excepcionales en 1T no pueden extrapolarse al resto de 2013

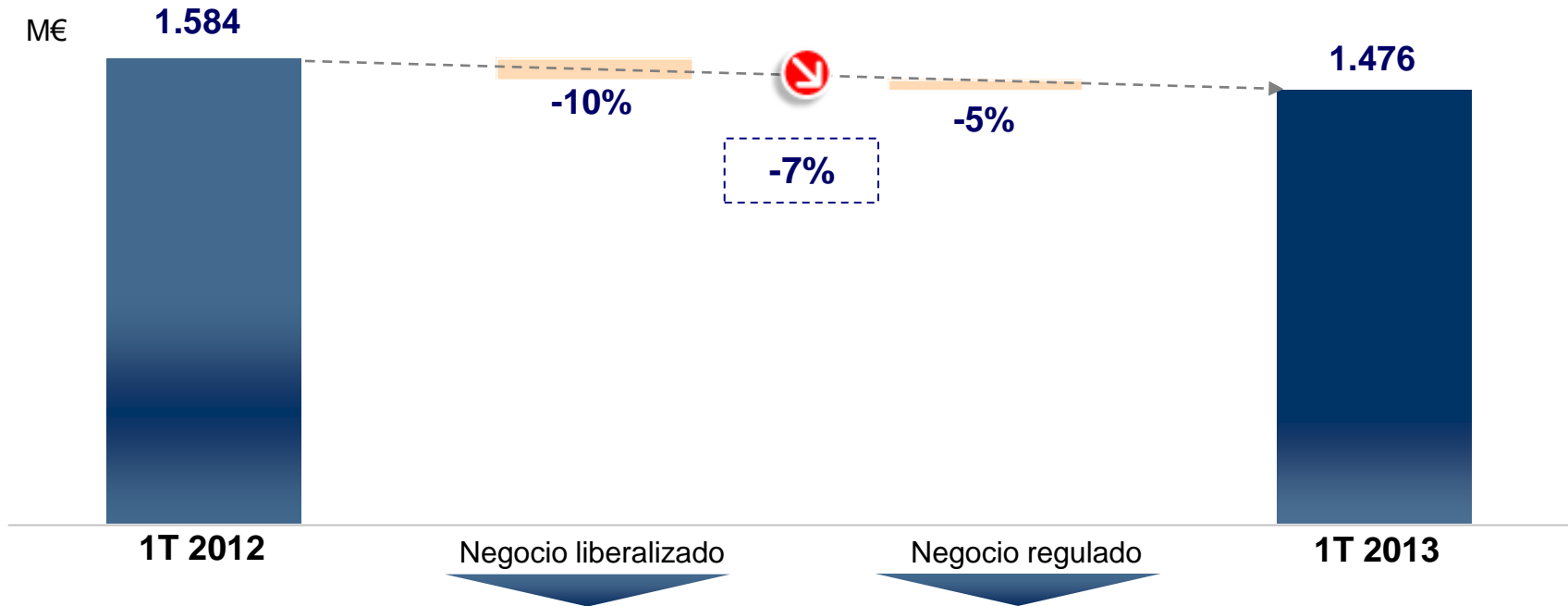
Resultados afectados por medidas regulatorias

M€	1T 2013	1T 2012	Variación
Ingresos	5.758	6.031	-5%
Margen de contribución	1.476	1.584	-7%
EBITDA	971	1.040	-7%
EBIT⁽¹⁾	505	658	-23%
Gasto financiero neto	48	61	-21%
Resultado neto atribuible	338	475	-29%

El impacto de la Ley 15/2012 se mitiga parcialmente por las extraordinarias condiciones de mercado de 1T

(1) Amortizaciones 1T 2013 incluye deterioro cartera derechos de CO₂ (92 M€) y amortización sobre el valor del inmovilizado del impuesto sobre combustible nuclear gastado (7 M€) según Ley 15/2012
 Amortizaciones 1T 2013 incluye deterioro cartera derechos de CO₂ (20 M€)

Las medidas regulatorias impactan los márgenes del negocio regulado y liberalizado

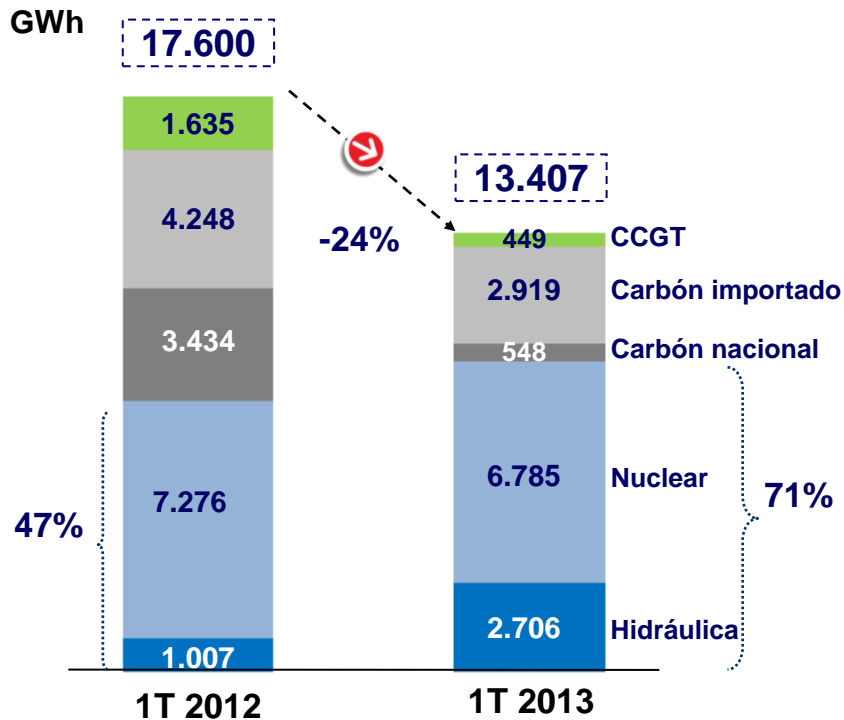


- ↑ Mix de generación (producción/compras de energía)
- ↓ Menores ventas de electricidad
- ↓ Ley 15/2012
- ↓ Carbón nacional (no *pass through* imptos. Ley 15/2012)
- ↓ Margen TUR
- ↓ Ley 15/2012 y RDL 20/2012 en generación extrapeninsular
- ↓ RDL 2/2013
- ↓ Minería

El mejor mix de generación del mercado liberalizado no pudo compensar las medidas regulatorias

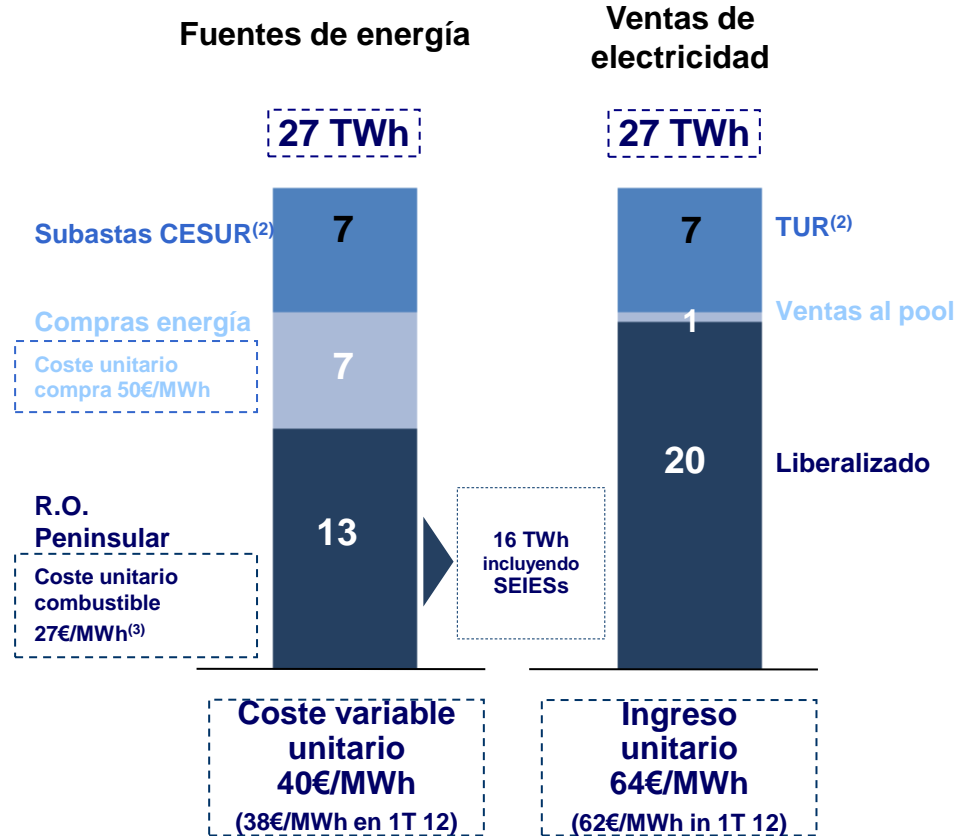
Producción peninsular y gestión de la energía

Caída de la producción peninsular (1)



- Menor demanda y hueco térmico
- RD Carbón nacional 2013 en vigor desde mediados febrero
- Cierre Garoña y parada programada en Almaraz

Gestión de la energía en 1T 2013



- Caída margen eléctrico unitario (-2%⁽⁴⁾) por mayores costes variables (Ley 15/2012)

(1) No incluye Portugal

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

(3) Incluye coste de combustible, CO₂ e impuestos Ley 15/2012

(4) Margen unitario ex TUR

latinoamérica 1T 2013



Claves de 1T 2013

Ralentización de la demanda en distribución LatAm Dx (1,3%)¹: Brasil sobresaliente; desempeño negativo en Argentina y Colombia

24% caída en EBITDA Brasil: efectos temporales en Dx por mayor coste en compras de energía

Argentina: a pesar de mejoras regulatorias, EBITDA negativo en Dx

**Recuperación en Gx Chile:
EBITDA aumenta 7% por entrada de nueva capacidad (Bocamina II)**

Aumento de capital de Enersis: 100% de suscripción

EBITDA afectado por menor demanda en la región y por el negocio de Dx en Brasil y Argentina

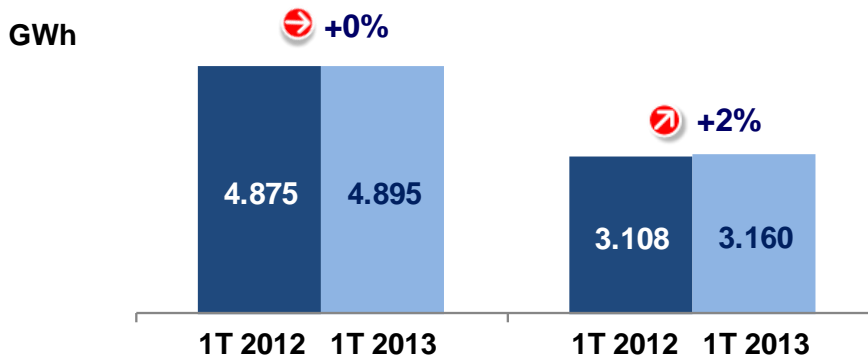
M€	1T 2013	1T 2012	Variación
Ingresos	2.408	2.616	-8%
Margen de contribución	1.076	1.124	-4%
EBITDA	711	787	-10%
EBIT	529	598	-12%
Gasto financiero neto	97	126	-23%
Resultado neto	299	328	-9%
Resultado neto atribuible	138	146	-5%

- Menor EBITDA en Brasil Dx por mayor coste de compras de energía y traspaso de costes térmicos; Argentina Dx debido a mayores costes fijos, parcialmente compensado por recuperación en Gx Chile por entrada de Bocamina II
- Efecto de tipo de cambio en EBITDA: - 20 M€



Chile: mejores resultados por nueva capacidad instalada

Generación

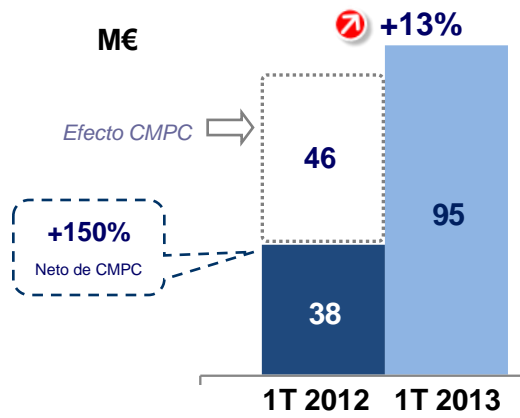


Distribución⁽¹⁾

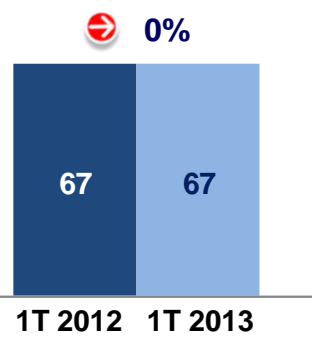


- Menor hidrología compensada por mayor despacho térmico (Bocamina II)
- Demanda estable basada en clientes residenciales y comerciales

EBITDA Generación



EBITDA Distribución



- **Gx:** menores costes de combustibles y mejor mix de producción. No recurrente en 1T 2012 (CMPC)
- **Dx:** menor VAD e indexación compensada por mayores volúmenes
- Efecto de tipo de cambio: + 4 M€

Margen unitario

€27,7/MWh ↗ +11% €27,5/MWh ↗ +2%

EBITDA total 162 M€ (+7%)⁽²⁾

(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

(2) No incluye holding y servicios

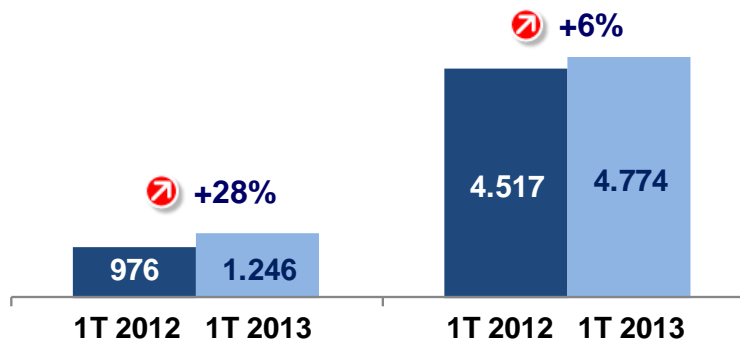


Brasil: Impactos temporales en EBITDA

Generación

Distribución⁽¹⁾

GWh

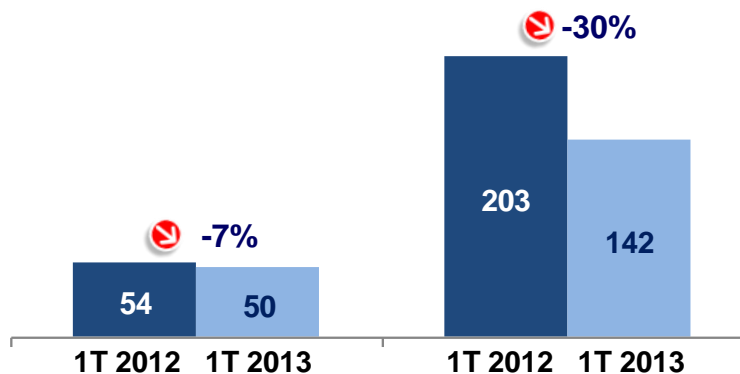


- Mayor producción térmica, compensa menor generación hidroeléctrica por sequía
- Mayores volúmenes en Dx por fenómenos climáticos

EBITDA Generación

EBITDA Distribución

M€



- **Gx:** menor EBITDA por mix de generación, afectado por menor despacho hidroeléctrico
- **Dx:** compras de energía en mercado spot y mayor coste por despacho térmico
- **Efecto de tipo de cambio: - 29 M€**

Margen unitario

€32,2/MWh -4%

€42,5/MWh -26%

- **CIEN:** EBITDA 20 M€, en línea con 1T 2012

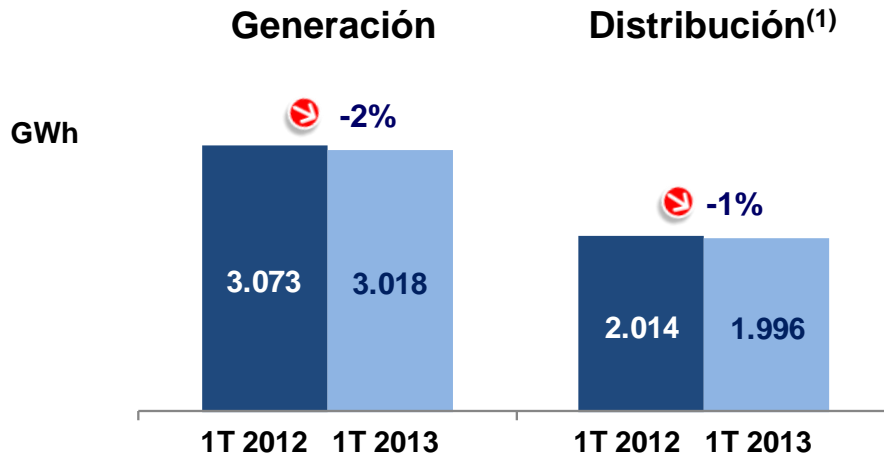
EBITDA total 212 M€ (-24%)⁽²⁾

(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

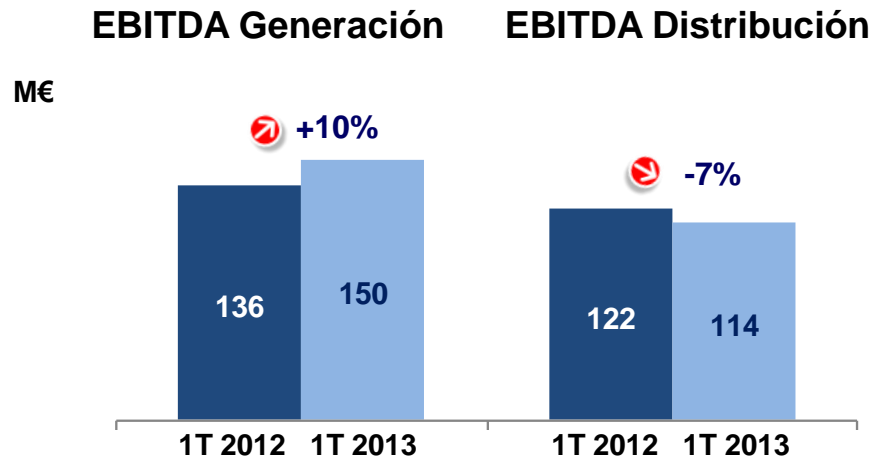
(2) Incluye interconexión CIEN: 20 M€ en 1T 2013. No incluye holding y servicios



Colombia: portfolio de activos diversificado



- **Generación en línea con 1T 2012. Menor despacho hidroeléctrico parcialmente compensado por generación térmica**
- **Menor demanda por ralentización en sector construcción y estacionalidad**



- **Gx:** mayor precio en mercado spot por menor hidrología, parcialmente compensado por mayor consumo de combustible y compras de energía
- **Dx:** menor demanda y restricciones del sistema
- **Sin efecto de tipo de cambio**

Margen unitario

€42,0/MWh ↗ +7%

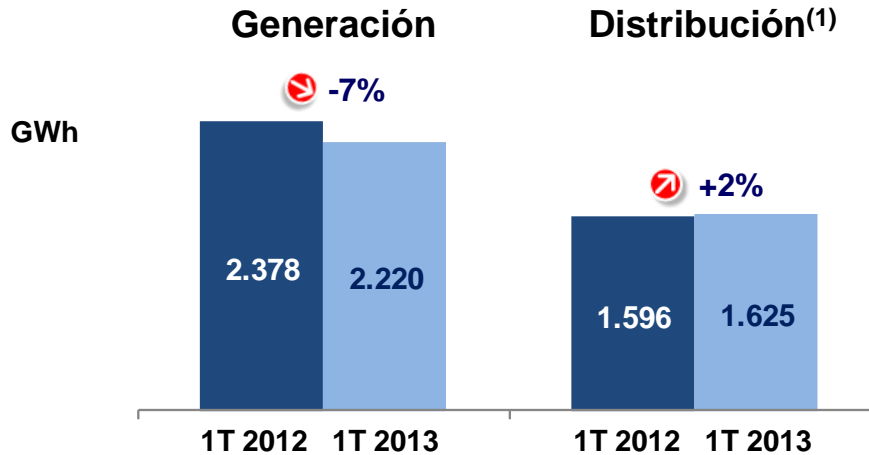
€44,6/MWh ↘ -8%

EBITDA total 264 M€ (+2%)

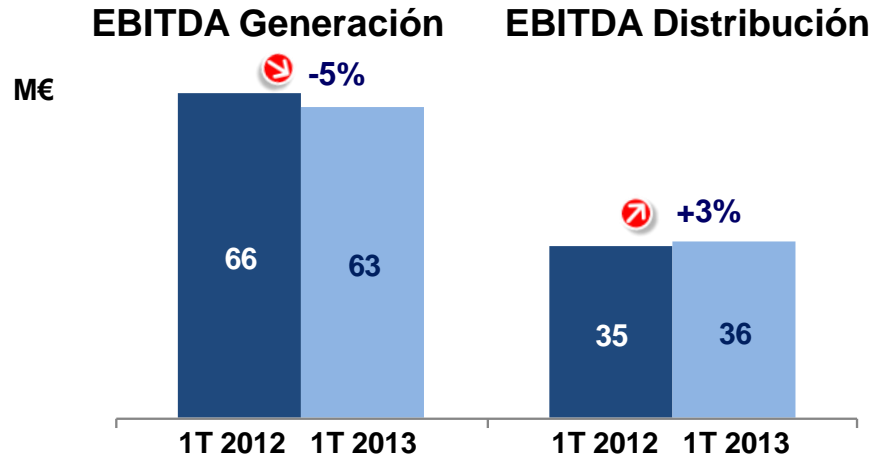
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos



Perú: resultados estables



- Menor despacho de energía desde plantas térmicas e hídricas
- Evolución ventas por menor consumo de clientes libres



- **Gx:** mayor despacho térmico desde plantas fuel-gas
- **Dx:** en línea con 1T 2012
- Efecto de tipo de cambio: + 3 M€

Margen unitario

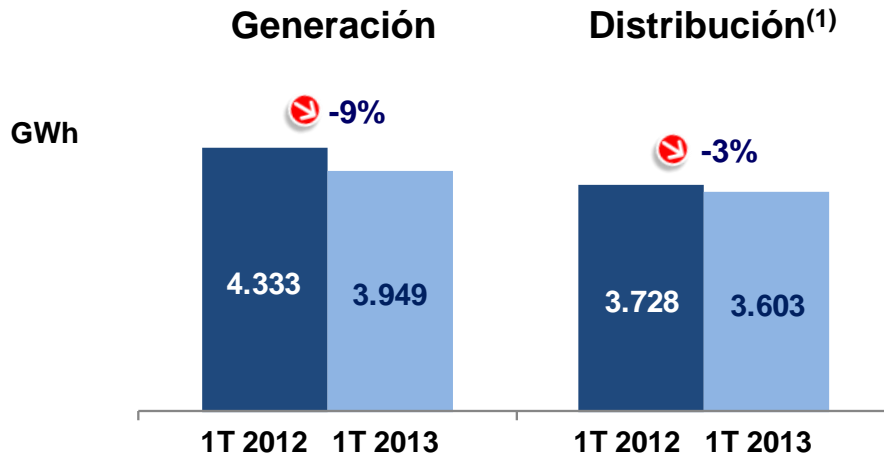
€31,1/MWh ↗ +1%

€29,4/MWh ↗ +2%

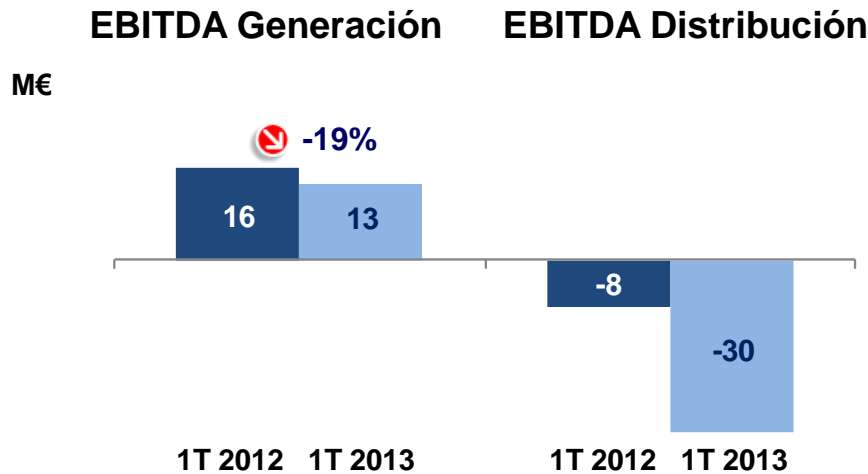
EBITDA total 99 M€ (-2%)



Argentina: ralentización de dinámicas de mercado



- Menor generación por paradas de plantas térmicas y menor despacho hídrico por menores lluvias
- Menor demanda en distribución



- **Gx:** menores márgenes y alzas de costes, aun no compensados por nuevo marco regulatorio
- **Dx:** menor demanda junto a mayores costes fijos explicados por inflación
- Efecto de tipo de cambio: + 3 M€

Margen unitario

€6,9/MWh -1%

€12,6/MWh -3%

EBITDA total -17 M€ ⁽²⁾

(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos

(2) No incluye interconexión CIEN

conclusiones 1T 2013



Conclusiones

España

Difícil contexto operacional y regulatorio

Impacto negativo de la regulación

Contexto de mercado extraordinario en 1T no puede extrapolarse al resto del año

**Latino-
américa**

Difíciles condiciones hidráulicas

Cierre satisfactorio de la ampliación de capital de Enersis

anexos 1T 2013



Capacidad instalada y producción⁽¹⁾

MW a 31/03/13

Capacidad instalada

	España&Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	23.252		16.157		39.409	
Hidráulica	4.755		8.666		13.421	
Nuclear	3.686		-		3.686	
Carbón	5.804		872		6.676	
Gas Natural	4.878		3.958		8.836	
Fuel-gas	4.129		2.574		6.702	
Cogeneración/renovables	na		87		87	

 TWh 2013
(var. vs. 2012)

Producción

	España&Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	16,8	-22%	15,3	-2%	32,2	-14%
Hidráulica	2,7	+169%	7,2	-15%	9,9	+5%
Nuclear	6,8	-7%	-	-	6,8	-7%
Carbón	4,2	-52%	1,4	+157%	5,6	-39%
Gas Natural	1,5	-27%	5,8	+2%	7,3	-6%
Fuel-gas	1,6	-35%	1,0	-1%	2,5	-26%
Cogeneración/renovables	na	na	0,1	+16%	0,1	+16%

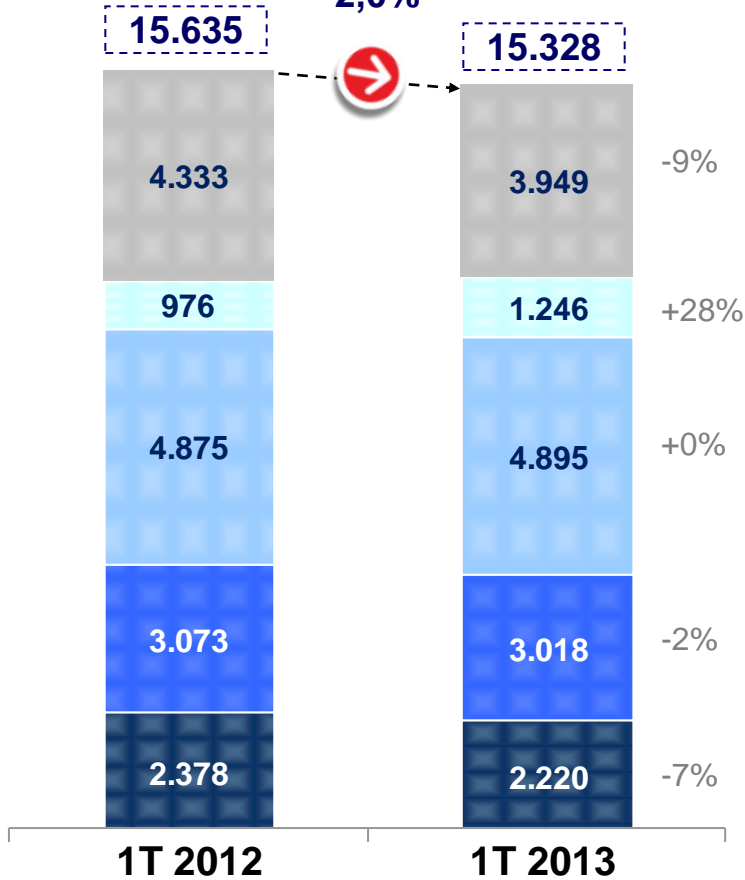
(1) Incluye datos de empresas que consolidan por integración global y las sociedades de control conjunto por integración proporcional

Latinoamérica: desglose de generación y distribución

Generación

GWh

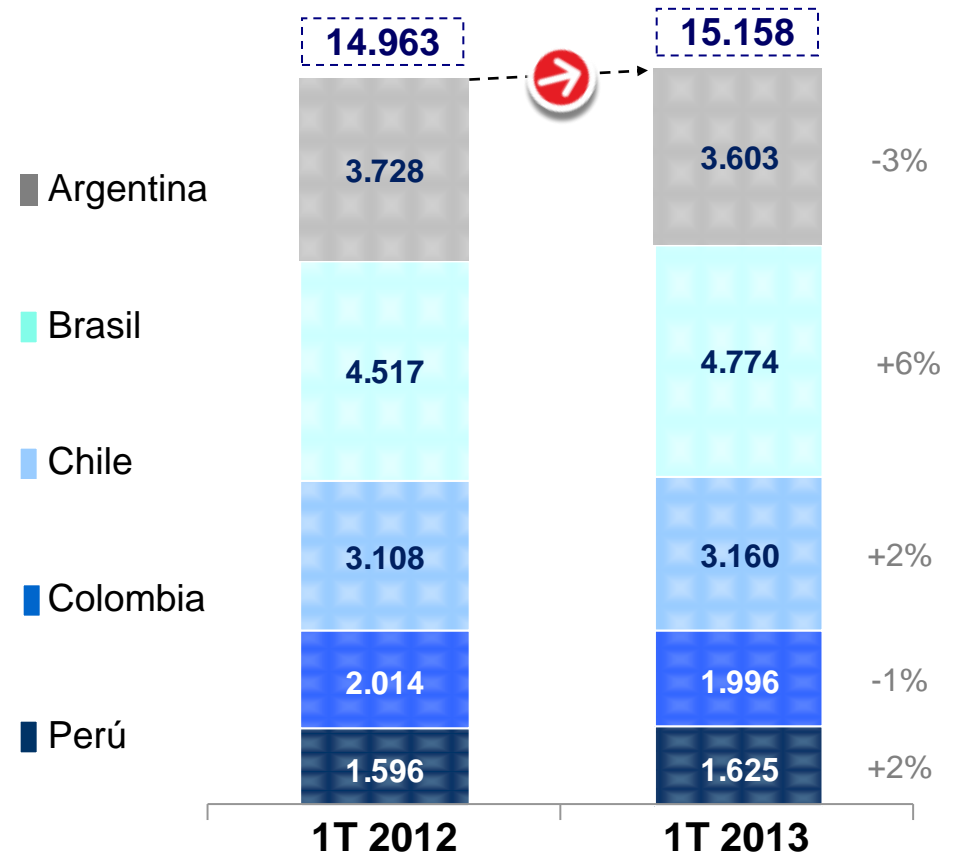
-2,0%



Ventas de distribución⁽¹⁾

GWh

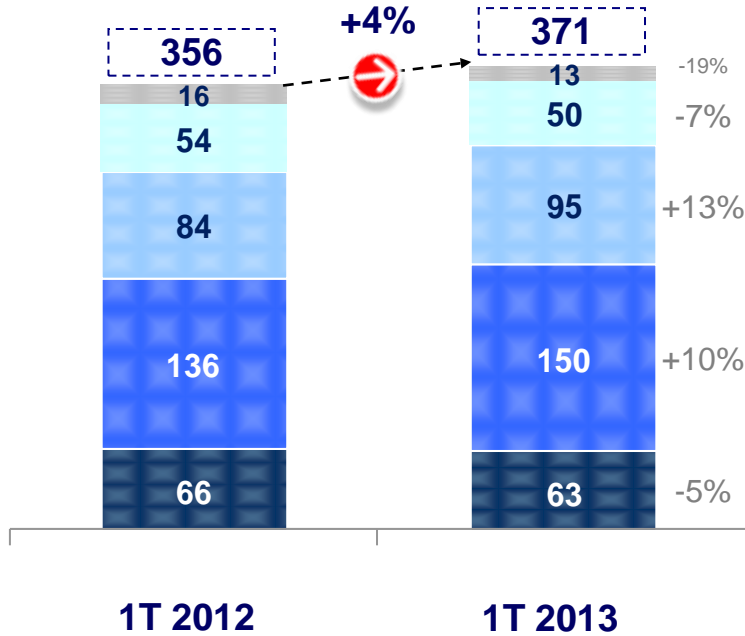
+1,3%



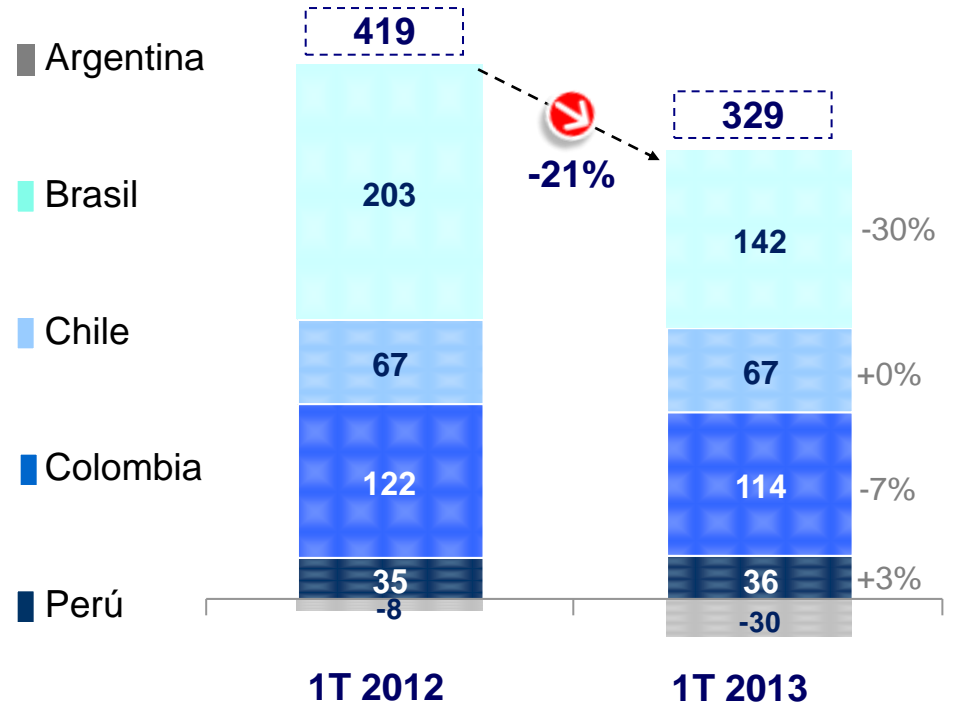
(1) No incluye peajes y consumos no facturados

Latinoamérica: desglose de Ebitda por país y negocio

Ebitda Generación⁽¹⁾
M€



Ebitda Distribución
M€



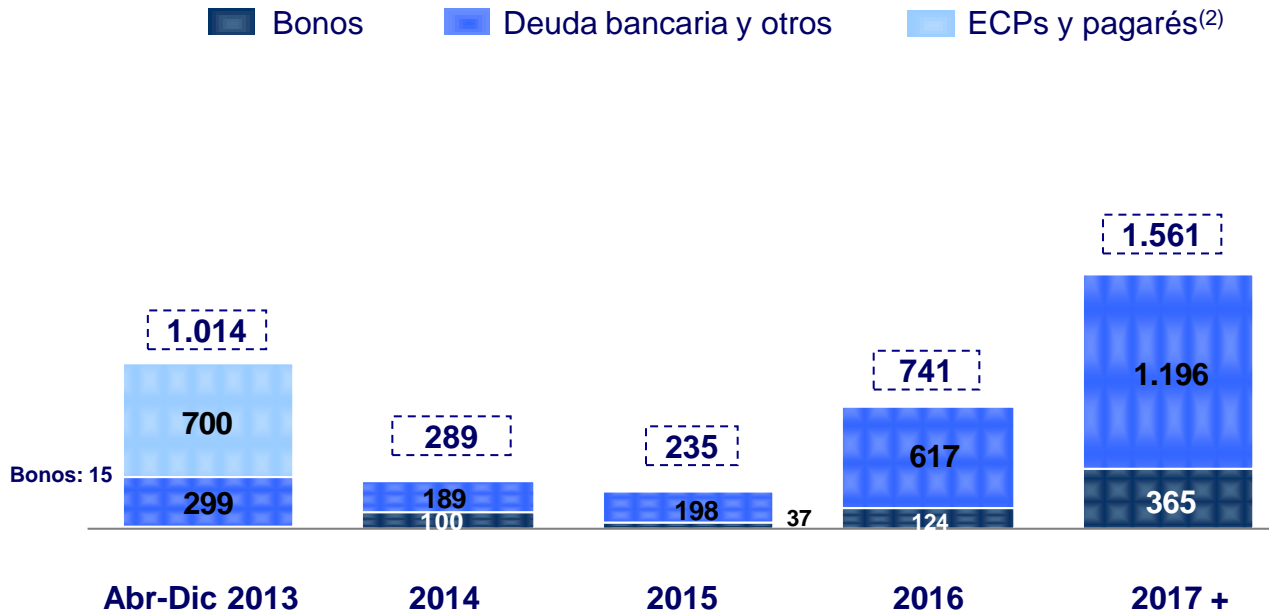
Margen unitario 25,1 €/MWh $\xrightarrow{+6\%}$ 26,7 €/MWh

Margen unitario 36,1 €/MWh $\xrightarrow{-12\%}$ 31,6 €/MWh

(1) No incluye la interconexión de CIEN: 20 M€

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Marzo 2013: 3.840 M€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 43 meses de vencimientos

- }
 - **Liquidez 6.729 M€**
 - **Vida media de la deuda: 6,0 años**

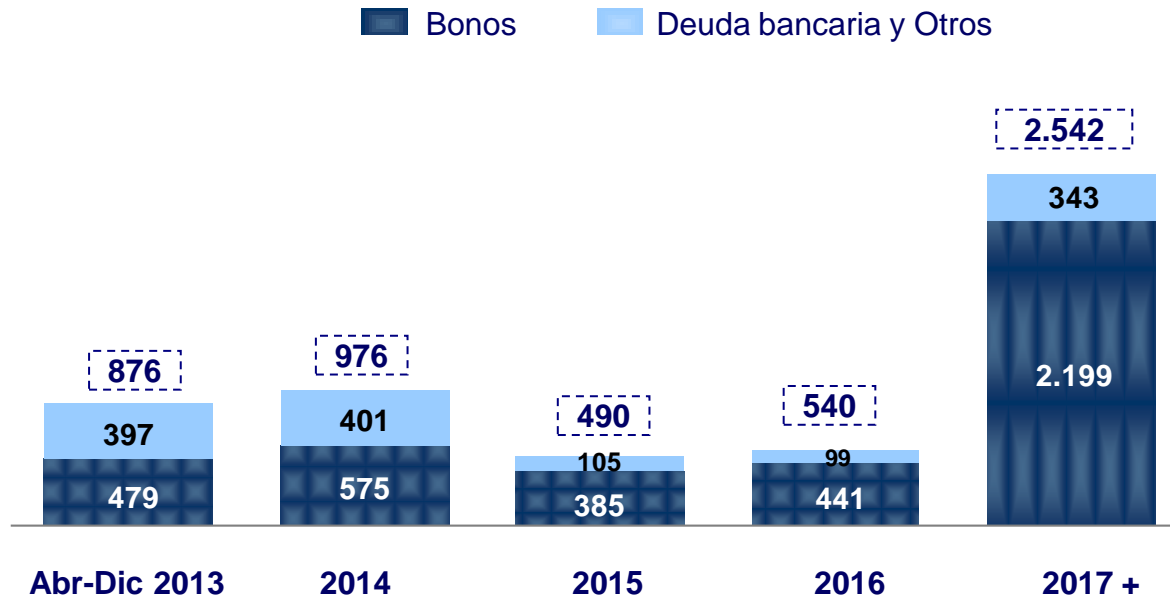
248 M€ en caja
6.481 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo

(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 líneas de crédito y se van renovando regularmente.

Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Marzo 2013: 5.424 M€⁽¹⁾



Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 38 meses de vencimientos

- **Liquidez 3.007 M€:**
 - 2.463 M€ en caja
 - 544 M€ de créditos sindicados disponibles
- **Vida media de la deuda: 5,3 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.

Política financiera y estructura de la deuda neta

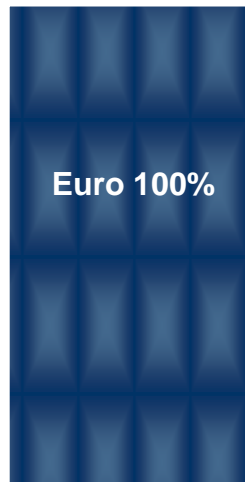
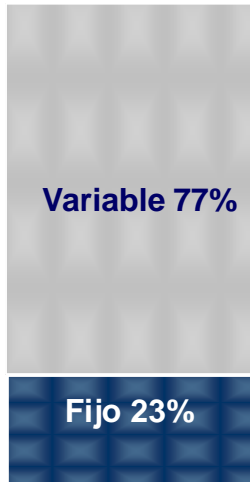
Estructura deuda neta Endesa sin Enersis

Estructura deuda neta Enersis

M€

3.644

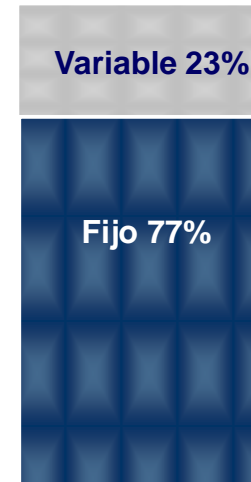
3.644



M€

3.220

3.220



Por tipo de interés

Por moneda

Por tipo de interés

Por moneda

Coste medio de la deuda

3,3%

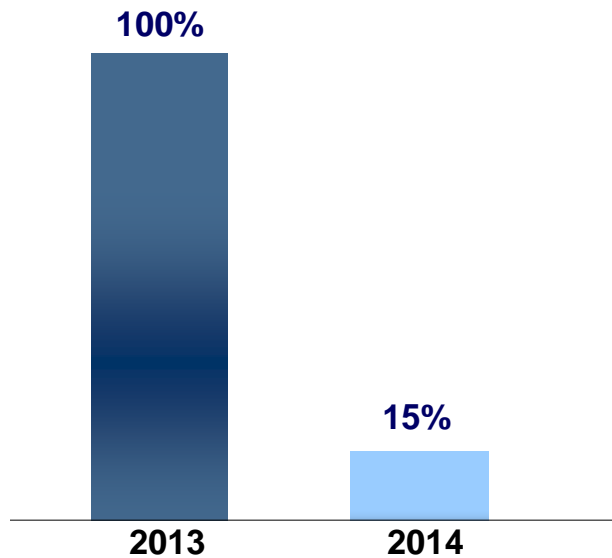
8,2%

- 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

Buen posicionamiento en la estrategia de ventas forward

España & Portugal

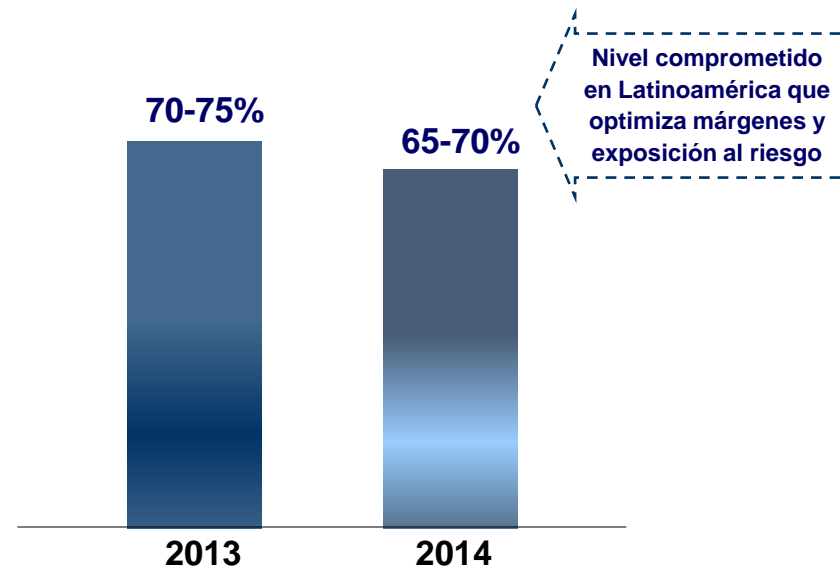
(% producción estimada peninsular ya comprometida)



Política comercial consistente

Latinoamérica

(% producción estimada ya comprometida)



35% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 19% con contratos > 10 años

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.



luz · gas · personas