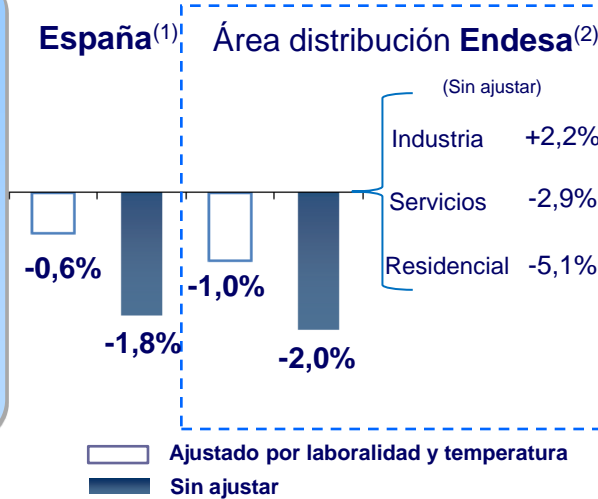


endesa resultados 1T 2014

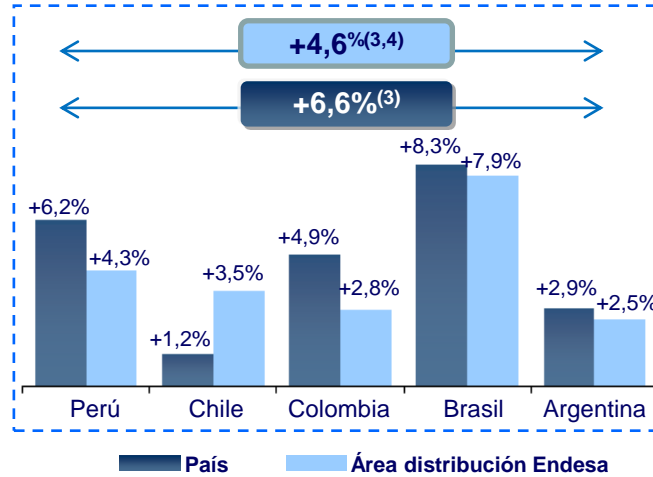
Contexto de mercado en 1T 2014

Demanda

España: caída demanda residencial parcialmente mitigada por recuperación significativa de la demanda industrial



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



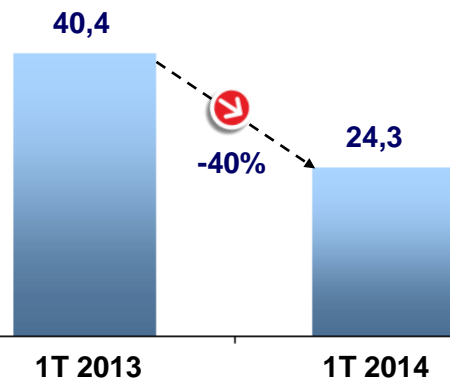
(3) Crecimiento medio ponderado por TWh (demanda sin ajustar)
 (4) Peajes y consumos no facturados no incluidos (neto de pérdidas)

Latinoamérica: crecimiento robusto en áreas de distribución de Endesa y en los respectivos países

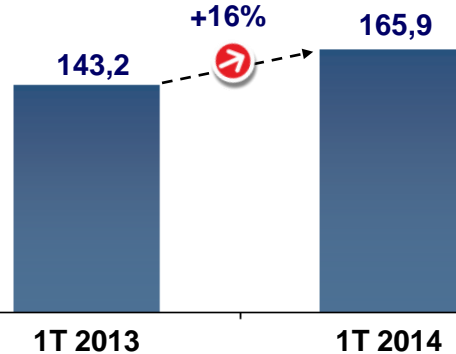
Precios de la electricidad

España: caída significativa de precios por menor hueco térmico tras elevada producción hidráulica y eólica

Precios medios del pool España⁽¹⁾ (€/MWh)



Precios medios spot Chile-SIC⁽²⁾ (US\$/MWh)

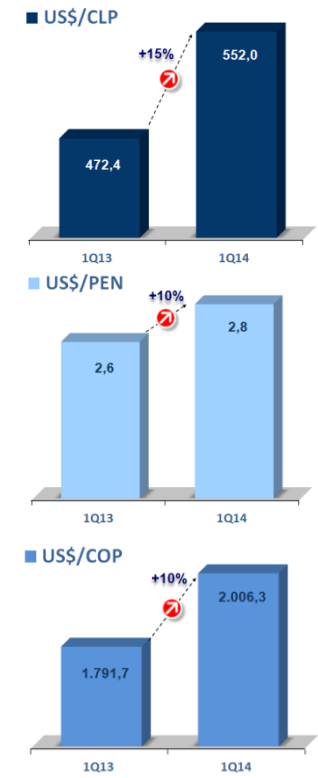
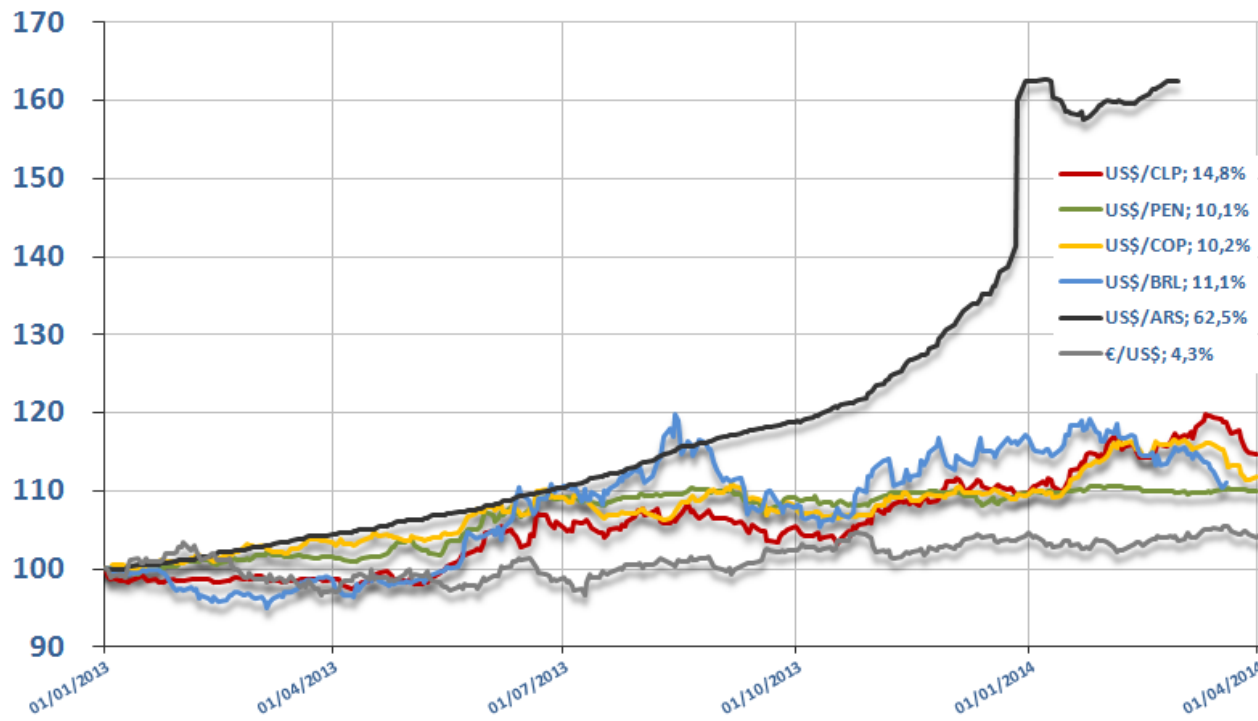


Chile: mayor número de horas en las que diesel margina como resultado de menor producción con carbón y gas

(1) No incluye servicios complementarios ni pagos de capacidad. 26,1 €/MWh sin apuntamiento en 1T 2014.
 (2) Precio en nudo Alto Jahuel

Latinoamérica: EBITDA en euros impactado negativamente por el tipo de cambio

NEGOCIOS DE GENERACIÓN DOLARIZADOS



- Depreciación relevante de monedas locales frente al euro y al dólar
- Impacto en Chile, Colombia y Perú parcialmente neutralizado por la dolarización de los negocios de Gx (42% del EBITDA Latam)

Depreciación del dólar vs. euro se une a debilidad de las monedas locales de Latam

**Se mantienen los márgenes en España a pesar del fuerte impacto regulatorio.
Circunstancias externas muy adversas en Latam**

M€

	1T 2014	1T 2013⁽¹⁾	Variación
Ingresos	7.523	8.109	-7%
Margen de contribución	2.266	2.518	-10%
EBITDA	1.499	1.658	-10%
España&Portugal	953	958	-1%
Latinoamérica	546	700	-22%
EBIT⁽²⁾	948	1.020	-7%
Gasto financiero neto	74	146	-49%
Beneficio neto atribuible	448	476	-6%
España&Portugal	350	338	+4%
Latinoamérica	98	138	-29%

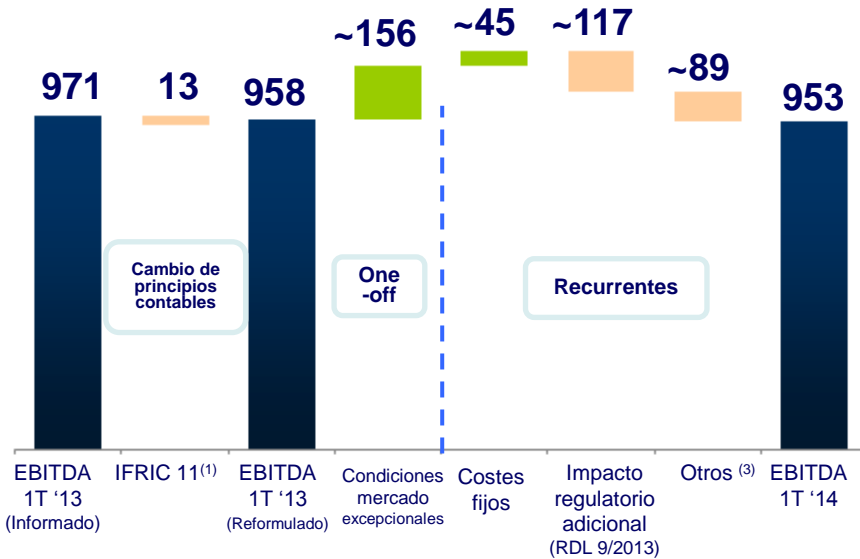
- Iberia:**
- Impacto regulatorio adicional en 1T 2014 (vs. 1T 2013): 117 M€ (RDL 9/2013)
 - Impacto regulatorio acumulado en 1T 2014: ~ 390 M€ (RDL 13/2012, RDL 20/2012, Ley 15/2012, RDL 2/2013 & RDL 9/2013)
- LatAm:**
- Impacto tipo de cambio: -79 M€
 - Efectos one-offs negativos por cierre temporal Bocamina II (y en paralelo continúa la sequía) y ola de calor en el negocio de Dx en Argentina

(1) PyG 1T 2013 reformulado por aplicación de la NIIF 11

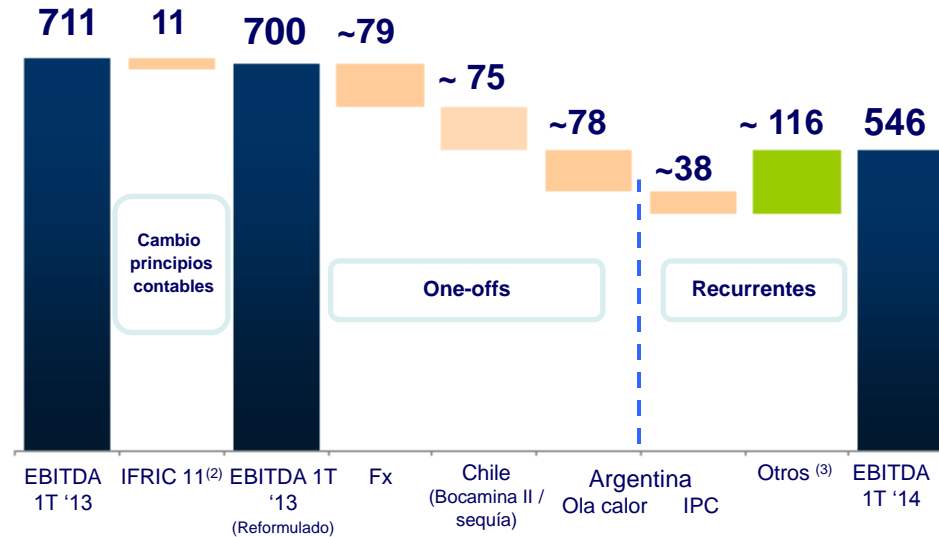
(2) Amortización 1T 2014 incluye 19M€ por deterioro de EUAs y 1T 2013 incluye deterioro 92 M€

Efectos extraordinarios incluidos en 1T 2014

España&Portugal (M€)



Latinoamérica (M€)



One-offs

Recurrentes

- Condiciones mercado excepcionales: básicamente menor coste combustible (elevada producción hidráulica) y menor coste compra energía
- Reducción costes fijos
- Impacto regulatorio adicional

One-offs

Recurrentes

- Impacto tipo de cambio significativo
- Chile: Bocamina II
- Argentina: ola de calor
- Argentina: IPC

Varios one-offs, mitigados por actuaciones de gestión, no permiten extrapolar los resultados trimestrales al resto del ejercicio

(1) Nuclenor, Portugal (Gx) y Marruecos (Gx)

(2) GasAtacama (se consolidará globalmente a partir del 1 Mayo 2014), EEC (Empresa Eléctrica de Cundinamarca) e HidroAysen

(3) Básicamente recurrente

España: novedades regulatorias

Nuevo mecanismo PVPC⁽¹⁾

(RD 216/2014)

- Nuevo mecanismo basado en precios del pool
- A partir del 1 Julio, las facturas de 2014 usarán la media de precios calculada por REE para 3 tipos de clientes
- No está fijada la fecha para facturar en base a las medidas de los telecontadores

Financiación bono social

(Orden IET/350/2014)

- Obligación de Endesa de financiar el 41,61% del coste del bono social
- Metodología provisional hasta que el nuevo RD de Comercialización fije los nuevos criterios de elegibilidad

Nuevo mecanismo de interrumpibilidad

(Orden IET/346/2014)

- Mecanismo de subastas a la espera de implementarse
- Dejará de formar parte de las tarifas de acceso⁽²⁾

2ª liquidación CNMC Año 2014

- Déficit de tarifa provisional asciende a 1,7 bn€
- Ratio cobertura⁽³⁾: 44,8%
- Endesa ha financiado el 16,3% del déficit de tarifa (nivel normalizado del ~20% vs. 44,2% en esquema anterior)

(1) Precio voluntario al pequeño consumidor

(2) Una vez comience el mecanismo de subastas

(3) Ratio de cobertura = (Ingresos totales – costes no afectados por ratio de cobertura) / Costes afectados por ratio de cobertura

Latinoamérica: novedades regulatorias

Chile

- Gx:
 - ✓ Nueva política energética basada en 6 pilares: fortalecer rol del Estado, ordenamiento territorial, renovables, eficiencia energética, incrementar competencia del sector, acelerar proyectos de interconexión
- Proyecto reforma fiscal tramitándose en el Congreso:
 - ✓ Gradual incremento (desde el 20% al 25% en 2017) del Impuesto de Sociedades pagado por adelantado por los *Corporates*
 - ✓ Desaparición del FUT (“Fondo de Utilidades Tributarias”)
 - ✓ Nuevo impuesto a emisiones aplicando desde el 2017 a instalaciones térmicas >50MW (5 US\$/t para CO2 y 1 US\$/t para NOx y SO2)

Brasil

- Dx:
 - ✓ Impacto negativo en Ampla y Coelce por exposición involuntaria a precios altos de energía recuperados a través de:
 - Compensación del Sistema: total de 25 M€ (de los que 13 M€ se recuperarán en el próximo ajuste tarifario)
 - Decreto 8.221 de CCEE: un total 150 M€
 - ✓ Ampla: 3^{er} ciclo revisión tarifaria 2014-2018 con resultado positivo, a pesar de menor WACC por mejora riesgo país. Incremento de la tarifa: +2,64% (retroactivo desde 8 Abril)
 - ✓ Ajuste tarifario anual de Coelce: incremento del 16,8% (retroactivo desde 22 Abril)
 - ✓ ICMS⁽¹⁾ que se satisfizo desde 2003 y que no se reflejó en mayor tarifa para Coelce (45 M€) se reconoce como impuesto deducible

Argentina

- Dx:
 - ✓ “Acuerdo Instrumental”: avance en las negociaciones con el Gobierno relacionado con el nivel de tarifas que permitirá mayor grado de inversiones
- Gx:
 - ✓ Avance en la revisión de estándares previstos en la Resolución 95/2013

(1) Impuesto sobre circulación de mercancías y servicios

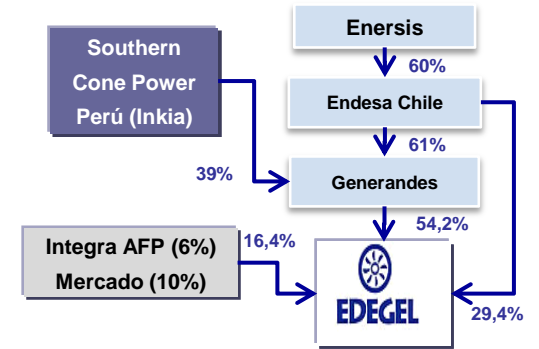
Latinoamérica: compra a Inkia de un 21,14%⁽¹⁾ adicional de Edegel

Edegel

Descripción de la Compañía

- Compañía de generación líder en Perú con 1.668 MW⁽²⁾ de potencia instalada
- 25% de cuota de mercado en Perú (capacidad instalada y producción)

Estructura de propiedad antes del acuerdo



Racional

- Beneficios de la adquisición:
 - ✓ Mayor participación económica en Edegel (desde 37,5% a 58,6%)¹ en línea con Estrategia del Grupo
 - ✓ Ahorros potenciales y posibilidad de desarrollar nueva capacidad a través de Edegel
 - ✓ Simplificación estructura accionarial
 - ✓ Inkia, miembro del Consejo de Administración de Edegel, es un competidor directo en el mercado peruano a través de Kallpa Power

Acuerdo de compra y valoración

- Precio: 413 MUS\$ (~ 300 M€) por el 21,14% de participación⁽¹⁾
- Valoración implícita:
 - ✓ EV/EBITDA 2013: 6,6x
 - ✓ PER 2013: 11,6x (vs. 16,1x del sector eléctrico peruano)
- Operación acretiva

(1) Perímetro Enersis
 (2) Incluye capacidad instalada de Chinango (filial de Edegel en la que posee el 80%)

Latinoamérica: compra del 50% adicional de GasAtacama

Activos de GasAtacama

- 781MW CCGT operando en el SING
- Gasoducto de 1.163 km en el norte de Chile e interconexión con Argentina

Racional

- Incremento de participación económica
- Control exclusivo y consolidación contable
- Simplificación estructura accionarial
- Posibilidad de convertirse en suministrador de base en un mercado con una fuerte demanda

Cifras económicas a cierre de 2013

- EBITDA: 114 MUS\$
- Beneficio neto: 69 MUS\$
- Caja: 222 MUS\$
- Deuda neta: 57 MUS\$

Acuerdo de compra

- Transacción cerrada el 22 Abril 2014
- Precio de compra: 309 MUS\$
- 3,5x EV/EBITDA

Como resultado de la adquisición, Endesa Chile consolidará el 100% de GasAtacama a partir del 1 de Mayo 2014

Otros hechos relevantes del período

Nuevo contrato de gas con Cheniere

- Contrato 2 bcm GNL con suministro a partir de 2018 en la instalación Corpus Christi de Cheniere
- Contrato de 20 años (con posibilidad de ampliarlo a 30) referenciado al índice H.Hub
- Flexibilidad en el destino y aplicación
- Renovación progresiva de la cartera actual de gas, diversificando fuentes de suministro

Los Cóndores: decisión final de inversión del Consejo de Administración de Endesa Chile

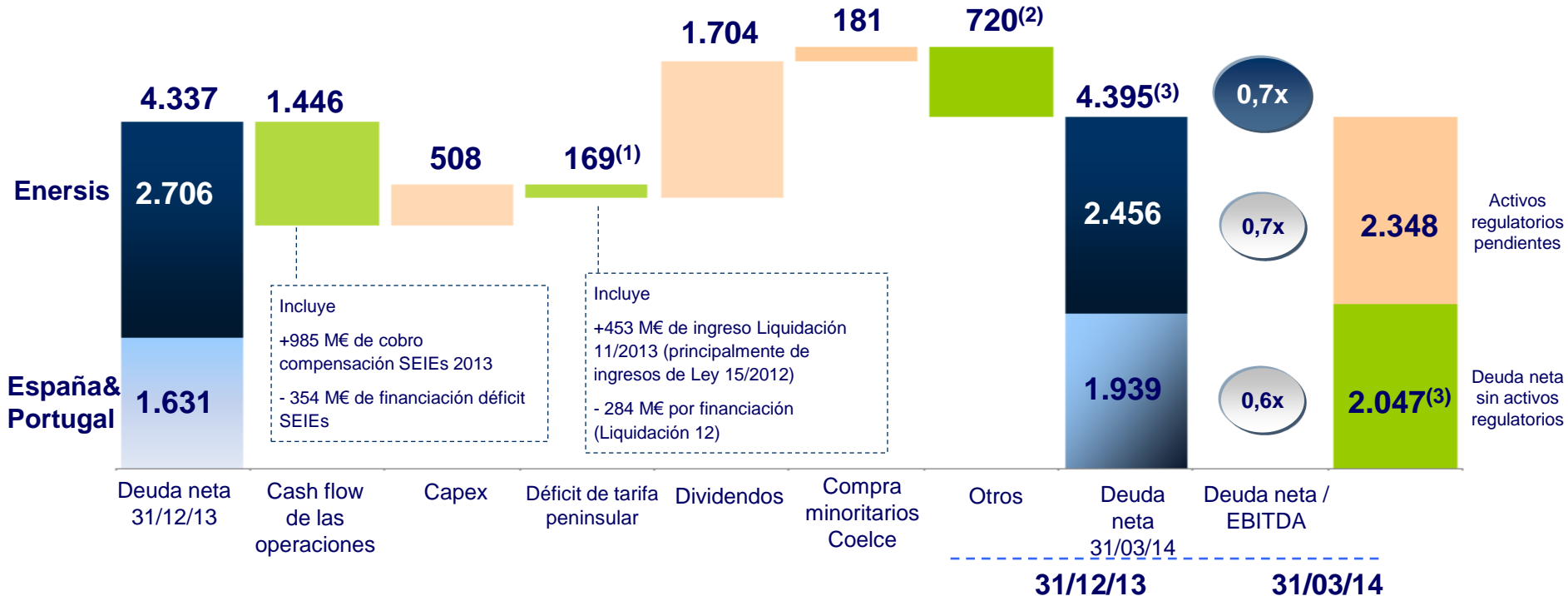
- Planta hidráulica de 150 MW en Chile
- 48% de factor de carga
- Capex: 661,5 MUS\$ (~ 480 M€). Contrato de obra civil ya adjudicado
- Puesta en marcha prevista para finales de 2018

Bocamina II: actualización de su situación

- Cerrada temporalmente
- Se espera resolución de Corte de Concepción en un espacio corto de tiempo

Sólida posición financiera

Evolución deuda neta en 1T 2014 (M€)



Sólido apalancamiento financiero y buena posición de liquidez

Apalancamiento (deuda neta/RR.PP)⁽⁴⁾

0,2

0,2

Liquidez Endesa sin Enersis cubre 31 meses de vencimientos de deuda

Liquidez Enersis cubre 39 meses de vencimientos de deuda

(1) Incluye pagos/cobros de las liquidaciones CNMC en 1T 2014

(2) Principalmente activos financieros > 3 meses de la ampliación de capital de Enersis que se realizaron en trimestres anteriores y que han vencido en 1T 2014 (591 M€)

(3) Esta cifra no incluye activos financieros > 3 meses por importe 304 M€ procedentes de la ampliación de capital de Enersis

(4) Deuda neta incluye activos regulatorios pendientes

españa&portugal 1T 2014



Claves de 1T 2014

Margen del negocio regulado y liberalizado afectado negativamente por RDL 9/2013 parcialmente compensado por condiciones de mercado excepcionales

Generación (-8%)⁽¹⁾: caída de demanda y menor hueco térmico. Nuclear e hidráulica representan 79% de la producción (71% en 1T 13)

Reducción significativa de costes fijos: -9%

Nuevo mecanismo de financiación del déficit

Implementando el nuevo mecanismo PVPC en nuestros sistemas

Resultados negativamente afectados por medidas regulatorias compensadas parcialmente por actuaciones de gestión

M€	1T 2014	1T 2013 ⁽¹⁾	Variación
Ingresos	5.443	5.732	-5%
Margen de contribución	1.402	1.460	-4%
EBITDA	953	958	-1%
EBIT⁽²⁾	560	498	+12%
Gasto financiero neto	32	49	-35%
Beneficio neto atribuible	350	338	+4%

Impactos regulatorios

- Impacto regulatorio adicional en 1T 2014 (vs. 1T 2013): -117 M€ (RDL 9/2013)
- Impacto regulatorio acumulado en 1T 2014: ~ 390 M€ (RDL 13/2012, RDL 20/2012, Ley 15/2012, RDL 2/2013 & RDL 9/2013)

Amortización: caída significativa en 1T'14 vs 1T'13

Compensado parcialmente por

- Actuaciones de gestión: reducción 9% costes fijos
- Mejor comportamiento de gestión de energía vs. 1T '13 pese a un entorno similar

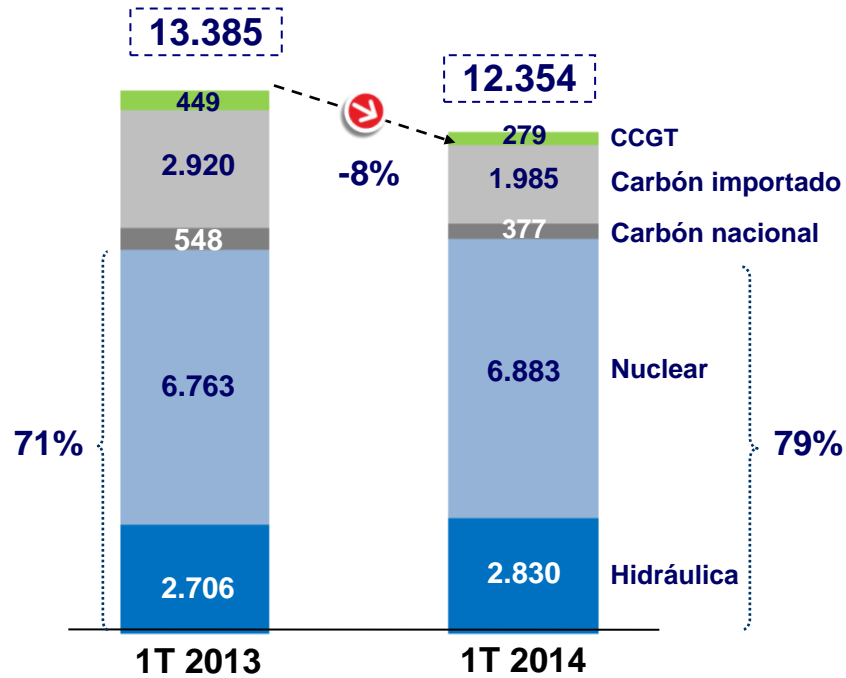
(1) PyG 1T 2013 reformulado por aplicación de la NIIF 11

(2) Amortización 1T 2014 incluye 19M€ por deterioro de EUAs y 1T 2013 incluye deterioro 92 M€

Producción peninsular y gestión de la energía

Caída de la producción peninsular

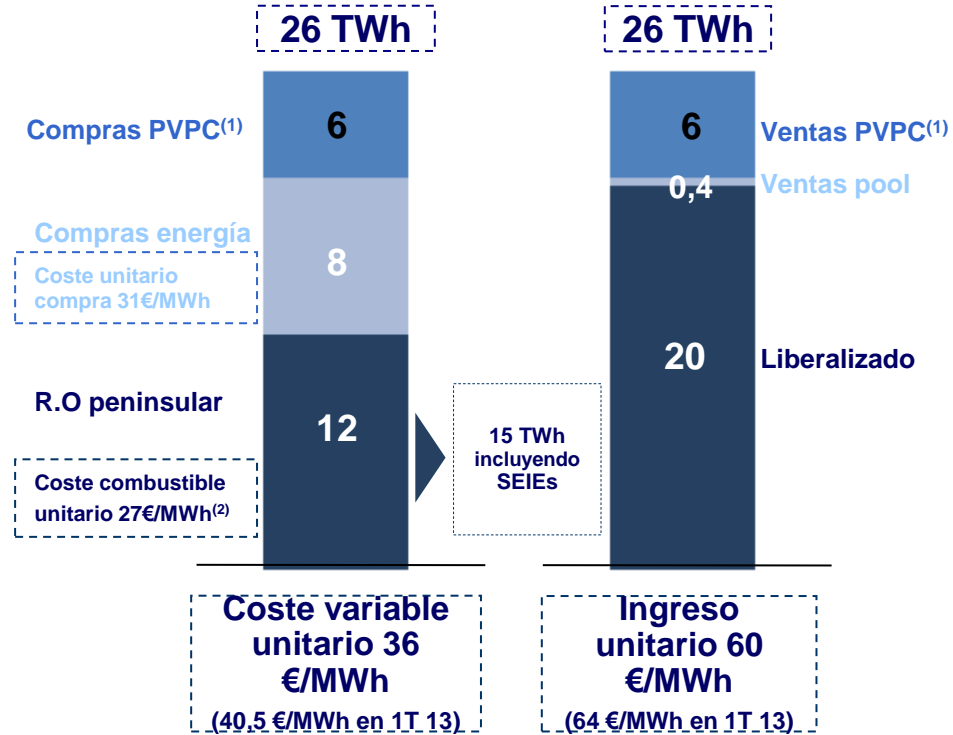
GWh



- Menor demanda y hueco térmico
- Producción hidráulica y eólica excepcional (como en 1T 13)

Gestión de la energía en 1T 2014

Fuentes de energía



- Margen unitario eléctrico creció un 2%⁽³⁾

(1) No se considera energía PVPC en el cálculo del coste unitario y del ingreso unitario

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

(3) Margen unitario ex energía PVPC

latinoamérica 1T2014



Claves de 1T 2014

**Crecimiento de la demanda de distribución en LatAm (4,6%)¹:
destacan Brasil y Perú**

**8,5% caída en producción: paradas programadas y no
programadas en el parque térmico (Argentina y Chile) a pesar de
una leve mejora en la hidrología**

**EBITDA Distribución Argentina: afectado por los impactos
derivados de la ola de calor**

Efecto de tipo de cambio : -79 M€

**Definiendo la plataforma de crecimiento del grupo: compra de
minoritarios (Edegel, Gas Atacama y Coelce) y desarrollo de la cartera de
proyectos de generación (Salaco, Los Cóndores)**

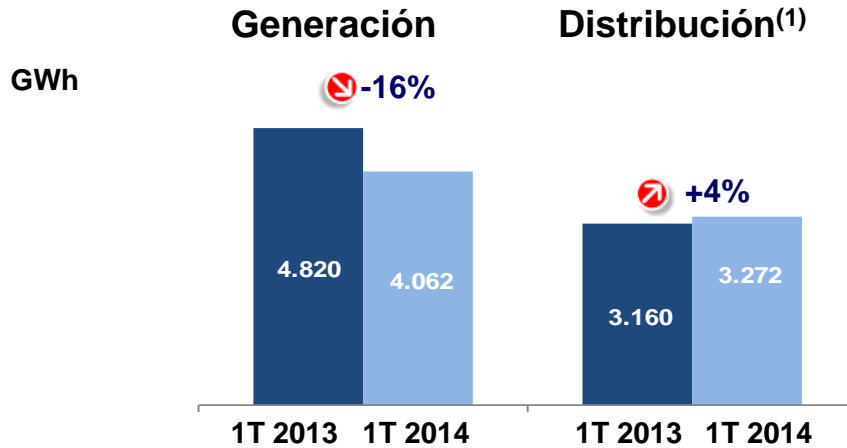
EBITDA afectado negativamente por tipo de cambio, peor mix de energía (menor producción en Chile) y extraordinarios en Dx (Argentina)

M€	1T 2014	1T 2013 ⁽¹⁾	Variación
Ingresos	2.080	2.377	-12%
Margen de contribución	864	1.058	-18%
EBITDA	546	700	-22%
EBIT	388	522	-26%
Gasto Financiero Neto	42	97	-57%
Beneficio neto	218	299	-27%
Beneficio neto atribuible	98	138	-29%

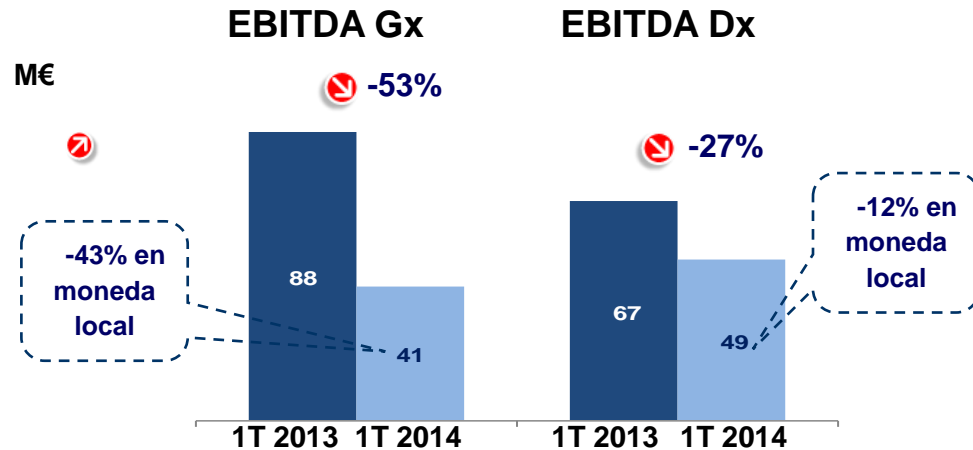
- **EBITDA afectado por peor mix de energía** (sequía en la mayoría de los países, parada Bocamina II y paradas programadas y no programadas) e **impacto ola de calor en Dx en Argentina**
- **Impacto negativo por tipo de cambio en EBITDA: -79 M€** (principalmente por el negocio en Brasil, Chile y Colombia)



Chile: resultados afectados por paradas programadas y no programadas, sequía y tipo de cambio



- Menor producción térmica debido a la parada de Bocamina II y al mantenimiento programado de los CCGT's no compensada por la mejora marginal de la hidrológica
- Demanda se ha comportado mejor que a nivel país



- Gx:** Menores volúmenes, peor mix de energía (parada Bocamina II y compras más caras al spot) y efecto de tipo de cambio no han podido ser compensados por mejor mix y mejores precios de venta.
- Dx:** mayores volúmenes no han podido compensar los menores ingresos de subtransmisión y el efecto de tipo de cambio

Margen unitario

15,9€/MWh -39%

20,7€/MWh -25%

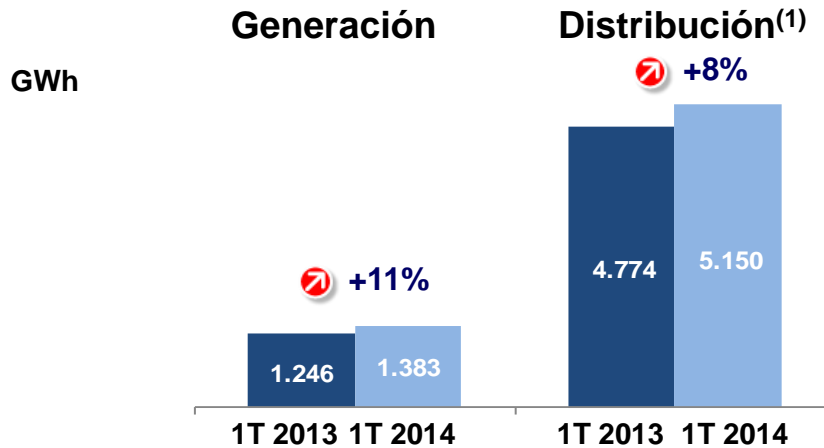
- Impacto tipo de cambio: -19 M€

EBITDA total 90 M€ (-42%)⁽²⁾

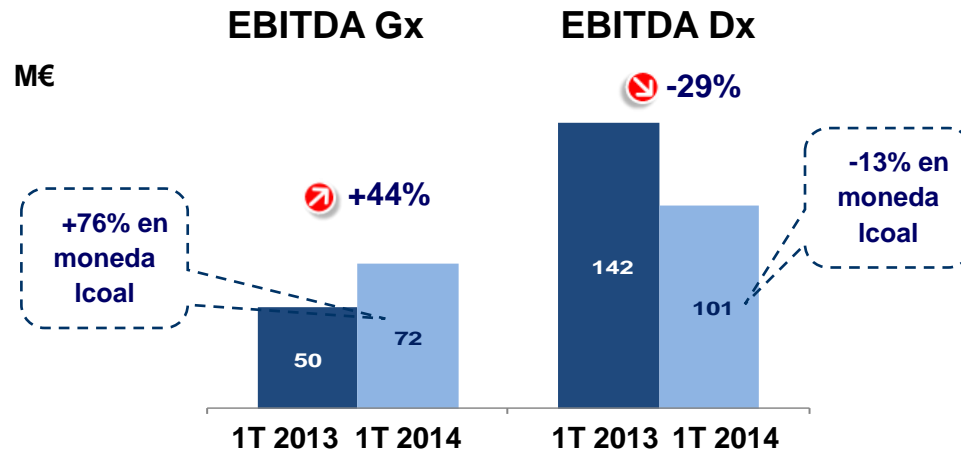
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos (2) No incluye holding y servicios



Brasil: impacto en EBITDA por sequía, 3ª revisión tarifaria Coelce e impacto tipo de cambio parcialmente compensado por mejor resultado en Gx.



- Mayor despacho hidráulico en Cachoeira
- Mayores volúmenes en Dx por condiciones climáticas en el área de concesión de Ampla



- **Gx:** mayores precios de venta y volúmenes.
- **Dx:** reembolso tarifario (relacionado con 3ª revisión tarifaria en Coelce), compensación pendiente de extra costes 2013 y tipo de cambio (-23 M€) parcialmente compensado por mayores volúmenes y mix de ventas.
- **Impacto tipo de cambio: -43 M€⁽²⁾**

Margen unitario

40,6€/MWh ↗ +26%

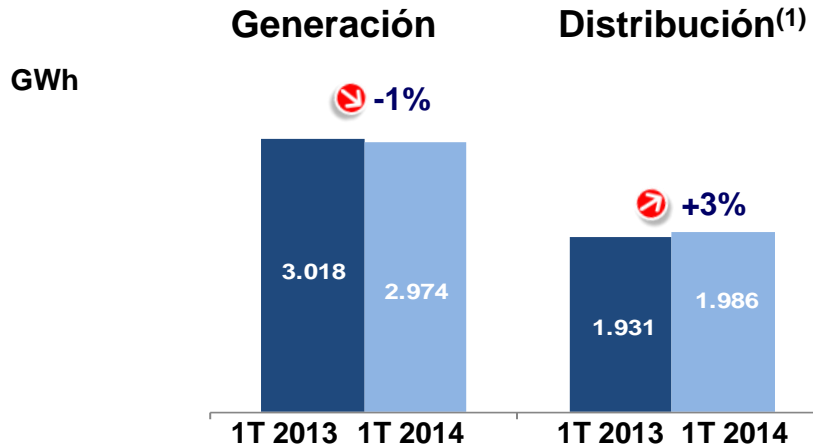
29,8€/MWh ↘ -30%

- **CIEN: EBITDA 15 M€**

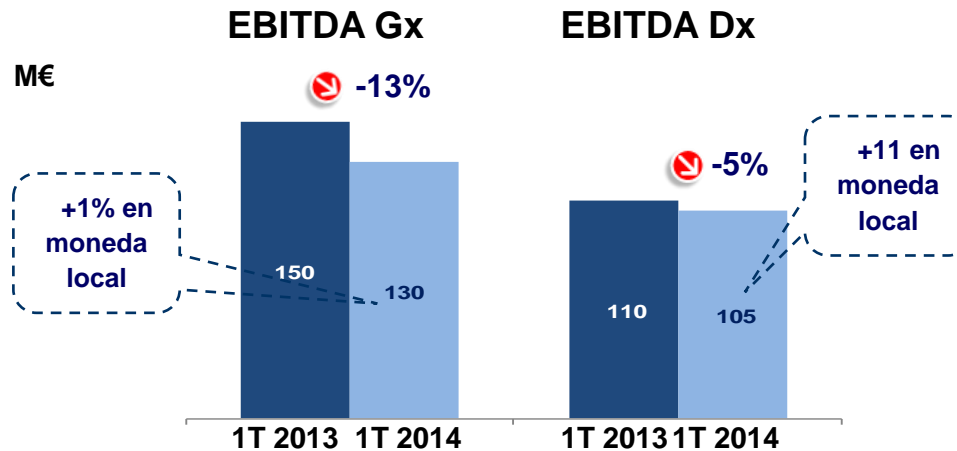
EBITDA total 188 M€ (-11%)⁽³⁾



Colombia: buen desempeño operativo revertido por el impacto de tipo de cambio



- Incremento de generación hidráulica no compensa la caída de la térmica
- Incremento de demanda en áreas urbanas menor que a nivel país



- **Gx:** mejor mix de energía no contrarresta impacto de tipo de cambio.
- **Dx:** mayores volúmenes y e índices de referencia no permiten compensar impacto de tipo de cambio
- **Impacto tipo de cambio:** -38 M€

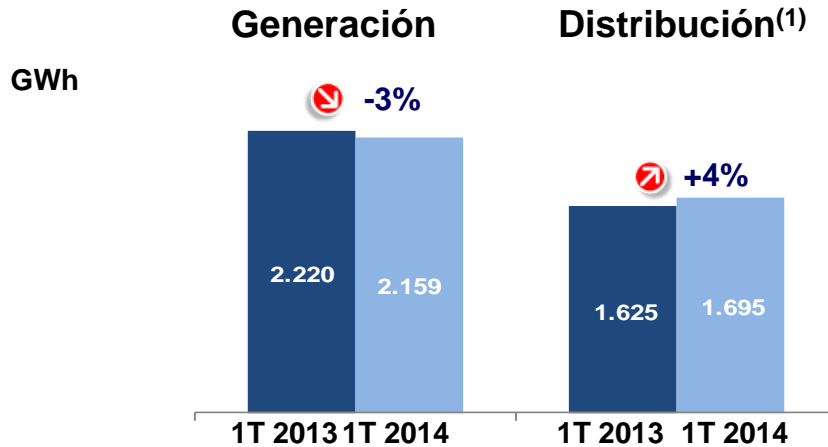
Margen unitario
 38,0€/MWh ↘ -9% 39,4€/MWh ↘ -10%

EBITDA total 235 M€ (-10%)

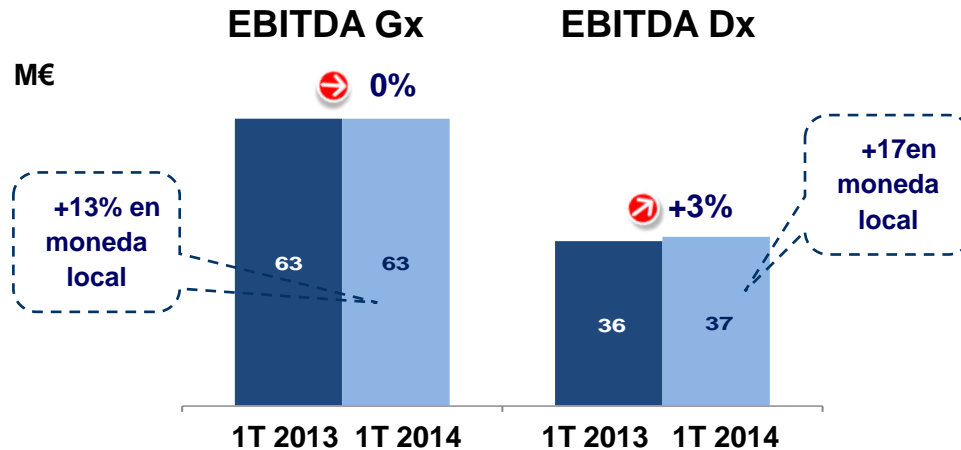
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos



Peru: resultados estables



- Caída de la producción hidráulica por indisponibilidad de la central Chimay, parcialmente compensada por mayor despacho térmico.
- Mayores volúmenes por efecto estacionalidad y mejor desempeño de los sectores industrial y comercial



- Gx:** peor mix de energía y caída de volúmenes más que neutralizado por mayores precios de venta
- Dx:** mayores volúmenes más que compensan efecto de tipo de cambio
- Impacto tipo de cambio:** -13 M€

Margen unitario

32,4€/MWh ↗ +4%

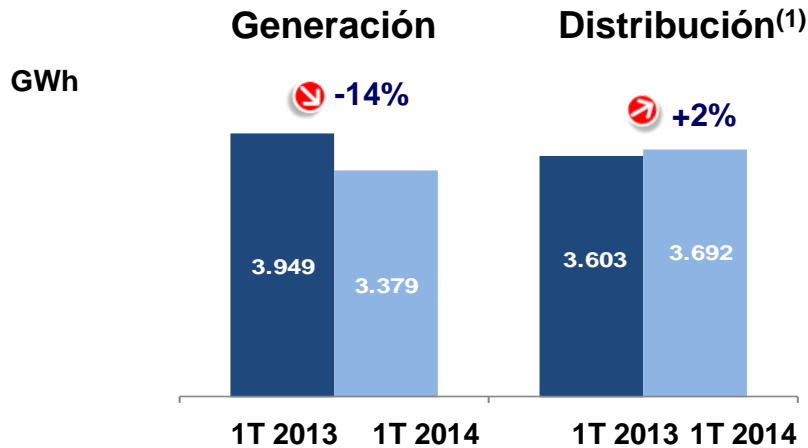
27,7€/MWh ↘ -6%

EBITDA total 100 M€ (+1%)

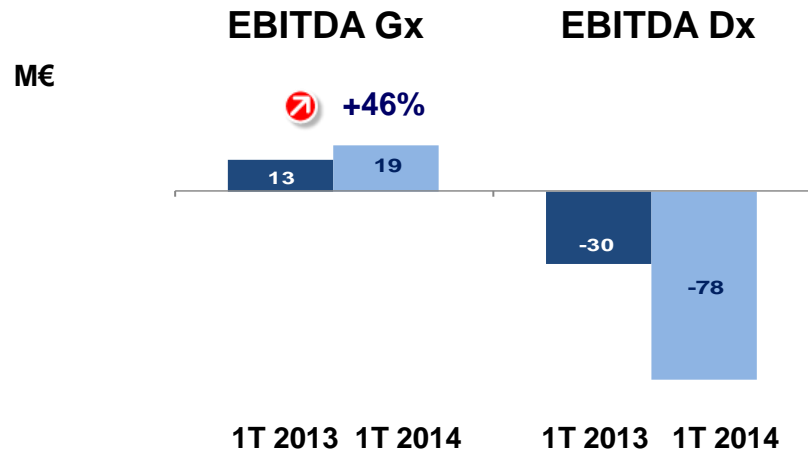
(1) Peajes y consumos no facturados, no incluidos



Argentina: EBITDA afectado negativamente por extraordinaria ola de calor. Pendiente reconocimiento de MMC en Dx



- Ligera mejora en la hidrología no permite compensar la caída de la generación térmica por paradas no programadas.
- Recuperación de la demanda



- Gx: mayores ingresos por disponibilidad por Resolución 95/2013 más que compensan mayores costes fijos.
- Dx: efectos de la ola de calor (indemnizaciones y mayor coste de OyM) y mayores costes fijos vinculados al IPC
- **Impacto tipo de cambio: +34 M€**

Margen unitario

9,2€/MWh ↗ +33%

0,6€/MWh ↘ -95%

EBITDA total -59 M€⁽²⁾

conclusiones 1T 2014



Conclusiones

España & Portugal

Sólidos resultados y márgenes en línea con 1T2013 a pesar del negativo impacto regulatorio, baja demanda y precios

Resultados apoyados en actuaciones de gestión efectivas y elevada producción hidráulica

Latino- américa

Márgenes operativos afectados negativamente por conversión de tipo de cambio frente a monedas locales y por la sequía, junto con otros hechos no recurrentes

Importantes avances en la consolidación de una plataforma de crecimiento mediante la compra de minoritarios

anexos 1T 2014



Potencia neta instalada y producción neta⁽¹⁾

**Potencia
neta
instalada**


MW a 31/03/14	España&Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	21.673		15.645		37.318	
Hidráulica	4.679		8.696		13.375	
Nuclear	3.318		-		3.318	
Carbón	5.306		836		6.142	
Gas natural	5.445		3.486		8.931	
Fuel-gas	2.925		2.540		5.465	
Cogeneración/renovables	na		87		87	

**Producción
neta**

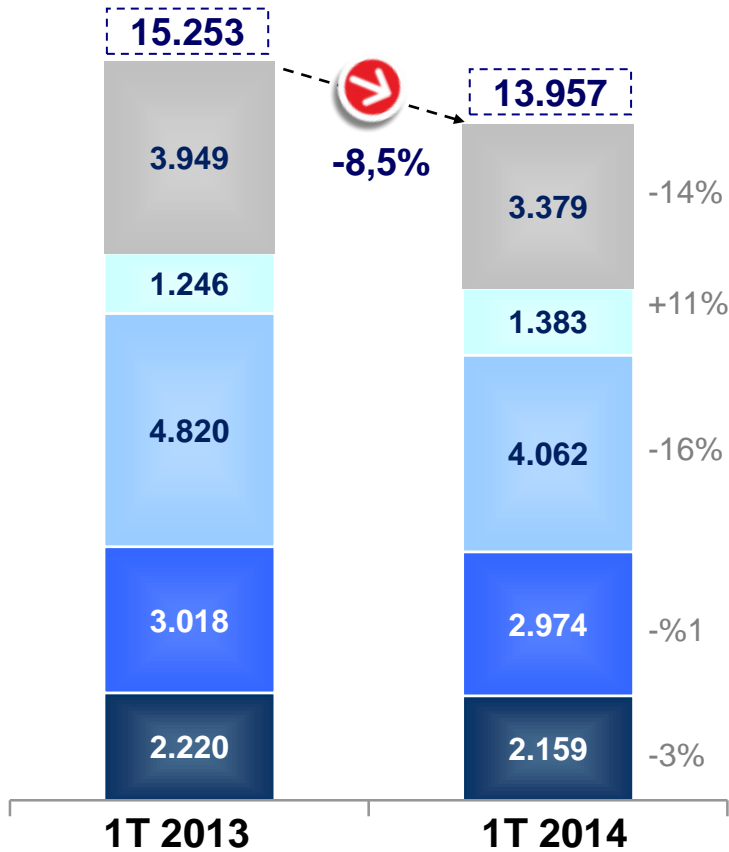

TWh 1T 2014 (var. vs. 1T 2013)	España&Portugal		Latinoamérica		Total	
Total	15,2	-7%	14,0	-8%	29,2	-8%
Hidráulica	2,8	+5%	7,4	+3%	10,2	+4%
Nuclear	6,9	+2%	-	-	6,9	+2%
Carbón	2,9	-29%	0,7	-53%	3,5	-35%
Gas natural	1,2	-12%	4,7	-17%	5,9	-16%
Fuel-gas	1,5	-5%	1,1	+21%	2,6	+5%
Cogeneración/renovables	na	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

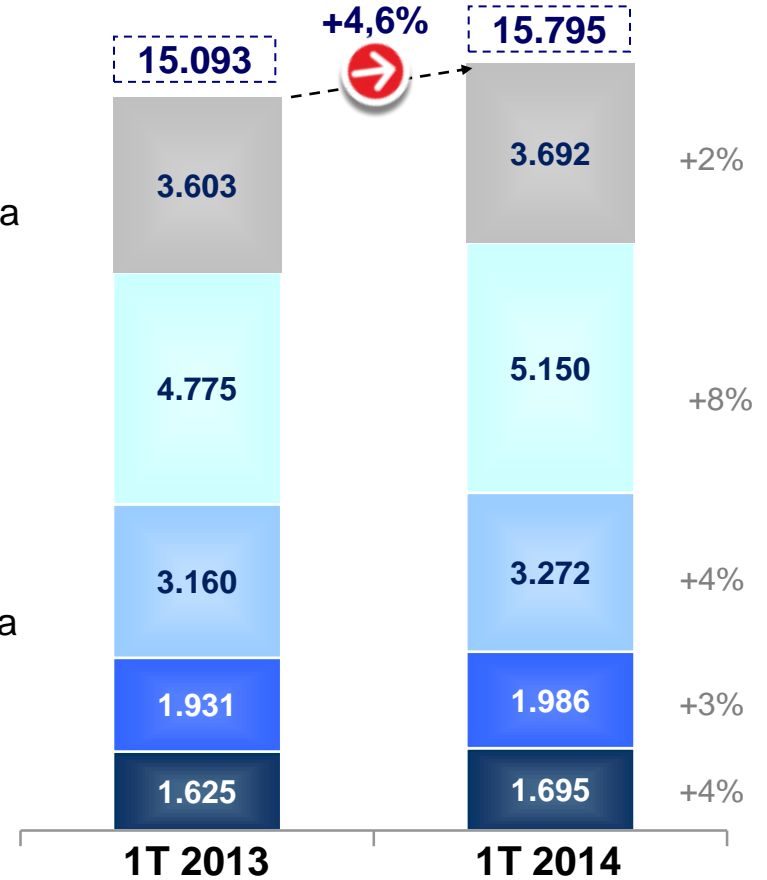
Generación

GWh



Distribución⁽¹⁾

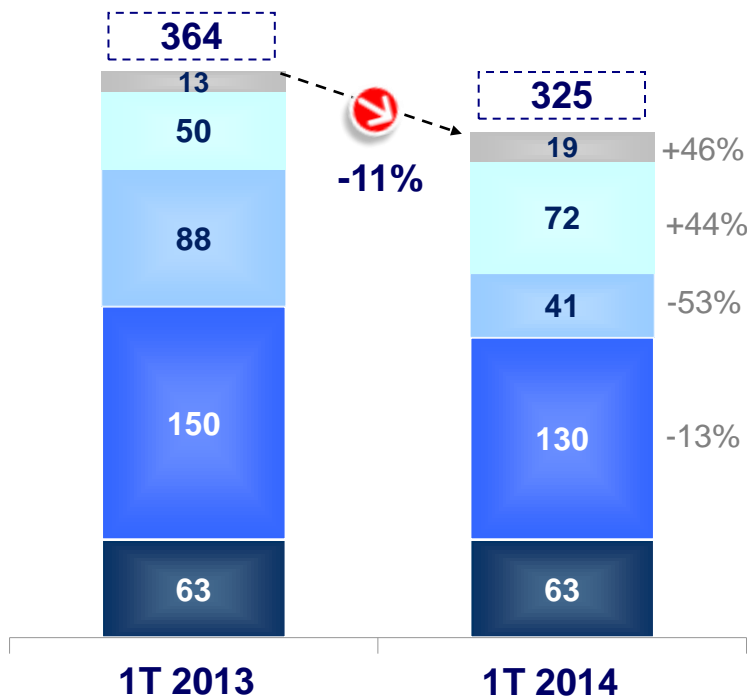
GWh



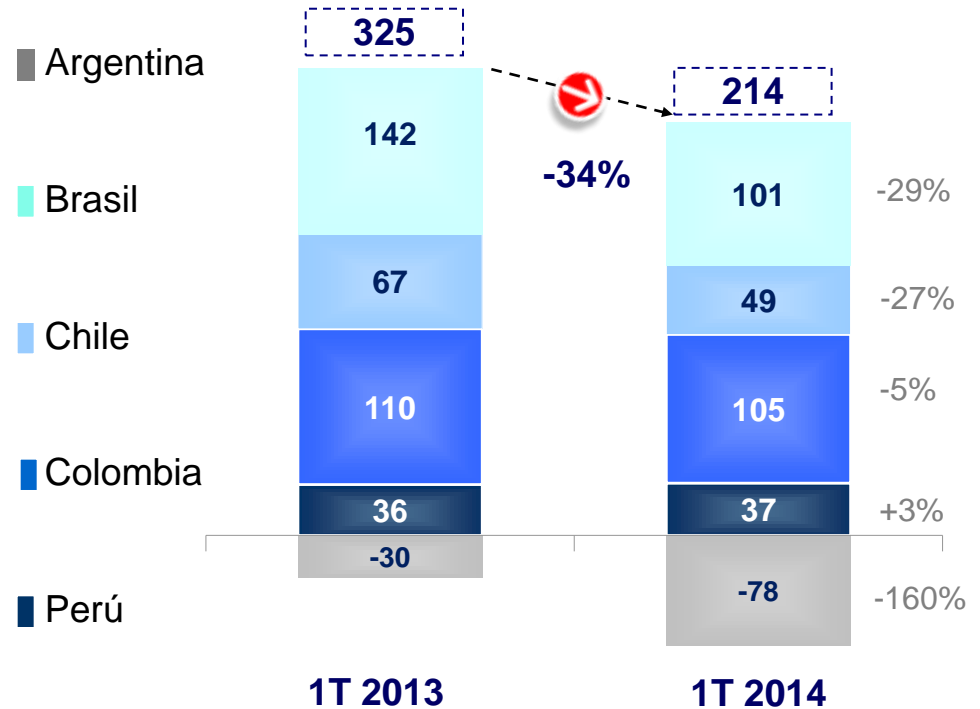
(1) No incluye peajes y consumos no facturados

Latinoamérica: desglose de Ebitda por país y negocio

Generación⁽¹⁾
M€



Distribución
M€



Margen unitario €26.2/MWh \rightarrow €24.5/MWh **-6%**

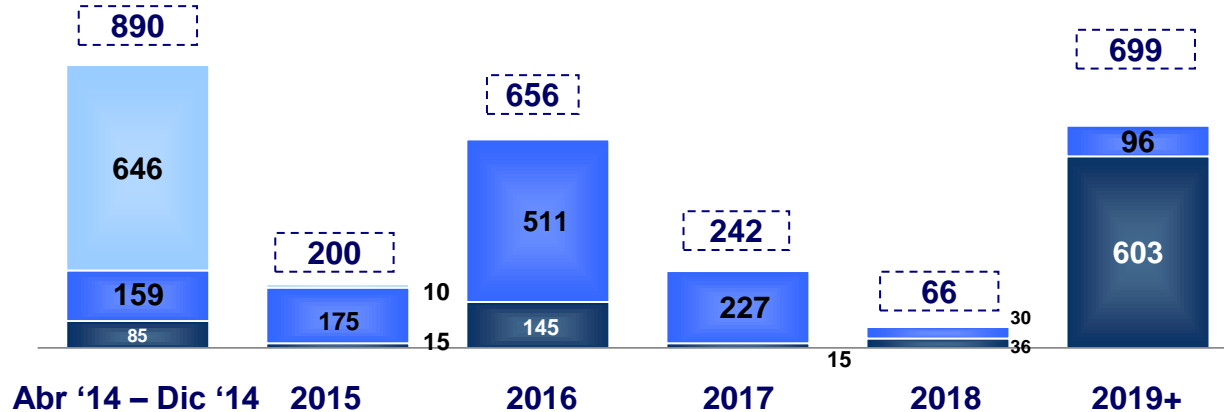
Margen unitario €31.8/MWh \rightarrow €22.7/MWh **-29%**

(1) No incluye la interconexión de CIEN: 15 M€

Endesa sin Enersis: calendario de vencimientos de deuda

Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 Marzo 2014: 2.753 M€⁽¹⁾

■ Bonos ■ Deuda bancaria y otros ■ ECPs y pagarés⁽²⁾



La liquidez de Endesa sin Enersis cubre 31 meses de vencimientos

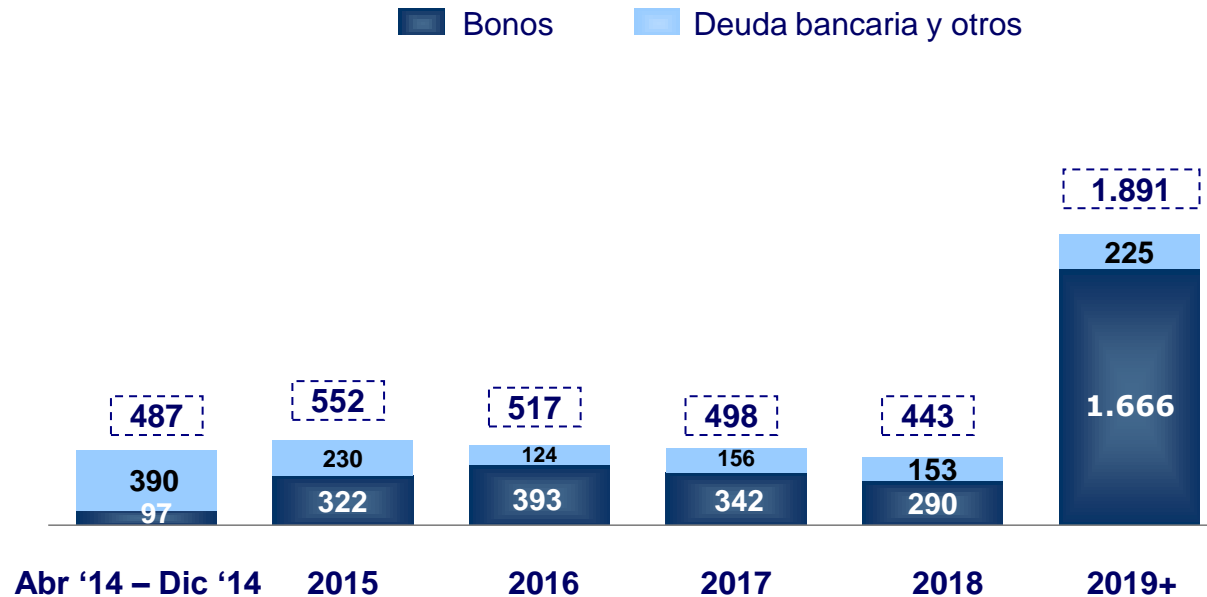
- }
 - 815 M€ en caja
 - 6.620 M€ en líneas de crédito disponibles a largo plazo
- **Liquidez 7.435 M€**
 - **Vida media de la deuda: 4,7 años**

(1) Este saldo bruto difiere 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 2014: 4.388 M€⁽¹⁾



Enersis tiene suficiente liquidez para cubrir 39 meses de vencimientos

- Liquidez 2.509 M€:**
 - 1.936 M€ en caja
 - 573 M€ disponibles en líneas de crédito
- Vida media de la deuda: 6,0 años**

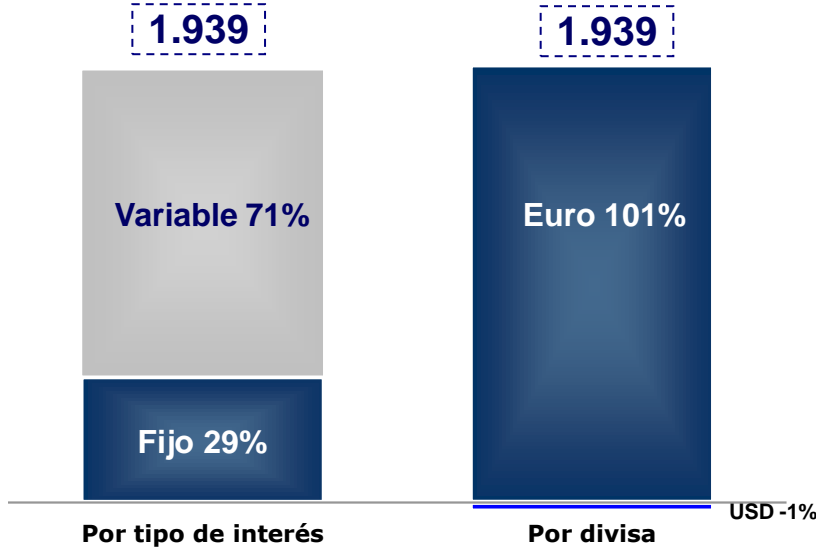
(1) Este saldo bruto no coincide con el total de deuda financiera al no incluir los gastos de formalización pendientes de devengo, ni el valor de mercados de los derivados que no suponen salida de caja

Política financiera y estructura de la deuda neta

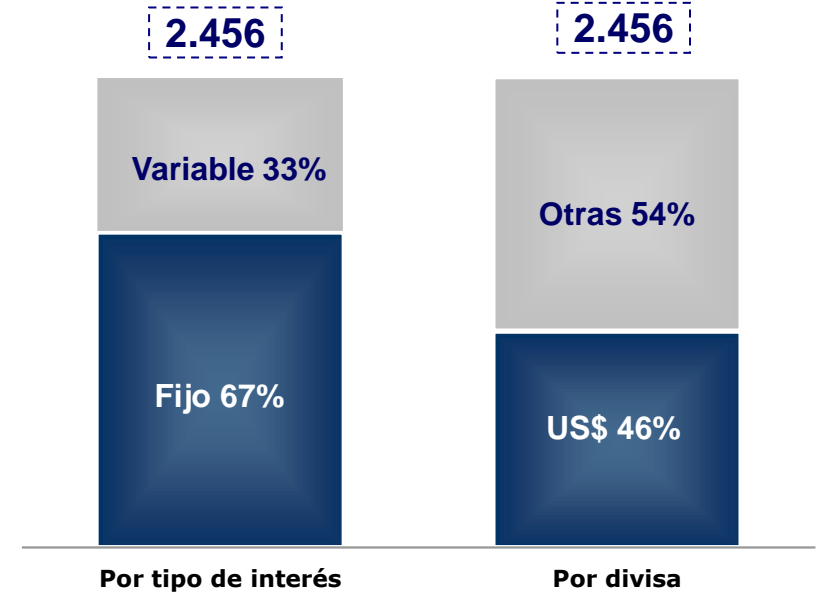
Estructura deuda neta Endesa sin Enersis

Estructura deuda neta Enersis

M€



M€



Coste medio de la deuda

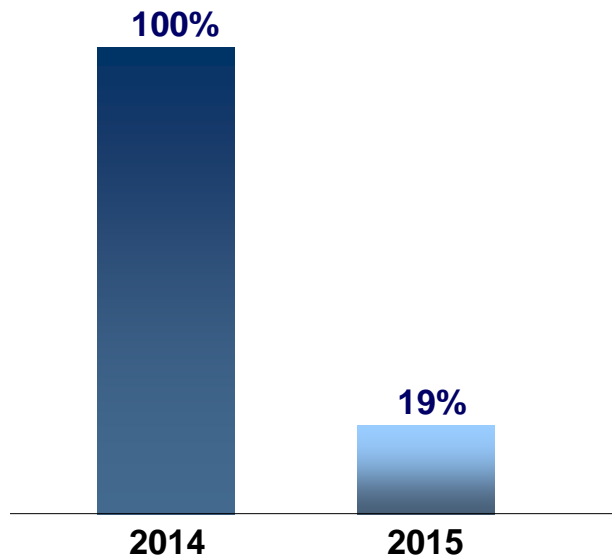
3,2%

8,5%

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

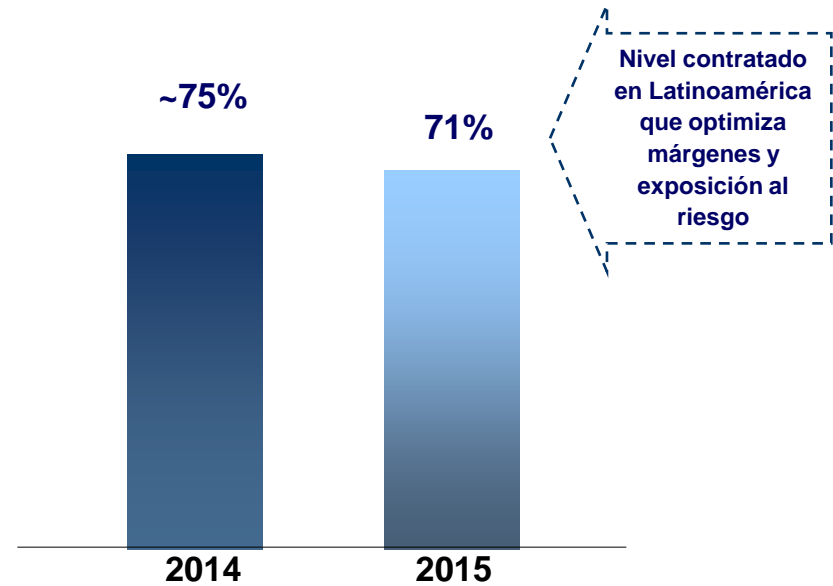
Buen posicionamiento en la estrategia de ventas forward

España & Portugal
 (% producción estimada peninsular ya comprometida)



Política comercial consistente

Latinoamérica
 (% producción estimada ya comprometida)



54% de la Gx vendida con contratos > 5 años y 46% 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 futuribles. 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

Endesa Mobile

Ahora, toda la información de la compañía en [Endesa Mobile](#), la aplicación de Endesa para iPhone, iPad y dispositivos Android.



Descargar desde
el App Store



Descargar desde
Google Play

