



Endesa. Resultados 9M 2017

07/11/2017



endesa

Índice

- 1. Claves del periodo y principales magnitudes financieras**
- 2. Contexto de mercado 9M '17 y evolución de Endesa**
- 3. Resultados financieros**
- 4. Conclusiones**

Índice

- 1. Claves del periodo y principales magnitudes financieras**
2. Contexto de mercado 9M '17 y evolución de Endesa
3. Resultados financieros
4. Conclusiones

Claves del periodo

Contribución estable del negocio regulado

Resultados 3T en línea con las expectativas

Ejecución sentencia favorable sobre bono social 2015-2016

EGPE se adjudicó 879 MW en las subastas de capacidad renovable de 2017

Reducción de los costes fijos -3% ⁽¹⁾

(1) Incluye actualización provisiones expedientes de regulación de empleo y de acuerdos de suspensiones de contrato (16 M€ en 9M 2017 y 12 M€ en 9M 2016), provisiones indemnizaciones y riesgos de carácter laboral (-2M€ en 9M 2017 y 8 M€ en 9M 2016); perímetro EGPE [-12 M€ en personal en 9M 2017 y -3 M € in 9M 2016; -52 M€ en O&M en 9M 2017 y -9 M€ in 9M 2016] y provisión por acuerdos de suspensiones de contrato en el 3T 2016 (-30 M€)

Principales magnitudes financieras



M€	9M 2017	9M 2016	Variación	Homogéneo
EBITDA	2.548	2.869	-11%	-15% ⁽¹⁾
Bº Neto atribuible	1.085	1.305	-17%	-18% ⁽²⁾
Cash flow de las operaciones	1.375	2.554	-46%	
	30.09.2017	31.12.2016	Variación	
Deuda financiera neta	5.753	4.938	+17%	

- Resultados 3Q 17 en línea con las expectativas a pesar de las adversas condiciones de mercado
 - El excepcional buen comportamiento en 9M 16 todavía afecta la comparación con EBITDA y Beneficio Neto
 - Reconocimiento del bono social 2015-2016 (142 M€ en EBITDA)

(1) Sin considerar la contribución de EGPE en 9M 2017 (+124 M€), y 9M 2016 (+24 M€)

(2) Sin considerar la contribución de EGPE en 9M 2017 (+29 M€) y 9M 2016 (+12 M€)

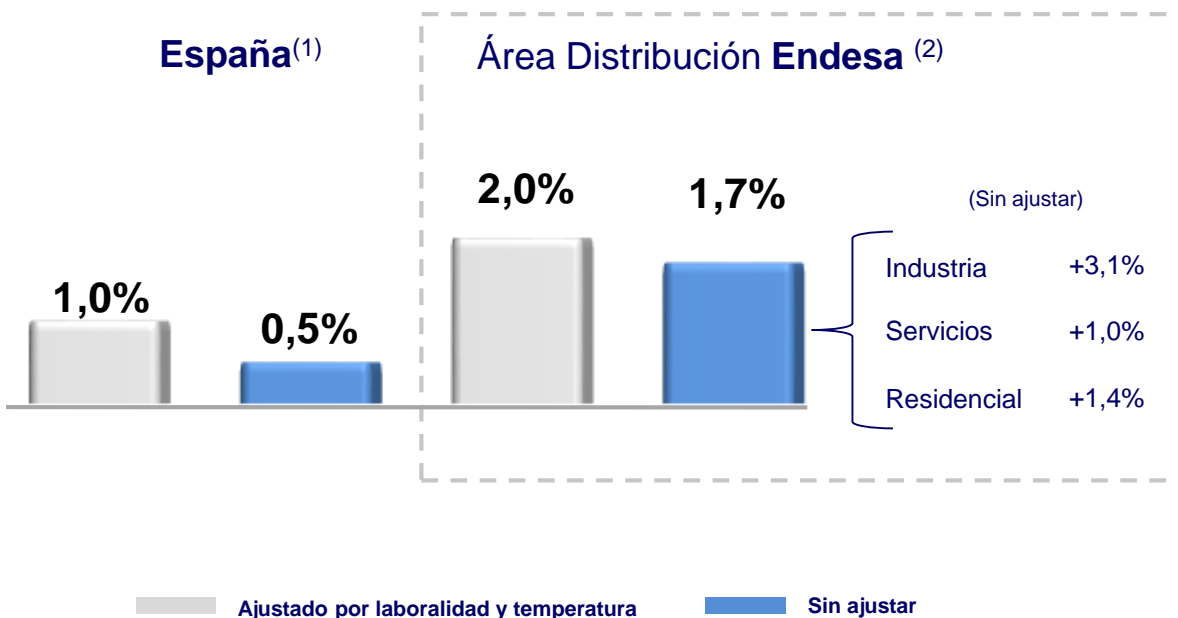
Índice



1. Claves del periodo y principales magnitudes financieras
- 2. Contexto de mercado 9M '17 y evolución de Endesa**
3. Resultados financieros
4. Conclusiones

Contexto de mercado en 9M 2017

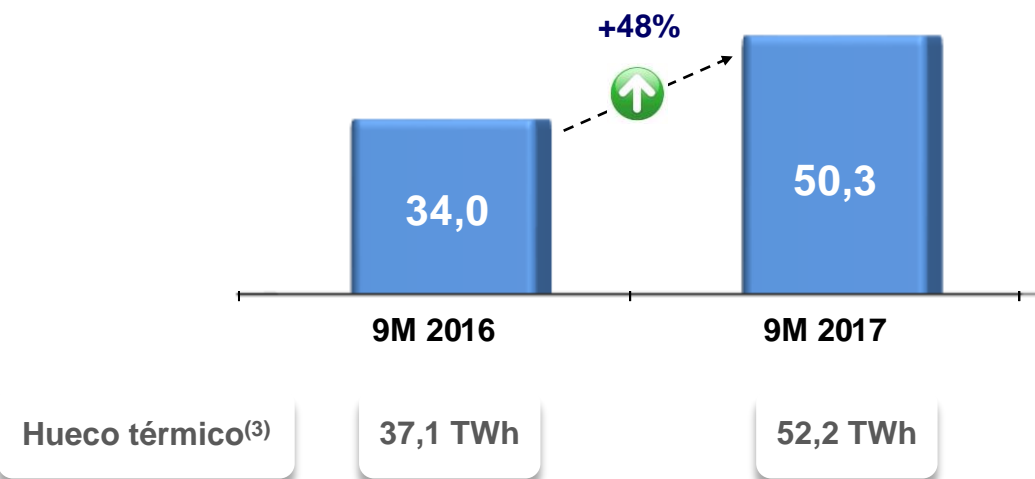
Demanda



- Incremento de demanda impulsado por los segmentos industrial y residencial

Precio mayorista de electricidad

Precio medio del pool en España (€/MWh)



Hueco térmico⁽³⁾

37,1 TWh

52,2 TWh

- Incremento relevante del precio del pool por las excepcionales condiciones de mercado, principalmente en 1T 2017
- Estabilización del precio en 2T y 3T alrededor de 50€/MWh
- Condiciones hidrológicas extremadamente pobres en 9M 2017 que llevan a un incremento del hueco térmico del sistema del 41% respecto a 9M 2016

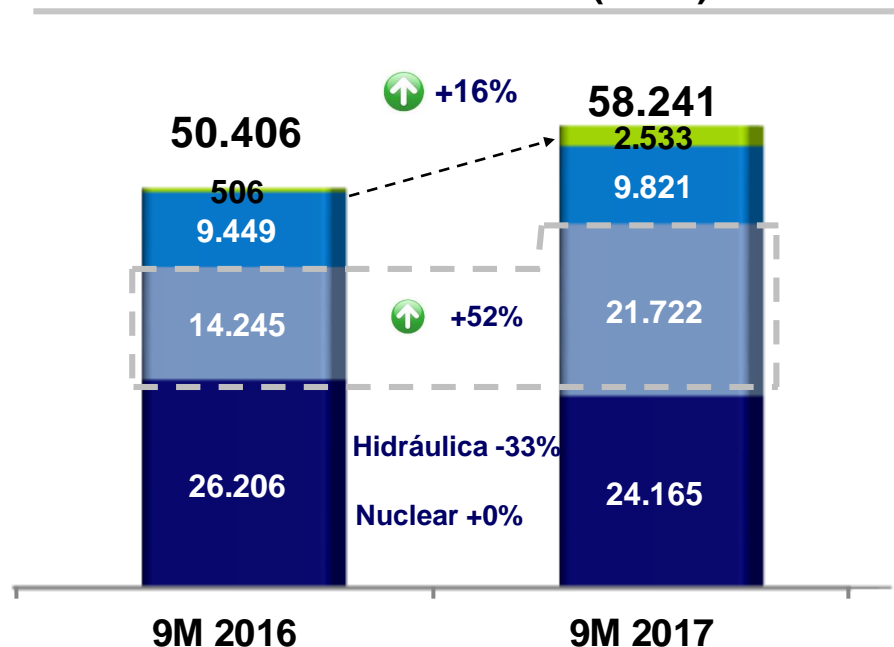
(1) Peninsular. Fuente: REE
 (2) Peninsular 9M 2017. Fuente: Estimaciones de Endesa Peninsular.
 (3) Peninsular.

Evolución de Endesa en contexto de mercado 9M '17



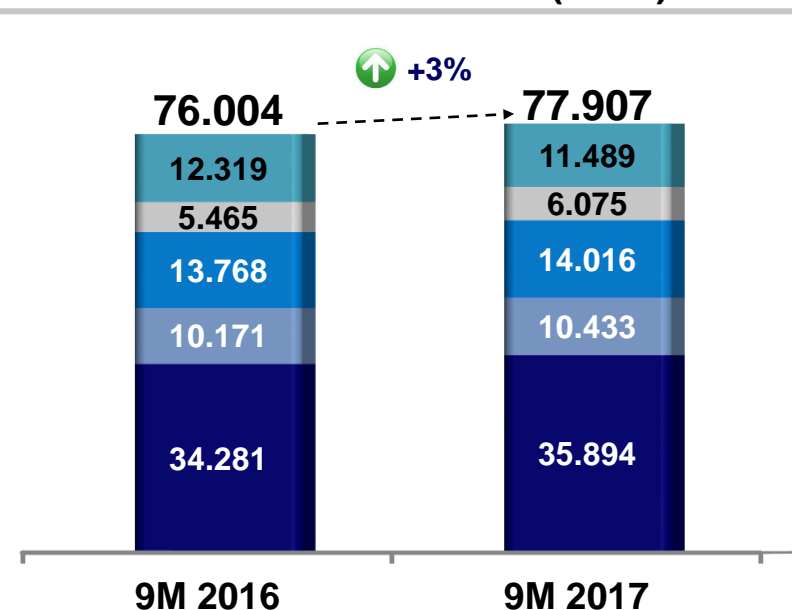
Gestión de la energía

Producción ⁽¹⁾ (GWh)



Margen unitario integrado:
20,4€/MWh
 (-12% vs. 9M 2016)
 (-23% homogéneo) ⁽²⁾

Ventas de electricidad⁽¹⁾ (GWh)



- Peninsular (hidráulica y nuclear)
- Peninsular (técnica)
- Extrapeninsular (regulada)
- EGPE

- Industrial
- PyMEs
- Residencial
- Portugal
- PVPC

▪ **Margen unitario integrado de 20,4 €/MWh afectado por las adversas condiciones de mercado**

(1) Energía en barras de central
 (2) Sin considerar la contribución de EGPE en 9M 2017

Evolución de Endesa en contexto de mercado 9M '17



Subastas de renovables

✓ Subasta de capacidad Mayo 2017

- 3.000 MW, principalmente eólicos
- **Endesa: 540 MW** eólicos
 - Capex estimado de **600 M€**
 - Producción: **~1,8 TWh/año**

✓ Subasta de capacidad Julio 2017

- 5.037 MW, principalmente fotovoltaicos (3.909 MW)
- **Endesa: 339 MW** fotovoltaicos
 - Capex estimado de **270 M€**
 - Producción: **~0,6 TWh/año**

✓ Subasta de capacidad renovable 2017:

- 8.037 MW adjudicados:
 - Eólica: 4.108 MW
 - Fotovoltaica: 3.910 MW
- Capacidad para entrar en funcionamiento antes de Dic. 2019
- **Endesa: 879 MW**
 - Capex estimado de **870 M€**
 - Producción : **~2,4 TWh/año**
 - **TIR atractiva y perfecto encaje estratégico**

▪ **Adelantando nuestro ambicioso objetivo de crecimiento orgánico en renovables**

Índice

1. Claves del periodo y principales magnitudes financieras
2. Contexto de mercado 9M '17 y evolución de Endesa
- 3. Resultados financieros**
4. Conclusiones

Resultados financieros



M€	9M 2017	9M 2016	Variación	Homogéneo
Ingresos	14.824	14.107	5%	
Margen de Contribución	4.006	4.338	-8%	
EBITDA	2.548	2.869	-11%	-15% ⁽¹⁾
EBIT	1.476	1.811	-18%	
Resultado financiero neto	(94)	(158)	41%	
Rdo. Neto Sdades. Método Participación	18	(35)	151%	
Impto. Sociedades	(302)	(296)	2%	
Resultado Neto Atribuible	1.085	1.305	-17%	-18% ⁽²⁾
Capex neto ⁽³⁾	472	515	-8%	

Evolución EBITDA :

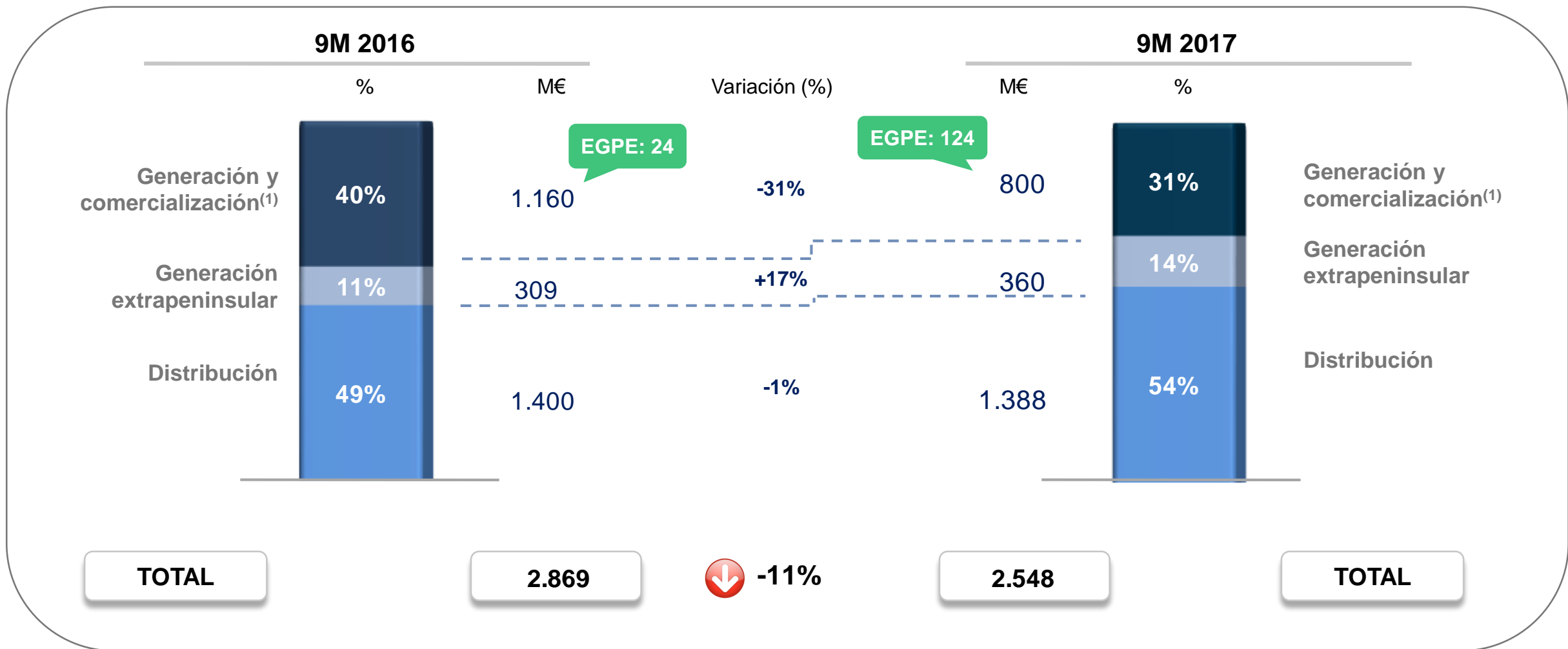
- (-) Negocio liberalizado de electricidad afectado por las difíciles condiciones de mercado
- (-) Negocio liberalizado de gas impactado por efecto MtM y erosión del margen ordinario
- (+) Contribución EGPE
- (+) Ejecución sentencia favorable sobre el bono social de 2015-2016
- (+) Liquidaciones positivas de ejercicios anteriores en generación extrapeninsular

(1) Sin considerar la contribución de EGPE en 9M 2017 (+124 M€), y en 3T 2016 (+24 M€)

(2) Sin considerar la contribución de EGPE en 9M 2017(+29 M€) and 9M 2016 (+12 M€)

(3) Inversiones financieras no incluidas (45 M €)

Desglose del EBITDA 9M 2017



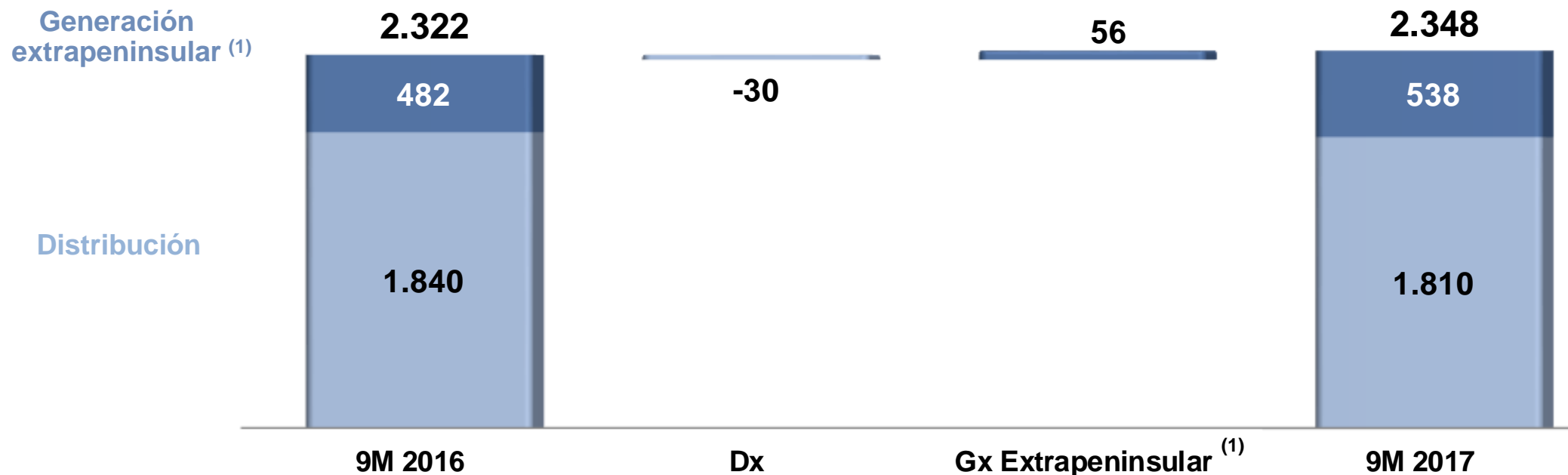
Negocio regulado

Evolución margen de contribución



M€

↑ +1%



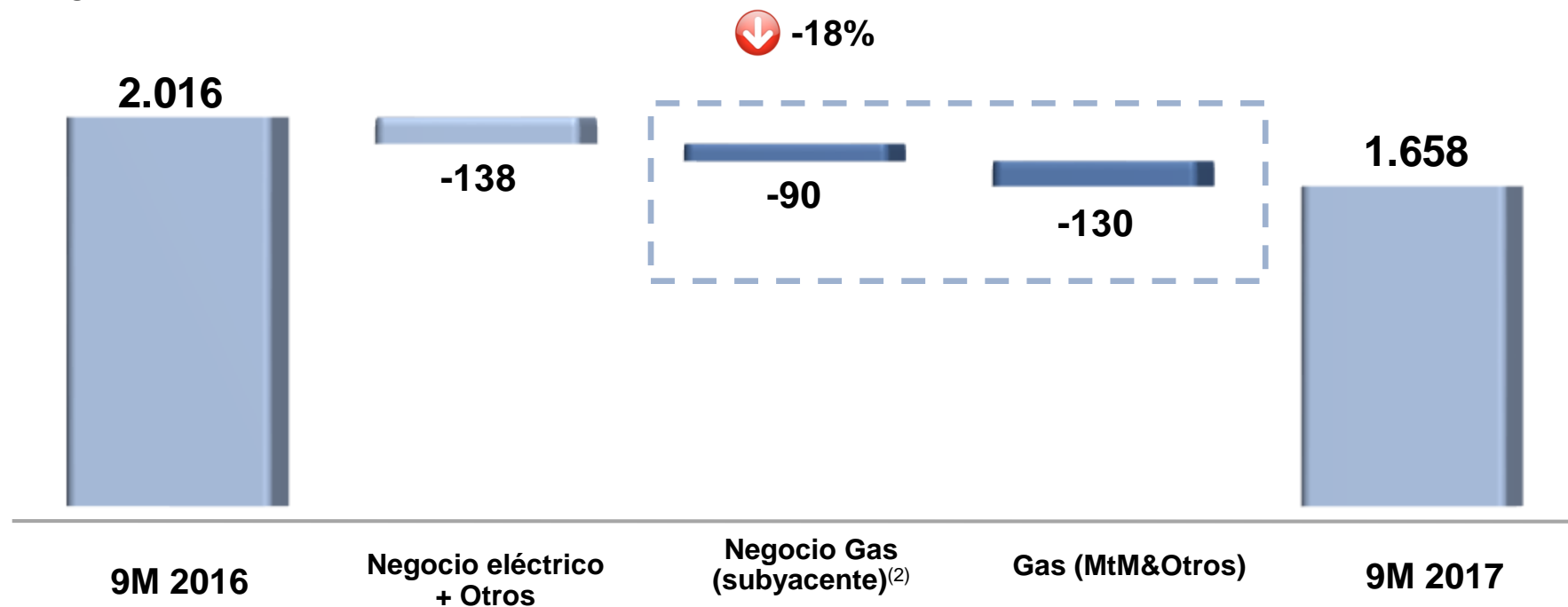
- Estabilidad del margen de contribución regulado, con la generación extrapeninsular favorecida por reliquidaciones de años anteriores

Negocio Liberalizado⁽¹⁾

Evolución margen de contribución



M€



- ↓ Menor margen unitario integrado en el negocio de electricidad liberalizado
- ↓ Negocio de Gas
- ↓ Sentencia favorable sobre el impuesto nuclear en Cataluña en 9M 2016 (-62 M€)
- ↓ Liquidaciones finales del carbón doméstico en 9M 2016 (-70 M€)

- ↑ Contribución EGPE (+152 M€)
- ↑ Bono social 2015-16 (+€142 M)

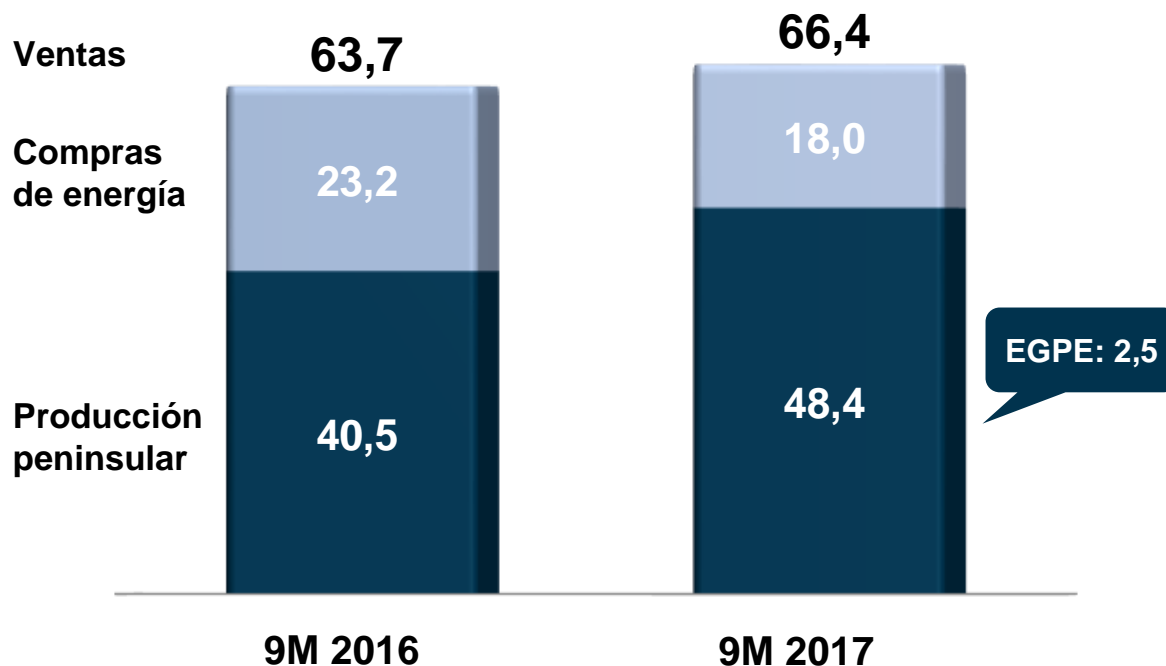
■ **Difíciles condiciones de mercado tanto en electricidad como en gas**

Negocio liberalizado

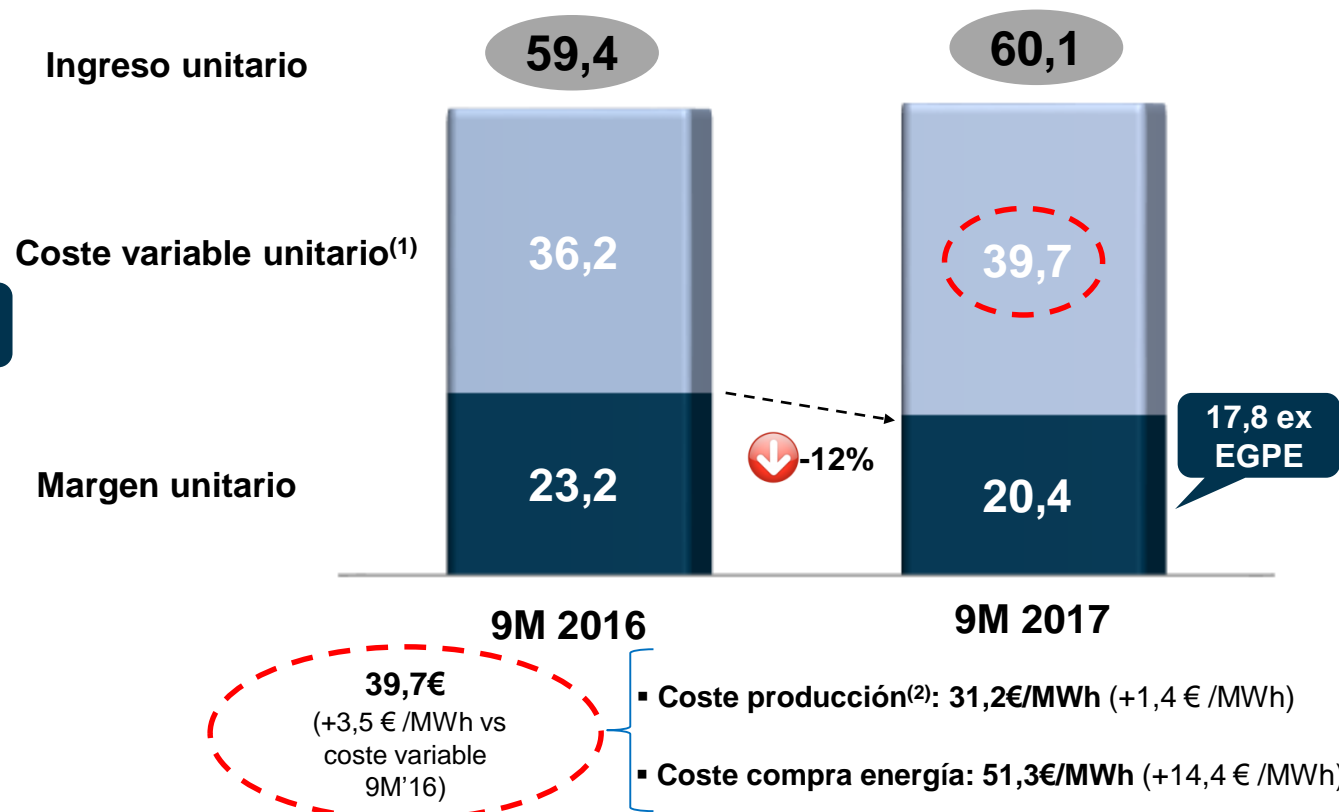
Gestión de la energía 9M 2017



Energía (TWh)



Desglose valores unitarios (€/MWh)

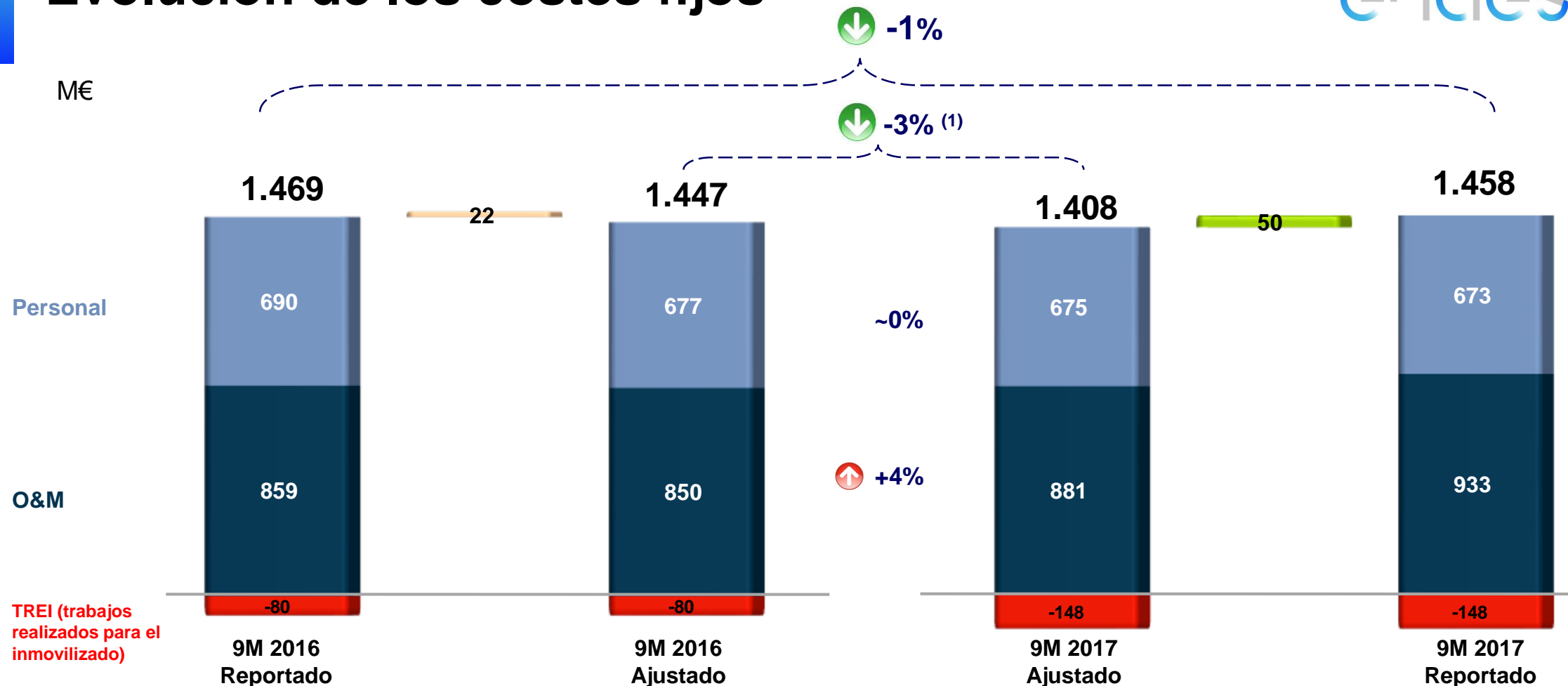


-12% margen eléctrico unitario (20,4€/MWh) por mayores costes variables

(1) Coste de producción + coste compra de energía + servicios complementarios

(2) Coste de producción = coste de combustible + CO₂ + impuestos Ley 15/2012

Evolución de los costes fijos



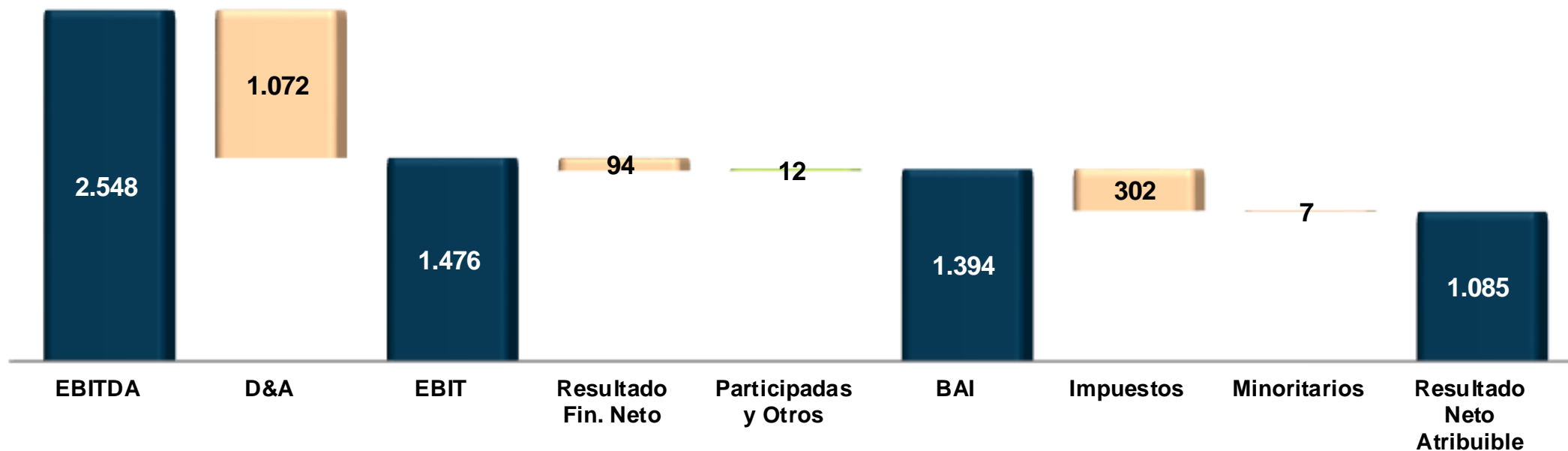
- Reducción del 3% de los costes fijos ajustados impulsada por las medidas de eficiencia implantadas en los últimos años (1)

(1) Incluye actualización provisiones expedientes de regulación de empleo y de acuerdos de suspensiones de contrato (16 M€ en 9M 2017 y 12 M€ en 9M 2016), provisiones indemnizaciones y riesgos de carácter laboral (-2M€ en 9M 2017 y 8 M€ en 9M 2016); perímetro EGPE [-12 M€ en personal en 9M 2017 y -3 M€ en 9M 2016]; -52 M€ en O&M en 9M 2017 y -9 M€ en 9M 2016] y provisión por acuerdos de suspensiones de contrato en el 3T 2016 (-30 M€)

De EBITDA a Resultado Neto



M€



9M 2016

Change (%)

2.869

-11%

-1.058

+1%

1.811

-18%

-158

-41%

-51

+124%

1.602

-13%

-296

+2%

-1

n/a

1.305

-17%

- (-) Incremento D&A por consolidación EGPE (-81 M€) compensado parcialmente por (+) extensión vida útil hidráulica y renovables (+57 M€)
- (+) Los gastos financieros netos disminuyen debido a la actualización de provisiones financieras (variación de +76 M€)
- (+) Resultado Sdades. método participación afectado positivamente por provisión por deterioro del 40% de EGPE en 9M 2016 (-72 M€)
- (-) Incremento de impuestos por reversión de provisión de impuestos diferidos registrada en el 3T16 derivado de la adquisición de EGPE (+81M€)

Análisis de la deuda financiera neta

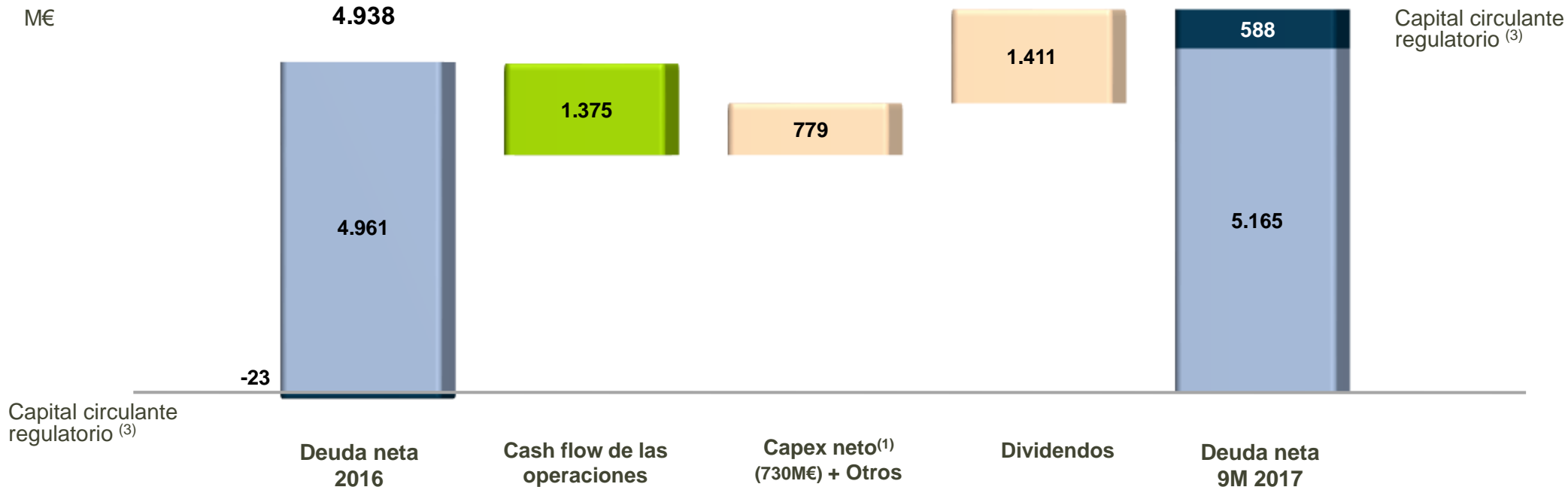
Evolución deuda financiera neta



Ratio Deuda Neta / EBITDA

1,4x

1,8x⁽²⁾



- Incremento deuda neta por normalización del capital circulante regulatorio
- Apalancamiento financiero saneado y elevada posición de liquidez

(1) Capex neto con criterio de caja
 (2) EBITDA de los últimos 12 meses

(3) Déficit peninsular y extrapeninsular

Índice



1. Claves del periodo y principales magnitudes financieras
2. Contexto de mercado 9M '17 y evolución de Endesa
3. Resultados financieros
- 4. Conclusiones**

Conclusiones

Contribución visible y estable del negocio regulado

Negocio liberalizado afectado positivamente por la ejecución de la sentencia del bono social

Contribución estratégica clave de EGPE respalda el desarrollo del negocio (adjudicados 879MW)

Reducción de los costes fijos como resultado de los planes de eficiencia ya implantados

En la senda de cumplimiento de los objetivos de EBITDA y Beneficio Neto

Garantizado un DPA bruto mínimo de 1,32 €/acción en 2017

Anexos

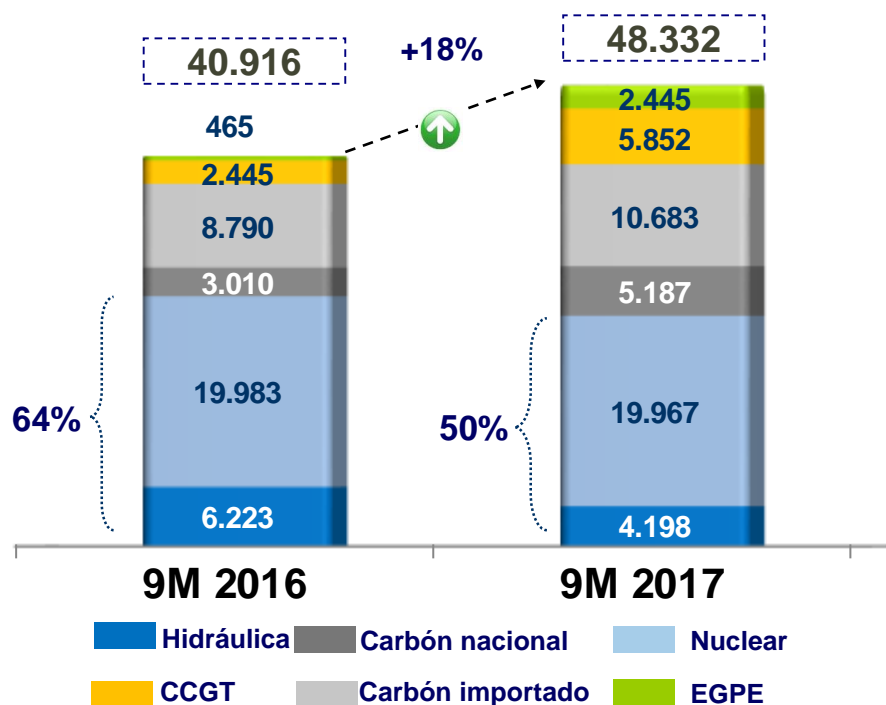
Endesa. Resultados 9M 2017

endesa

Potencia instalada y producción



Producción peninsular⁽¹⁾ (GWh)



▪ Incremento 52% de la producción térmica

▪ Hidráulica y nuclear representaron el 50%⁽³⁾ de la producción total (vs. 64% en 9M 2016)

Producción total (GWh)

GWh 9M2017

(y variación vs. 9M2016)

	Producción Total ⁽¹⁾	
Total	58.241	16%
Hidráulica	4.198	-33%
Nuclear	19.967	0%
Carbón	17.918	33%
Gas Natural	8.326	64%
Fuel-Oil	5.299	4%
Renovables	2.533	401% ⁽⁴⁾

Capacidad instalada total (gw)

GW a 9M2017

(y variación vs. 31 Dic 2016)

	Capacidad Instalada Total ⁽²⁾	
Total	22,7	0%
Hidráulica	4,7	0%
Nuclear	3,3	0%
Carbón	5,2	0%
Gas Natural	5,4	0%
Fuel-Oil	2,4	0%
Renovables	1,7	0%

(1) Producción en barras de central (Producción Bruta de los autoconsumos)

(2) Potencia Neta

(3) Incluida la producción de EGPE

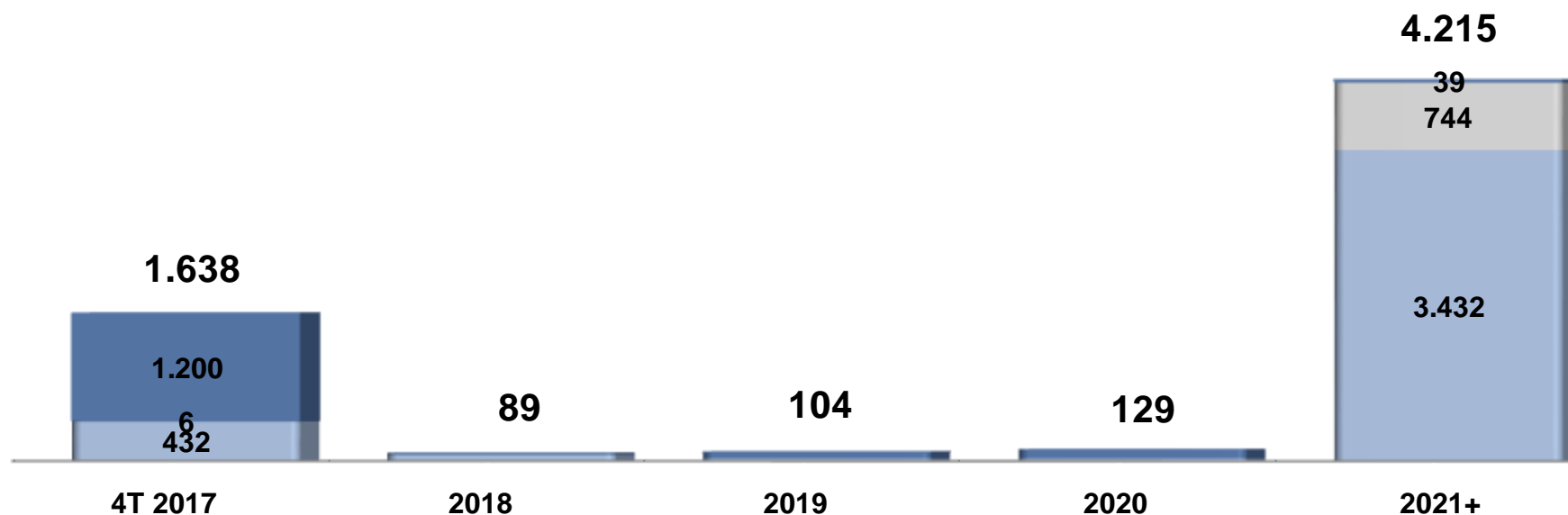
(4) Consolidación de la producción de EGPE desde el 27 de julio de 2016

Endesa: calendario de vencimientos deuda financiera



Saldo bruto de vencimientos pendientes a 30 Septiembre 2017: 6.175 M€⁽¹⁾

■ Deudas entidades de crédito ■ Otras deudas financieras ■ Obligaciones y otros valores negociables ⁽²⁾



La liquidez de Endesa cubre 29 meses de vencimientos

- Liquidez 3.503 M€
 - 427 M€ en caja
 - 3.076 M€ en líneas de crédito disponibles
- Vida media de la deuda: 5,7 años

(1) No incluye 13 millones de euros correspondientes a derivados financieros

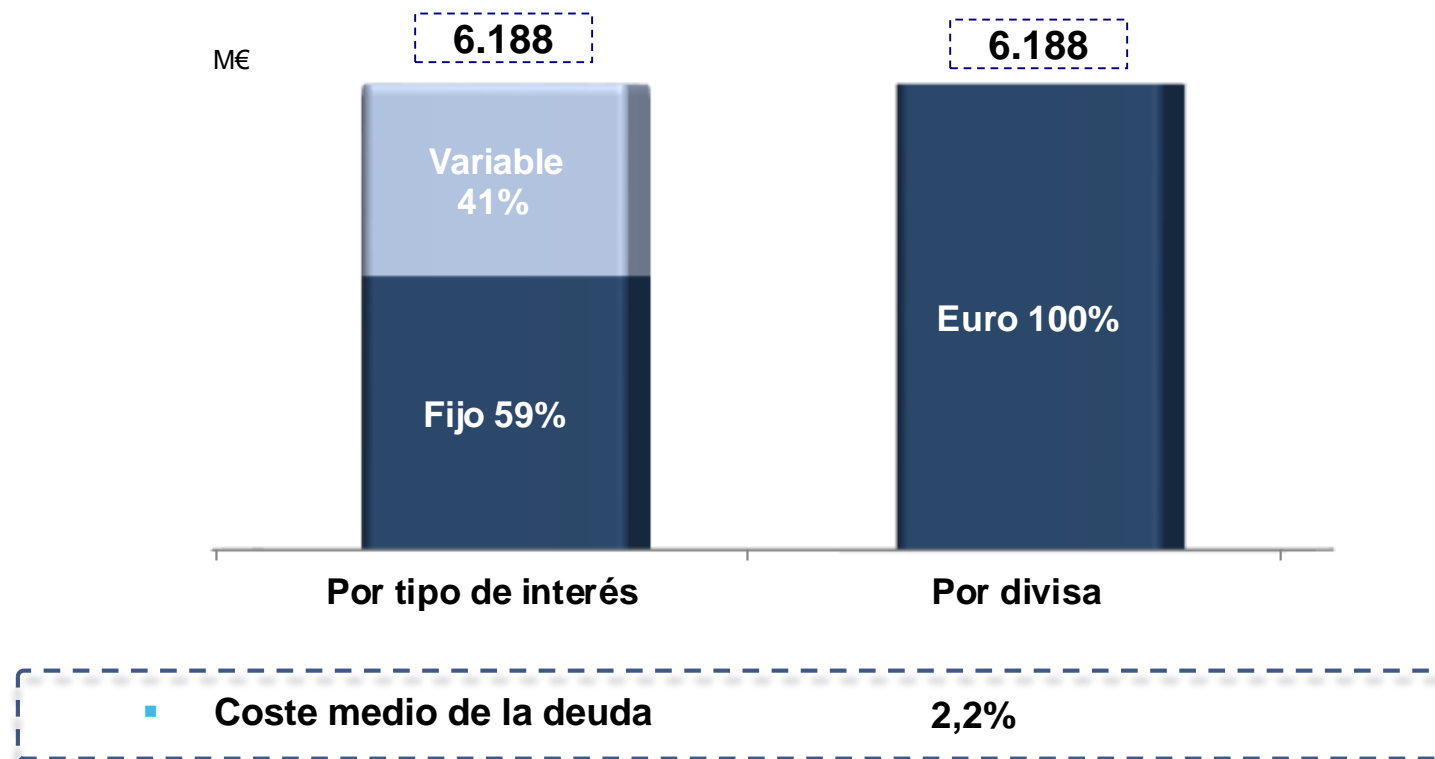
(2) Los pagarés se emiten respaldados por líneas de crédito a largo plazo y se van renovando regularmente

Estructura de la deuda financiera bruta

A 30 de Septiembre de 2017



Estructura de la deuda bruta de Endesa



Aprobación del nuevo mecanismo de tarifa social



Principales características⁽¹⁾

Beneficiarios

- Familias numerosas
- Pensionistas
- Cliente vulnerable (3 tipos) en base a criterios de renta
 - Cliente vulnerable
 - Cliente vulnerable severo
 - Cliente en riesgo de exclusión social

Beneficios

- Bonificación en la tarifa del 25% al 40% (100% en riesgo de exclusión)
- Límites de consumo por categoría

Interrupción de suministro

- Cliente vulnerable: 4 meses después de la emisión de la factura.
- Cliente vulnerable en riesgo de exclusión social: sin interrupción de suministro.

Procedimiento de financiación

- A cargo de todas las comercializadoras en función de su número de clientes.
- Endesa financia el 37,7% vs previo 41,16%
- Coste esperado por el Ministerio de Energía : ~245 M€/año

(1) De acuerdo con el RD 7/2016 (4 de Diciembre de 2016); RD 897/2017 y orden ETU 943/2017 (6 de Octubre de 2017)

Glosario de términos (I/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Coste medio de la deuda (%):	$(\text{Coste deuda financiera bruta}) / \text{Deuda financiera media bruta}: 99 \text{ M€} \times (365/273) / 6.088 \text{ M€} = 2,2\%$	4.1
Vida media de la deuda (nº de años)	$(\text{Principal} \times \text{número de días de vigencia}) / (\text{Principal Vigente al Cierre del Periodo} \times \text{Número Días del Periodo}): 35.351 / 6.169 = 5,7 \text{ años}$	4.1
Cash flow de las operaciones (M€)	Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación (1.375 M€)	4.2
Cobertura vencimientos de deuda (meses)	Periodo de vencimientos (nº meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible: 29 meses	4.1
Resultado bruto de explotación (M€)	$\text{Ingresos} (14.824 \text{ M€}) - \text{Aprovisionamientos y servicios} (10.818 \text{ M€}) + \text{Trabajos realizados por el Grupo para su activo} (148 \text{ M€}) - \text{gastos de personal} (673 \text{ M€}) - \text{Otros Gastos Fijos de Explotación} (933 \text{ M€}) = 2.548 \text{ M€}$	1.2
Resultado de explotación (M€)	$\text{Resultado bruto de explotación} (2.548 \text{ M€}) - \text{Depreciación y amortización} (1.072 \text{ M€}) = 1.476 \text{ M€}$	1.2
Costes fijos / Opex (M€)	$\text{Gastos de personal} (673 \text{ M€}) + \text{Otros gastos fijos de explotación} (933 \text{ M€}) - \text{Trabajos realizados por el Grupo para su activo} (148 \text{ M€}) = 1.458 \text{ M€}$	1.2.2
Margen de contribución (M€)	$\text{Ingresos} (14.824 \text{ M€}) - \text{Aprovisionamientos y servicios} (10.818 \text{ M€}) = 4.006 \text{ M€}$	1.2.2
Apalancamiento (veces)	$\text{Deuda financiera neta} (5.753 \text{ M€}) / \text{Resultados bruto de explotación} (563 \text{ M€ en 4Q 2016} + 2.548 \text{ M€ en 9M 17}) = 1,8x$	n/a
Inversión neta (M€)	$\text{Inversiones brutas materiales} (500 \text{ M€}) + \text{inmateriales} (87 \text{ M€}) - \text{activos cedidos por clientes y subvenciones} (115 \text{ M€}) = 472 \text{ M€}$	4.3

Glosario de términos(II/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Deuda financiera neta (M€)	Deuda financiera a largo y corto plazo (4.481 M€ + 1.707 M€) - Caja y otros medios líquidos equivalentes (427 M€) – Derivados reconocidos como activos financieros (8 M€) = 5.753 M€	4.1
Resultado financiero neto (M€)	Ingreso financiero (39 M€) - Gasto financiero (135 M€) + Diferencias de cambio netas (2 M€) = 94 M€	1.2.3
Capital circulante regulatorio (M€)	Parte del capital circulante relacionado con los saldos de las liquidaciones de la CNMC = 588 M€	4.1 y 4.2
Ingresos (M€)	Ventas (14.449 M€) + Otros ingresos de explotación (375 M€) = 14.824 M€	1.2.1
Ingreso unitario (€/MWh)	Ingresos obtenidos de (i) vender electricidad en el mercado eléctrico liberalizado de España y Portugal, (ii) servicios complementarios y pagos por capacidad, e (iii) incentivos a la generación renovable. Todo lo anterior dividido por las ventas físicas en el mercado eléctrico liberalizado de España y Portugal. (3.994 M€ / 66,4 TWh = 60,1 €/MWh)	n/a
Coste variable unitario (€/MWh)	(I) Coste de producir electricidad en régimen ordinario en España peninsular(dividido por la electricidad generada) + (ii) coste relacionado con las compras de energía para atender las ventas de electricidad en el mercado eléctrico liberalizado de España y Portugal (dividido por las ventas físicas que no se han cubierto con la generación propia) (2.640 M€ / 66,4 TWh = 39,7 €/MWh)	n/a
Coste de producción (€/MWh)	i) Coste de combustible y CO2 en el régimen ordinario en España peninsular y Portugal; ii) impuestos relativos a la generación peninsular. Todo dividido por la generación en España peninsular y Portugal (1.513 M€ / 48,4 TWh = 31,2 €/MWh)	n/a
Coste de compra de energía (€/MWh)	Coste de las compras de energía para atender las ventas de electricidad en el mercado eléctrico liberalizado de Iberia dividido por la energía comprada (923 M€ / 18 TWh = 51,3 €/MWh)	n/a
Margen unitario integrado (€/MWh)	Ingreso unitario – Coste variable unitario (60,1 €/MWh – 39,7 €/MWh = 20,4 €/MWh)	n/a

Disclaimer



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; variaciones de la producción eléctrica de las distintas tecnologías, así como de cuota de mercado; variaciones esperadas 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; variaciones previstas de capacidad de 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, commodities, contrapartes, 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 de las materias primas y de los derechos de emisión necesarios para operar nuestro negocio en los niveles deseados.

Para estas afirmaciones, ENDESA se ampara en la protección otorgada por Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América para los “forward-looking statements”.

Los siguientes 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; factores relativos a la liquidez y financiación; factores operacionales; factores estratégicos y regulatorios, legales, fiscales, medioambientales, gubernamentales y políticos; factores reputacionales; y factores comerciales o transaccionales.

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 de la información regulada de ENDESA registrada 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 consideración sea requerida por ley.