



Endesa. Resultados 2018

26 de Febrero de 2019



endesa

Claves del periodo



Los resultados de 2018 superan las previsiones: El EBITDA aumentó un +2% (EBITDA ajustado +12%)

Esfuerzo continuo en eficiencia

Crecimiento del Resultado Neto Ordinario⁽¹⁾ (+4%)

Se propone el pago de un DPA bruto de 1,427€, un 3% más que en 2017

Descarbonización



Redes inteligentes



Valor del cliente



Eficiencia a través de la digitalización



(1) Resultado neto comunicado - Resultado neto por enajenación de activos no financieros (más de 10 MME) - Resultado neto por deterioro de activos no financieros (más de 10 MME) = 1.417 MME - 25 MME + 119 MME = 1.511 MME

Cumplimiento de los objetivos financieros



	2018	Objetivo 2018 ⁽¹⁾	2017	Δ Variación
EBITDA (miles MM€)	3,6	3,5	3,5	+2%
Resultado Neto Atribuible (miles MM€)	1,4	1,4	1,5	-3%
Resultado Neto Ordinario (miles MM€) ⁽²⁾	1,5	1,4	1,5	+4%
DPA Bruto (€/acc.)	1,427 ⁽³⁾	1,33 ⁽⁴⁾	1,382	+3%
Capex neto (miles MM€) ⁽⁵⁾	1,3	1,3	0,9	+39%
Flujo de Caja Libre (miles MM€) ⁽⁶⁾	0,9	0,9 ⁽⁷⁾	1,3	-31%

(1) Plan Estratégico 2018-2020. Objetivo de EBITDA actualizado en la Presentación de Resultados 9M2018.

(2) Resultado neto atribuible - Resultado neto por enajenación de activos no financieros (más de 10 millones de euros) - Resultado neto por deterioro de activos no financieros (más de 10 MM €) = 1.417 MM€ - 25 MM€ + 119 MM€ = 1.511 MM€

(3) Propuesta de DPA bruto pendiente de aprobación por la Junta General de Accionistas

(4) DPA mínimo de 2018

(5) No incluye inversiones financieras (36 M€ en 2018 y 64 M€ en 2017). No incluye las combinaciones de negocios realizadas durante el ejercicio.

(6) Flujo de caja de las operaciones (2.420 MM€) - Variación neta de activos materiales e inmateriales (1.417 MM€) + Subvenciones y otros ingresos diferidos (86 MM€) - Variación neta de otras inversiones (180 MM€)

(7) Representa 1/3 del Flujo de Caja Libre acumulado considerado en el Plan estratégico 2018-2020 (2,7 miles MM€).

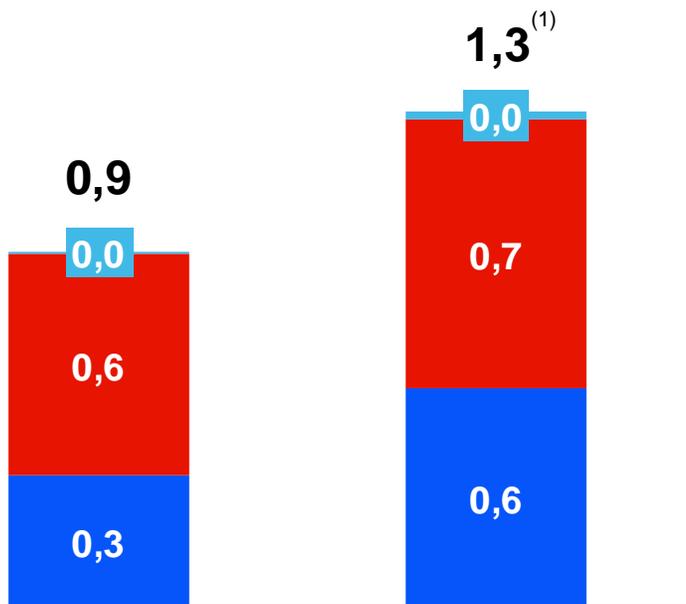
Desglose del Capex 2018

Miles MM€



Capex neto por naturaleza

↑ ~+40%

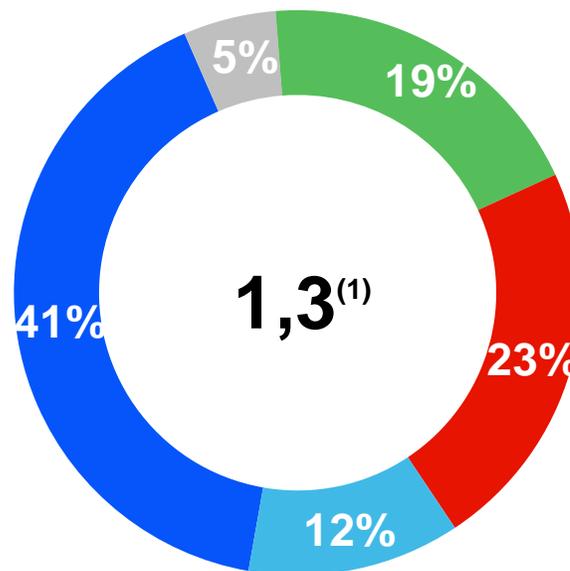


2017

2018

- Clientes
- Gestión de activos
- Desarrollo de activos

Capex neto por negocio



- Distribución
- Generación peninsular
- Generación extrapeninsular
- EGPE
- Comercialización

Incremento del ~40% en el capex neto

Se ha duplicado el capex para desarrollo de activos respecto a 2017

Las energías renovables como motor de crecimiento (~250 MM€)⁽²⁾

342 MM€ de Capex Digital

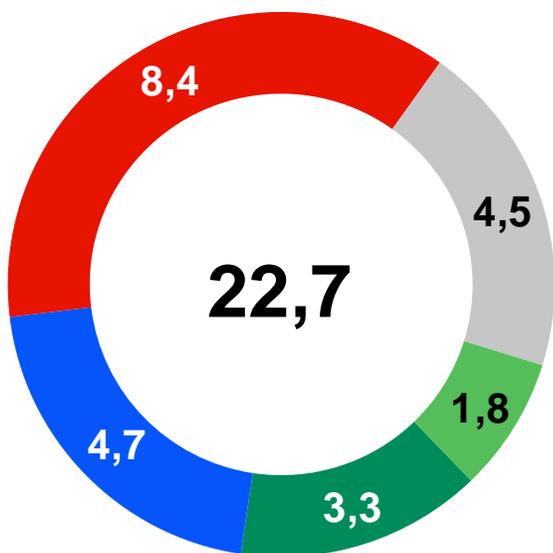
⁽¹⁾ Capex bruto material e inmaterial (1.434 MM€) - activos procedentes de las aportaciones de clientes, subvenciones y otros (160 MM€)

⁽²⁾ Incluye capex en generación hidroeléctrica

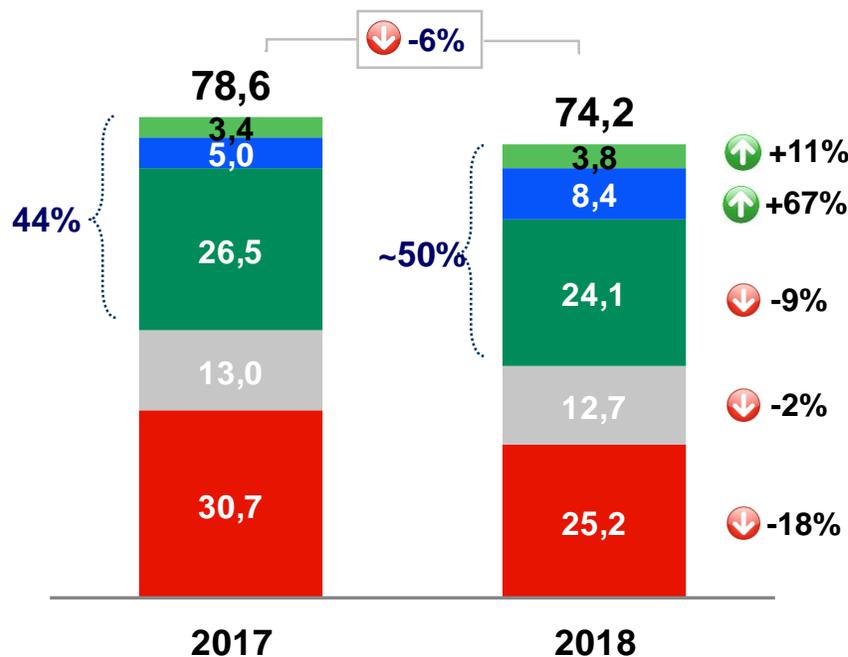
Descarbonización



Capacidad Instalada (GW)



Producción⁽¹⁾ (TWh)



■ Peninsular (térmica)
 ■ Extrapeninsular (regulada)
 ■ Nuclear
 ■ Hidroeléctrica
 ■ EGPE⁽²⁾

+8% Capacidad renovable (+132 MW Gestinver)

Generación libre de CO2: alrededor del 50% de la producción total

Reducción de las emisiones específicas de CO2 en un 5%

Primer préstamo verde del BEI

Previsto entrada 879 MW eólicos y solares (subastas de 2017) para finales de 2019

Avanzando en la descarbonización del mix de generación

(1) Energía en barras de central.

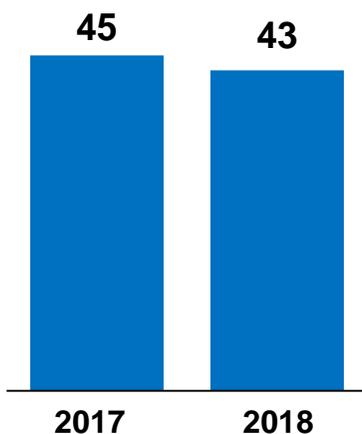
(2) Incluye 118 GWh extrapeninsular en 2018 (40 MW) frente a 106 GWh en 2017 (40 MW)

Redes inteligentes



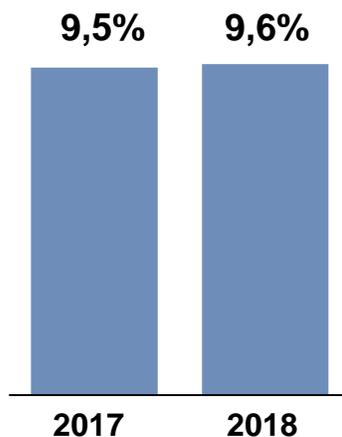
OPEX, €/cliente

↓ -4%



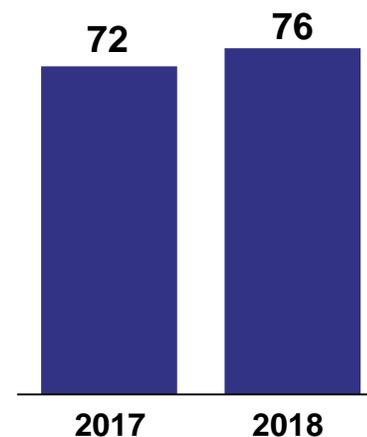
Pérdidas⁽¹⁾, %

↑ 0,1 pp



Minutos de interrupción⁽²⁾

↑ +5%



Esfuerzo continuo en la digitalización de las redes con implantación completa de contadores inteligentes

Mejora de eficiencias

Mayor actividad y fenómenos meteorológicos adversos

Mayor visibilidad regulatoria

Digitalización de las redes como impulsor de las eficiencias

(1) Criterio OS

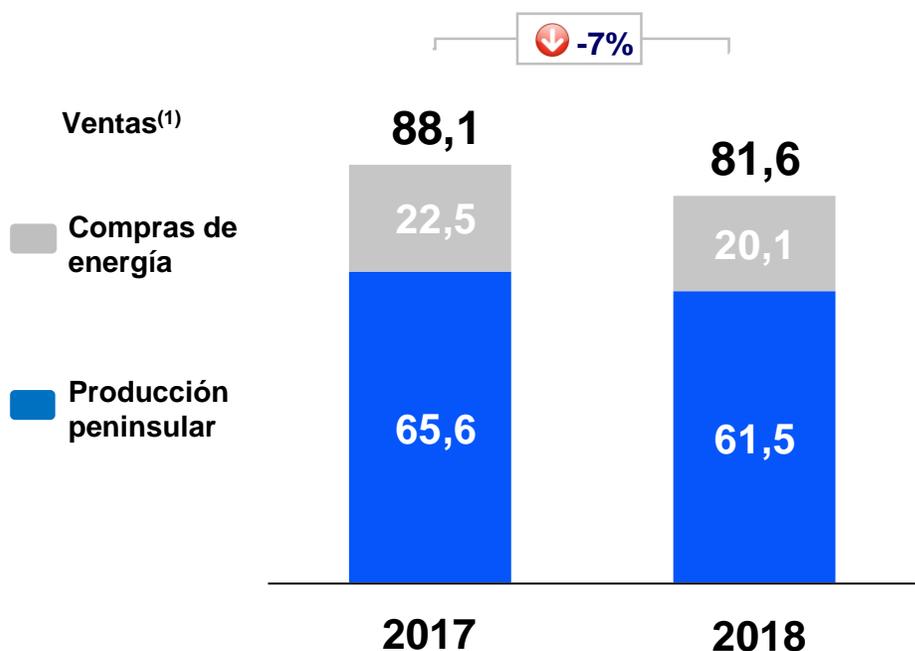
(2) Propio + Programado + Transporte (Criterio regulatorio) minutos de interrupción

Valor del cliente

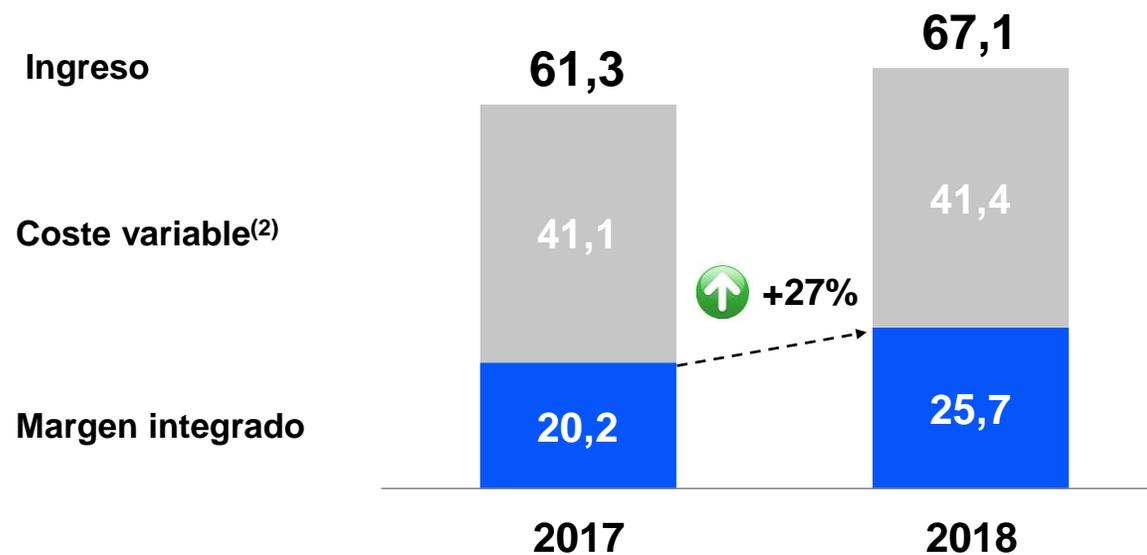
Ventas de electricidad y gestión de la energía



Gestión de energía (TWh)



Margen unitario integrado (€/MWh)



Sólido crecimiento del margen integrado de la electricidad

(1) El total de ventas liberalizadas excluye las ventas internacionales y el PVPC, no consideradas en el margen integrado.

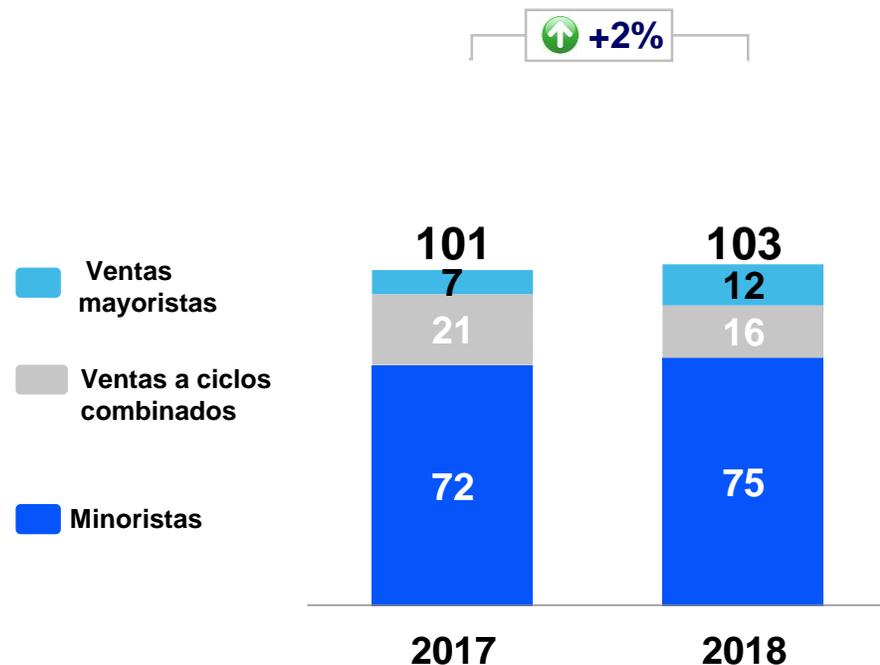
(2) Coste de producción + coste de compra de energía + servicios auxiliares

Valor del cliente

Principales magnitudes operativas de Gas



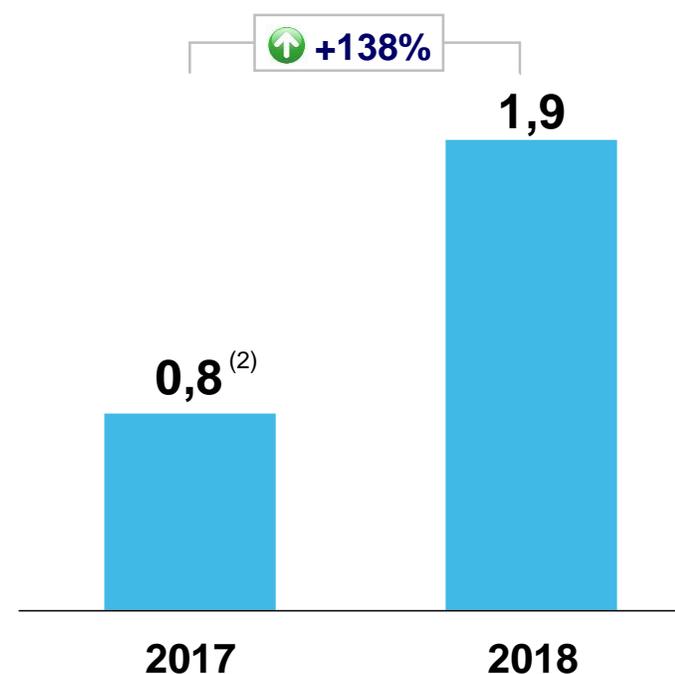
Ventas totales (TWh)



Número de clientes de gas (miles)

1.560 ↑ +3% 1.604

Margen unitario minorista de gas⁽¹⁾ (€/MWh)



Recuperación sustancial de las condiciones del mercado de gas

(1) El margen unitario minorista no incluye el negocio mayorista ni las ventas a Ciclos Combinados.

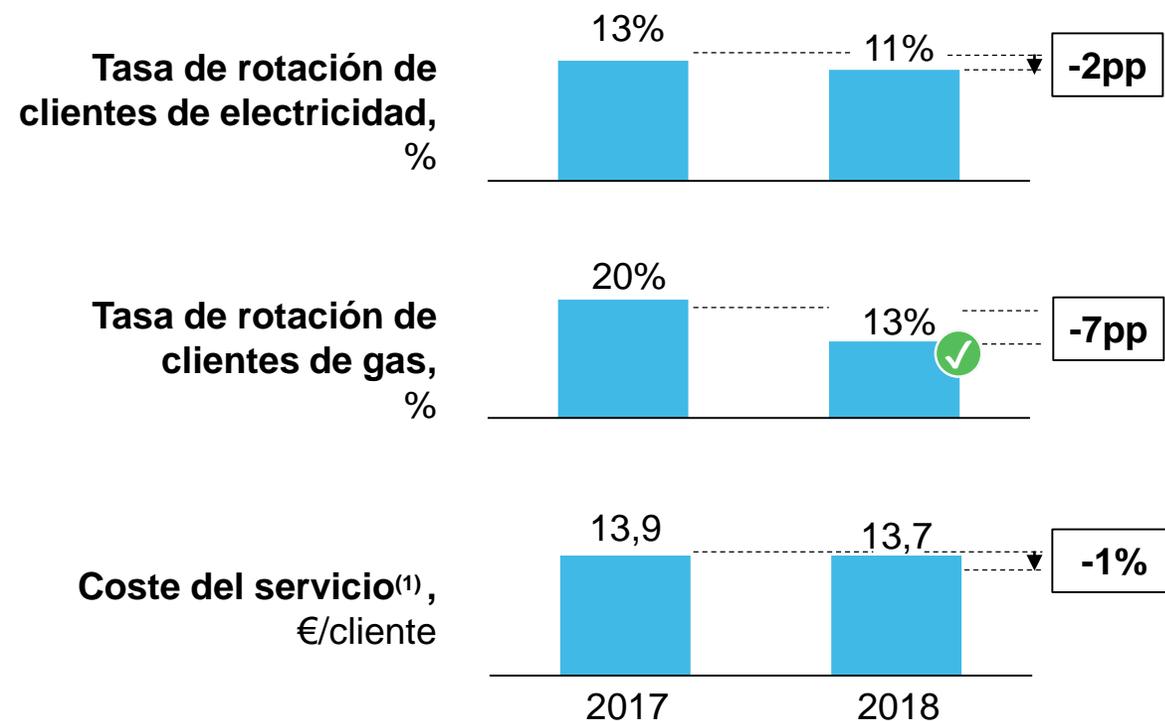
(2) Excluidos -49 MM€ de ajustes (35 MM€ en MtM y otros y 14 MM€ en Argelia por fuerza mayor).

Valor del cliente

Mejorando la eficiencia y la digitalización

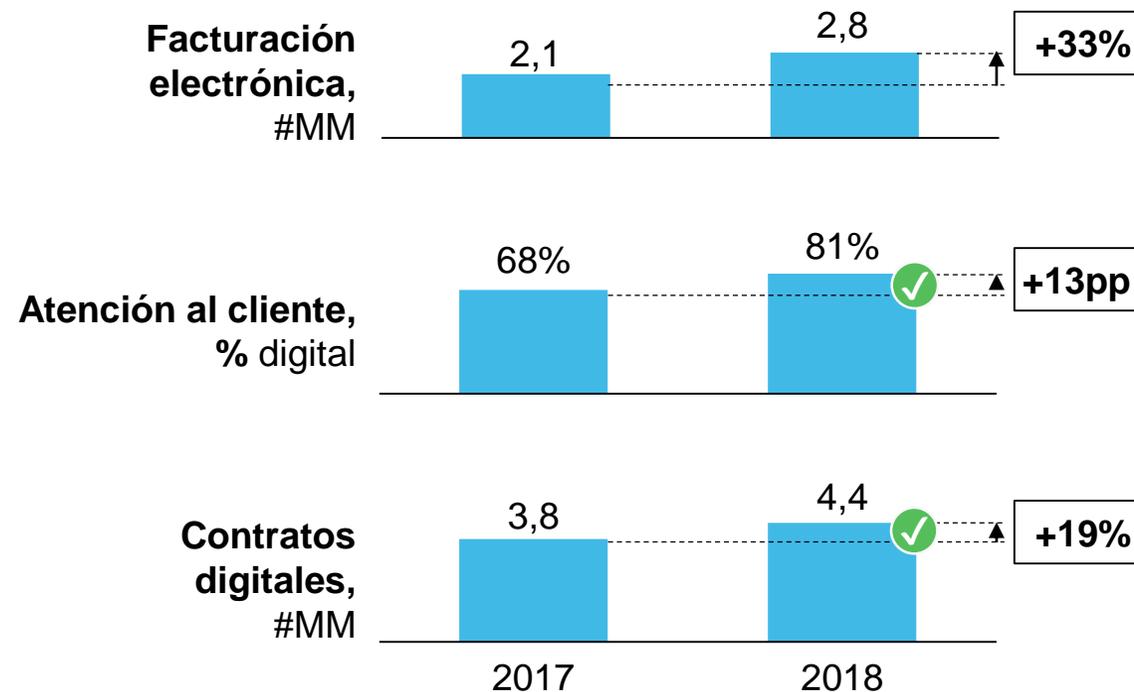


Indicadores del negocio



✓ Por encima de las expectativas

KPIs digitales⁽¹⁾



Continua mejora de los KPIs de negocio y digitales

Valor del cliente

Cumplimiento de Endesa X



Principales KPIs

 e-Home	Clientes de mantenimiento y reparación, (Millones)	2017 2,0	2018 2,1
 e-Industries	Infraestructuras de energía, (Miles)	2017 1,1	2018 1,1
 e-City	Puntos de luz públicos, (Miles)	2017 95	2018 95
 e-Mobility	Puntos de recarga, (Miles)	2017 1,3	2018 2,4

Principales magnitudes

Negocios tradicionales

- Mejora de la propuesta de valor en e-Home y e-Industries como núcleo de negocio de Endesa X
- ~95% del margen bruto total

Negocios innovadores

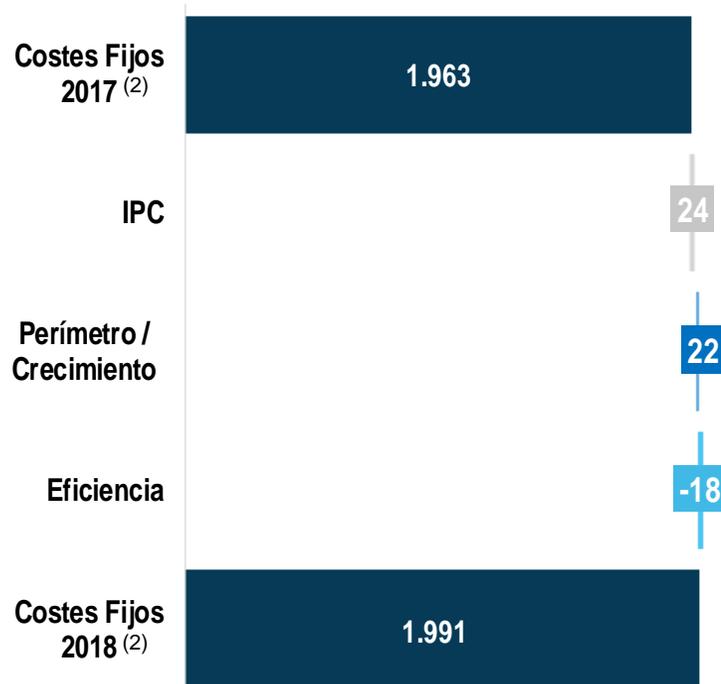
- E-City: Soluciones integrales en eficiencia energética: Vitoria 42 edificios públicos.
- Acuerdo con Saba para el despliegue de hasta 400 puntos de recarga pública.
- Actualmente opera en 36 aparcamientos en 14 ciudades de España.

Consolidando los negocios existentes y avanzando en modelos de negocio innovadores

Eficiencia a través de la digitalización

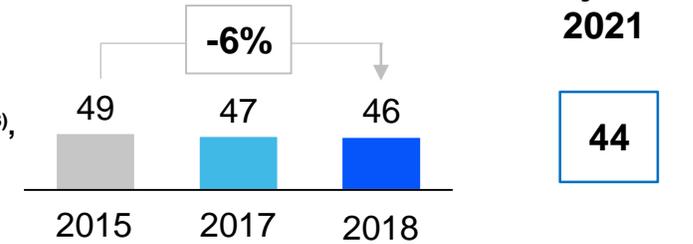


Evolución del Opex⁽¹⁾ (MM€)



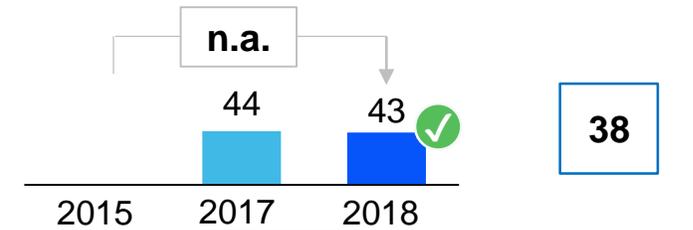
Generación

Coste unitario⁽³⁾, Miles €/MW



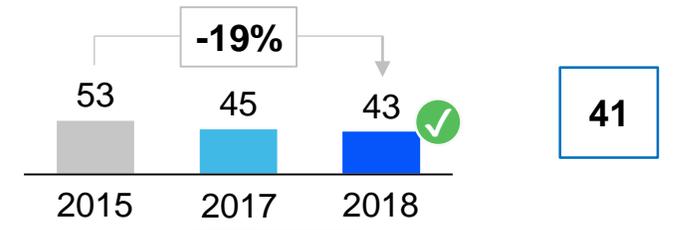
EGPE

Coste fijo, Miles €/MW



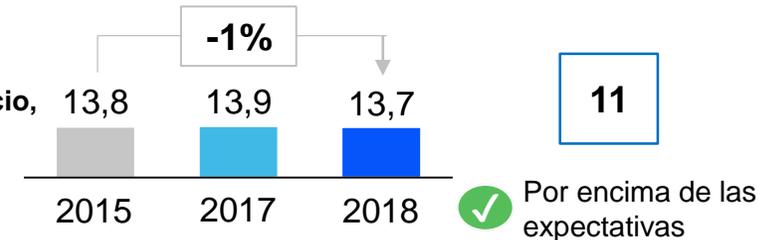
Distribución

Coste unitario, €/cliente



Comercialización

Coste del servicio, €/cliente



Enfoque continuo en la eficiencia

(1) Costes fijos totales de Opex en términos nominales (netos de capitalizaciones)

(2) No incluye gastos no recurrentes

(3) Incluye hidráulica y tasas corporativas

Nuestro compromiso con los ODS y el Capital Humano



Involucración con comunidades locales 2018 ⁽¹⁾

	Educación de alta calidad, inclusiva y justa (<i>miles beneficiarios</i>)	121
	Acceso a energía limpia y asequible (<i>miles beneficiarios</i>)	1.221
	Empleo y crecimiento económico sostenible e inclusivo (<i>miles beneficiarios</i>)	379

Cambio climático 2018

	Emisiones específicas de CO2 (<i>gCO2/kWh</i>)	418
--	--	-----

Innovación e infraestructura/Ciudades sostenibles 2018

	Contadores inteligentes (<i>MM</i>)	11,8
	Capex de digitalización (<i>MME</i>)	342
	Puntos de recarga ⁽²⁾ (#)	164



Nuestra gente 2018

Atracción y retención de talento

Encuesta corporativa de clima

100% de las personas involucradas
71% de las personas participantes

Diversidad

Aplicación de la política de diversidad e inclusión

32% de mujeres en nuevas contrataciones

Conciliación de la vida laboral y personal

Empleados que se benefician de al menos una medida de conciliación de la vida laboral y personal

2.742

Formación

Favorecer la difusión de habilidades digitales entre las personas con las que trabajamos

100% de las personas involucradas en la formación de habilidades digitales

(1) Cifras acumuladas desde 2015

(2) Puntos de recarga públicos instalados



Resultados consolidados 2018

Resultados financieros

Resultados consolidados 2018

Principales magnitudes financieras (MM€)



	2018	2017	Δ Variación
Ingresos	20.195	20.057	+1%
Margen de Contribución	5.628	5.488	+3%
EBITDA	3.627	3.542	+2%
EBIT	1.919	2.031	-6%
Resultado Neto Atribuible	1.417	1.463	-3%
Resultado Neto Ordinario⁽¹⁾	1.511	1.452	+4%
Capex Neto ⁽²⁾	1.274	918	+39%
Deuda neta	5.770	4.985	+16%
Flujo de Caja Libre ⁽³⁾	909	1.309	-31%

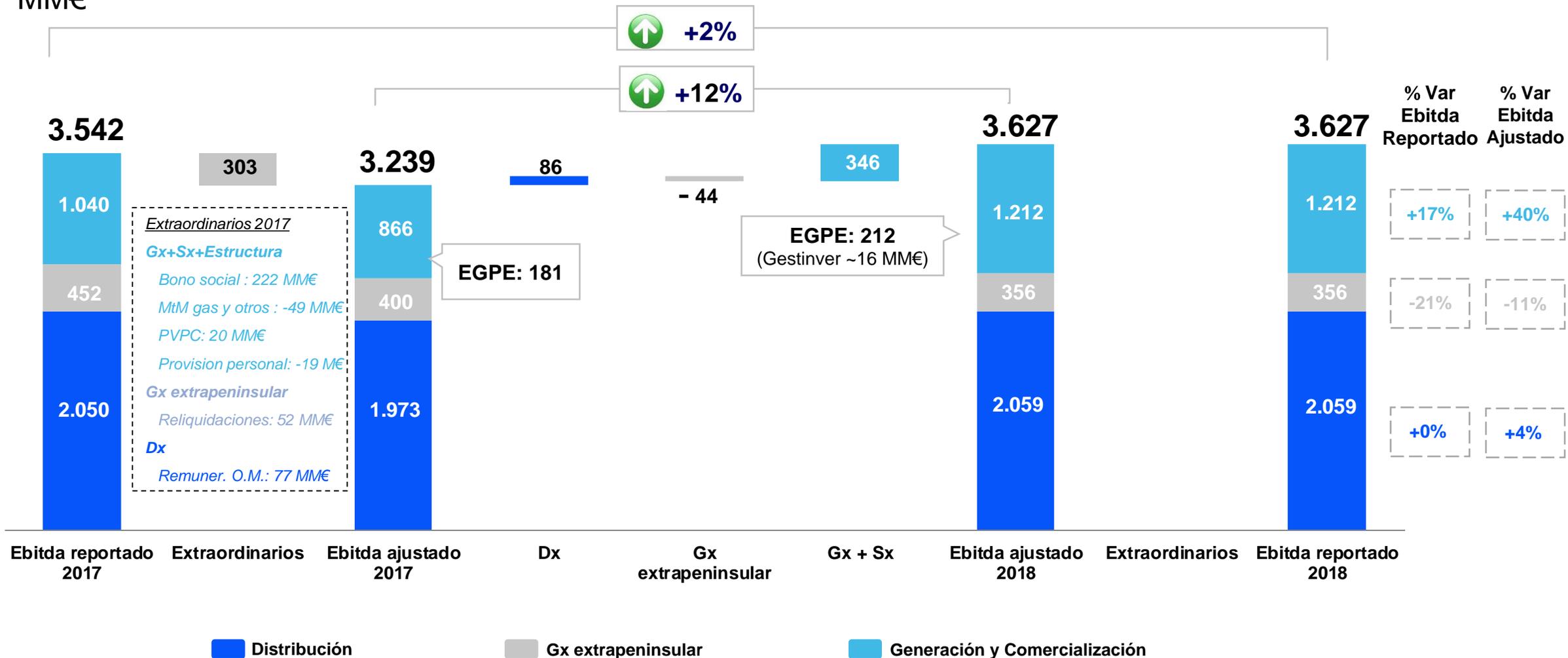
(1) Resultado neto atribuible - Resultado neto por enajenación de activos no financieros (más de 10 MM€) - Resultado neto por deterioro de activos no financieros (más de 10 MM€) = 1.417 MM€ - 25 MM€ + 119 MM€ = 1.511 MM€

(2) No incluye inversiones financieras (36 MM€ en 2018 y 64 MM€ en 2017). No incluye las combinaciones de negocios realizadas durante el ejercicio.

(3) Flujo de caja de las operaciones (2.420 MM€) - Variación neta de activos materiales e inmateriales (1.417 MM€) + Subvenciones y otros ingresos diferidos (86 MM€) - Variación neta de otras inversiones (180 MM€)

Evolución del EBITDA

MM€



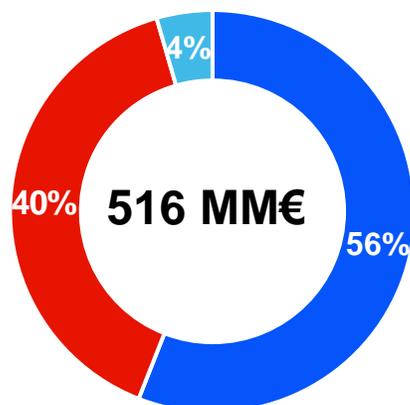
Negocio regulado

MM€

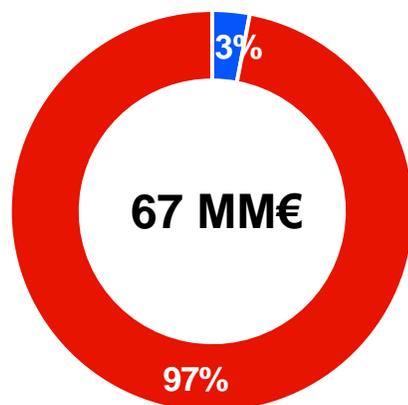


Capex neto⁽¹⁾

Distribución



Extrapeninsular



Ebitda ajustado⁽²⁾

↑ +2%

2.373

400

1.973

2017

2.415

356

2.059

2018

Margen regulado: 3.194 MM€ (+1%)

- Margen Dx : 2.583 MM€ (+3%)
- Margen extrapeninsular: 611 MM€ (-5%)

Costes fijos ajustados:
779 MM€ (-0,4%)



Aumento del EBITDA regulado impulsado por el negocio de Distribución

(1) No incluye inversiones financieras. No incluye las combinaciones de negocios realizadas durante el ejercicio.

(2) Extraordinarios 2017: 52 MM€ reliquidaciones extrapeninsulares y 77 MM€ remuneración Orden Ministerial en Distribución

Negocio Liberalizado⁽¹⁾

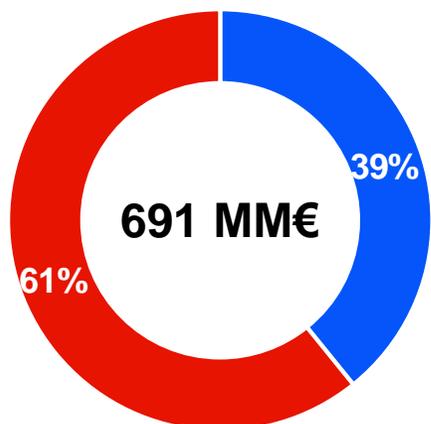
MM€



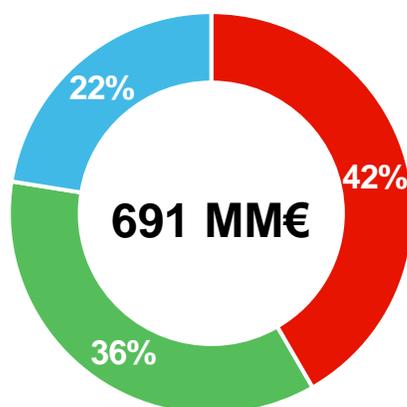
Capex neto⁽²⁾

Ebitda ajustado⁽³⁾

Por tipo



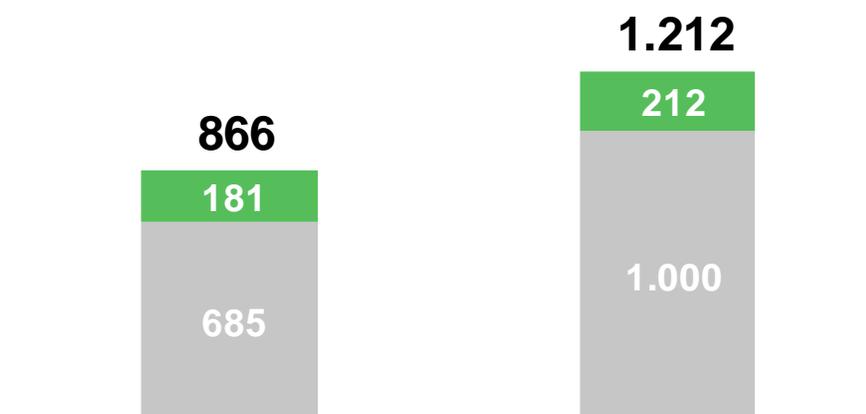
Por negocio



- Gestión de activos
- Desarrollo de activos

- Generación peninsular + otros
- EGPE⁽⁴⁾
- Comercialización

↑ +40%



2017

2018

Negocio liberalizado (ex EGPE)

EGPE

Margen liberalizado: 2.434 MM€ (+21%)

- Margen de electricidad y otros: 2.178 MM€ (+18%)
- Margen de gas: 138 MM€ (+145%)
- Margen Endesa X: 118 MM€ (+13%)

Costes fijos ajustados: 1.222 MM € (+7%)

Recuperación en los negocios de electricidad y gas

(1) Las cifras de negocio liberalizadas incluyen el negocio de Generación y Comercialización, Estructura Corporativa, Servicios y Ajustes, y no incluyen la generación extrapeninsular.

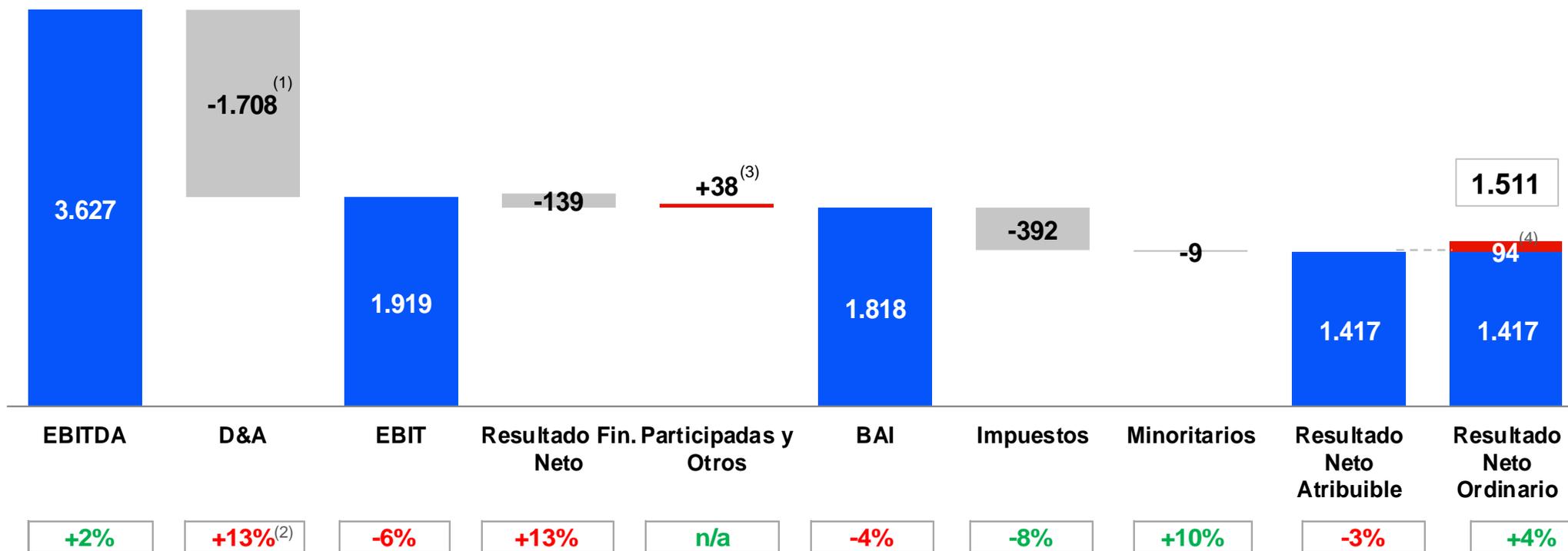
(2) Inversiones financieras no incluidas. No incluye las combinaciones de negocios realizadas durante el ejercicio.

(3) Extraordinarios 2017: 222 MM€ tarifa social, -49 MM€ gas (MtM gas y otros -35 MM€ y fuerza mayor en Argelia -14 MM€), 20 MM€ de refacturación del PVPC y -19 M€ provisión de personal

(4) Incluye capex en generación hidroeléctrica

De EBITDA a Resultado Neto Ordinario

MM€



(1) D&A 2018 incluye 158 MM€ por pérdidas por deterioro de Alcudia, y 54 MM€ como consecuencia de la implantación de la NIIF 15

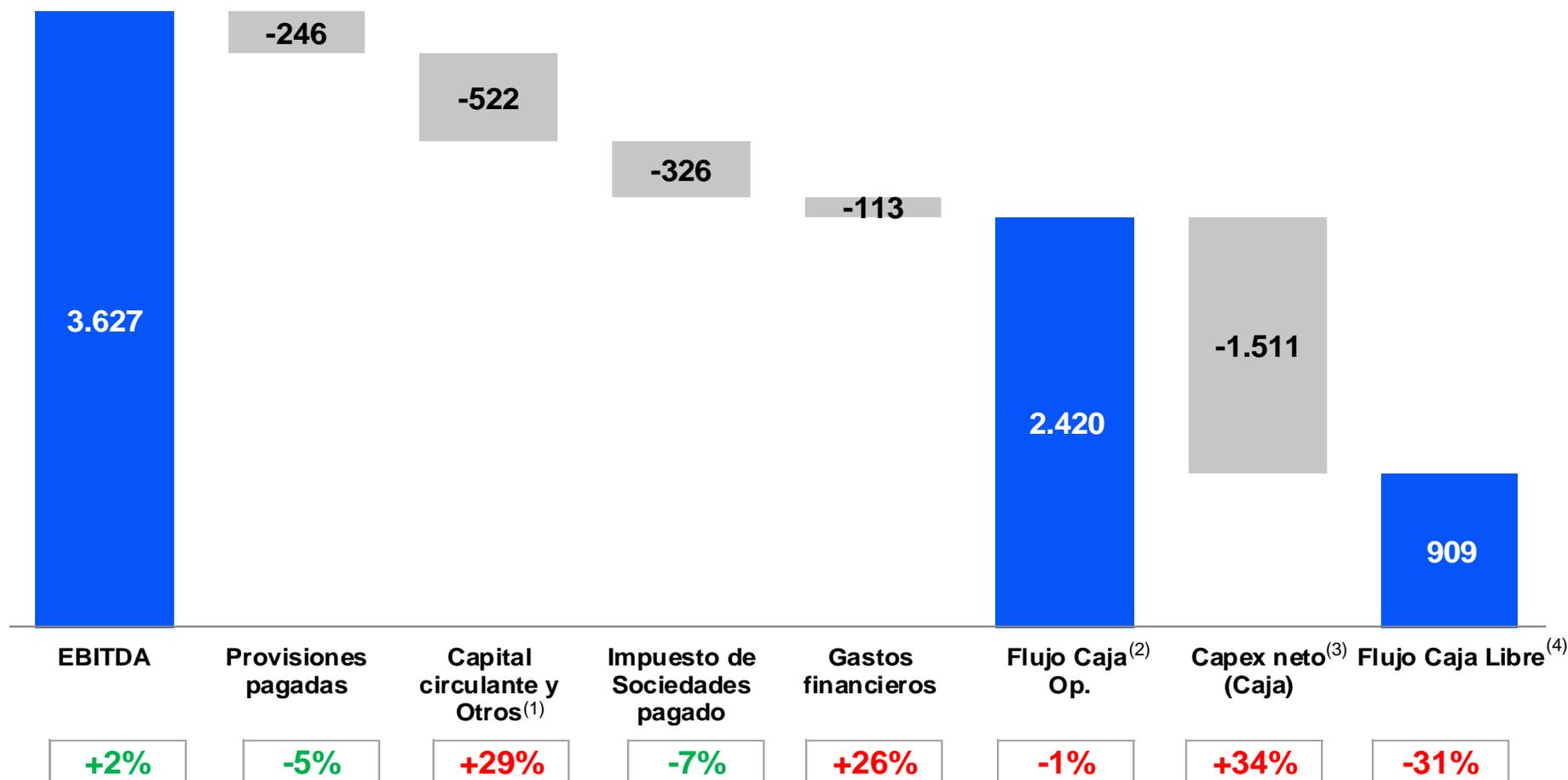
(2) D&A 2017 incluye una reversión de provisión de 14 MM€.

(3) La cifra de "Sociedades participadas y otros" en 2017 incluía provisiones por Nuclenor

(4) Resultado neto por enajenación de activos no financieros superiores a 10 MM€ (-25 MM€ en 2018) - Resultado neto por deterioro de activos no financieros superiores a 10 MM€ (+119 MM€ en 2018).

Flujo de Caja

MM€



Variación (%)

(1) Capital circulante + Partidas regulatorias

(2) Flujo de Caja Neto de las Operaciones (FCO)

(3) Capex basado en el criterio de caja. Incluye 17 MM€ para la ampliación de capital de Nuclenor

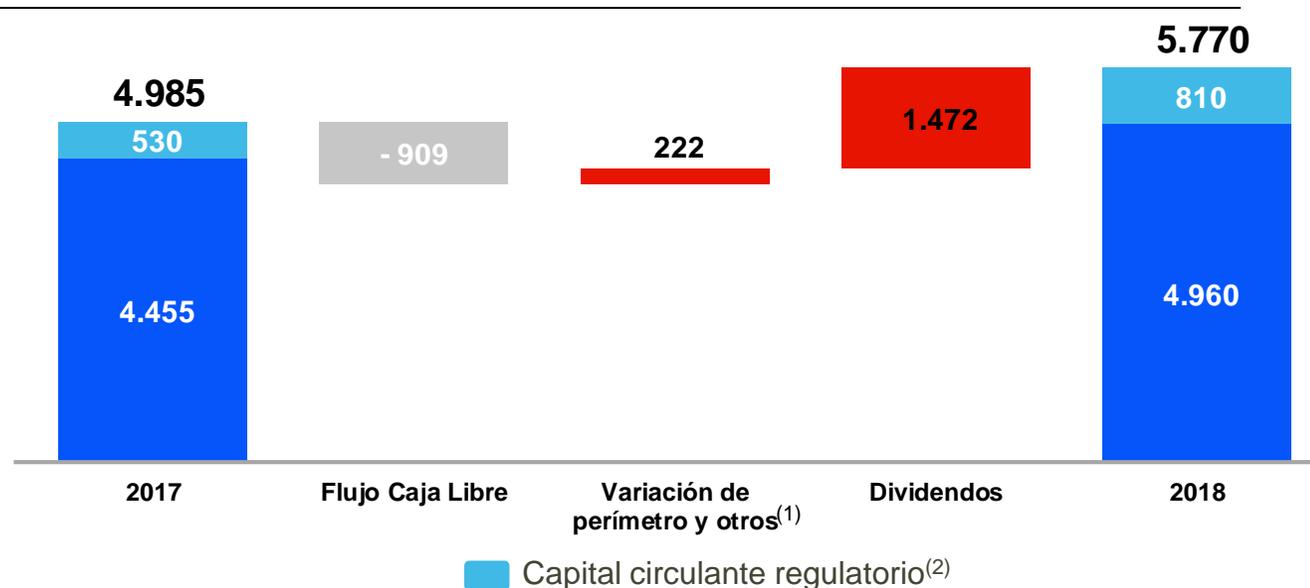
(4) Flujo de caja de las operaciones (2.420 MM€) - Variación neta de activos materiales e inmateriales (1.417 MM€) + Subvenciones y otros ingresos diferidos (86 MM€) - Variación neta de otras inversiones (180 MM€)

Análisis de la deuda financiera

MM€



Evolución de la deuda neta



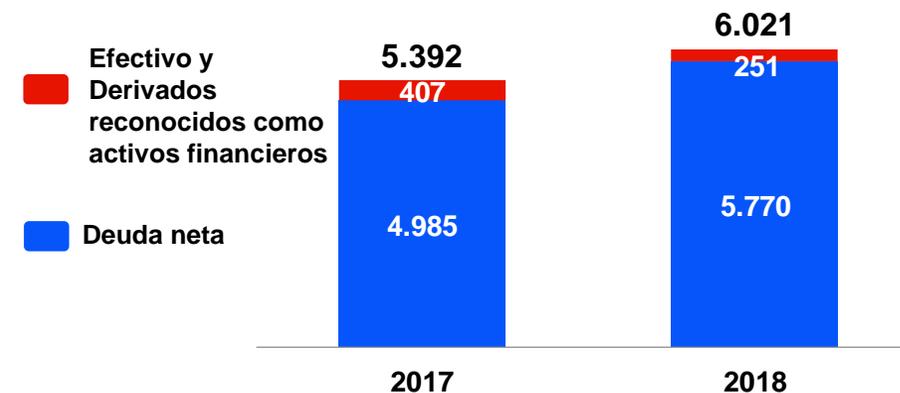
Apalancamiento 1,4x

1,6x

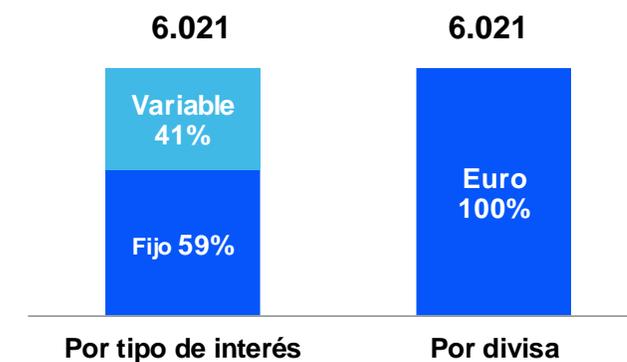
Coste de la deuda 2,1%

1,9%

Deuda bruta y neta



Estructura de la deuda bruta 2018



Apalancamiento financiero saneado y elevada posición de liquidez

(1) Incluye Gestinver (consolidación de deuda y desembolso de efectivo por 172 MM€) y Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta (desembolso de efectivo por 83 MM€)

(2) Saldo neto con liquidaciones CNMC

Cumpliendo y superando los objetivos 2018



	Objetivo 2018 ⁽¹⁾	2018	2019	2020	2021	TACC 2018-2021
EBITDA (miles MM€)	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	+3%
Resultado Neto Ordinario (miles MM€)	1,4	1,5	1,5	1,6	1,8	+6%
DPA bruto (€/acc.)	1,33 ⁽²⁾	1,427 ⁽³⁾				
FCL acumulado ⁽⁴⁾ (miles MM€)			3,4			

El 2018 es un buen punto de partida para el cumplimiento del Plan Estratégico

(1) Plan Estratégico 2018-2020. Objetivo de EBITDA actualizado en la Presentación de Resultados 9M2018

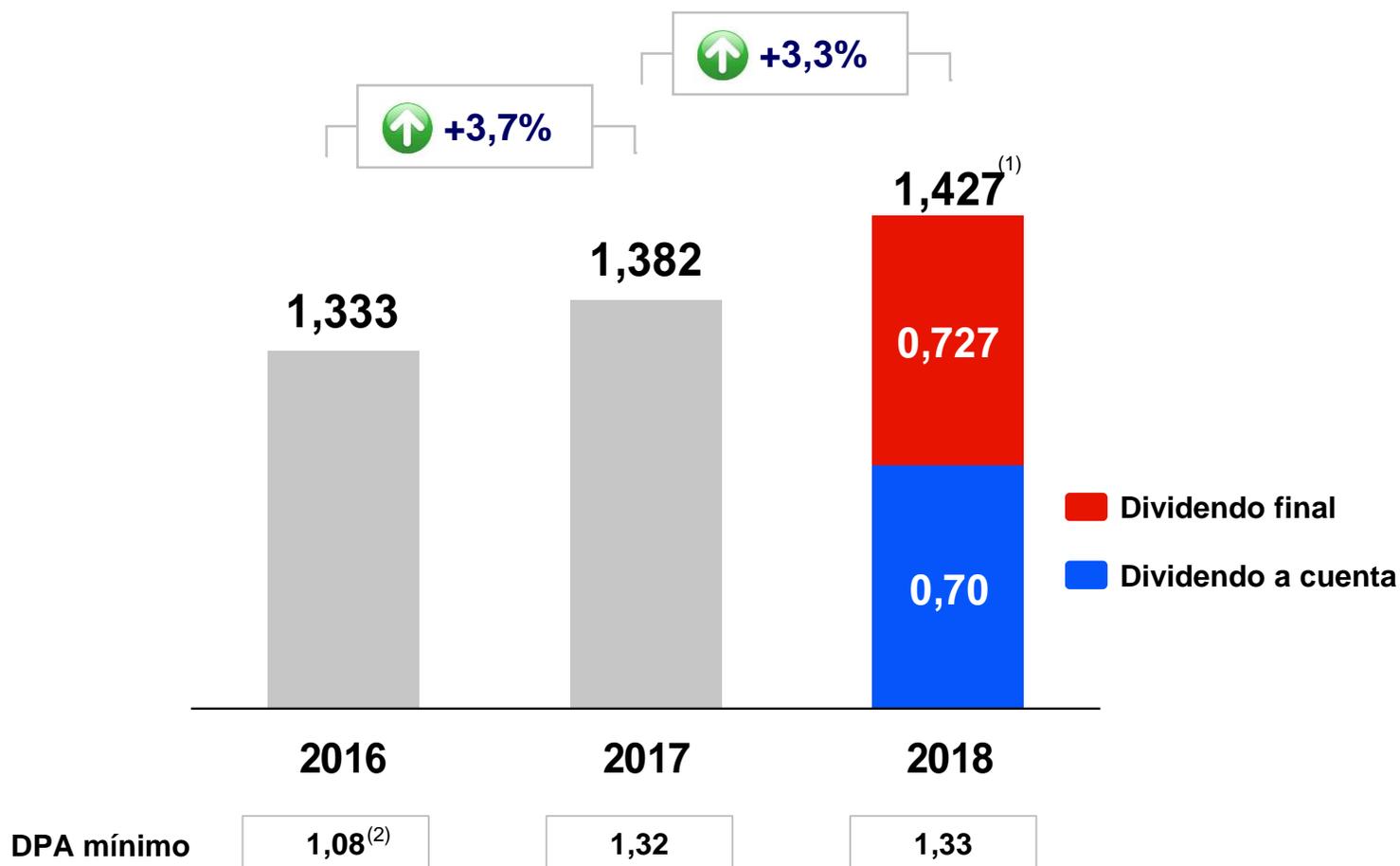
(2) DPA mínimo 2018

(3) DPA bruto calculado de acuerdo al Resultado Neto Ordinario

(4) Flujo de caja de las operaciones - Variación neta de los activos materiales e inmateriales + Subvenciones y otros ingresos diferidos - Variación neta de otras inversiones

Remuneración a los accionistas

Evolución del DPA bruto (€/acción)



Rentabilidad total para los accionistas: 20,9%⁽³⁾

Propuesta 2018: Pago del 100% del Beneficio Neto Ordinario

+7,3% sobre el DPA mínimo 2018 (1,33€ por acción)

(1) Sujeto a la aprobación por la Junta General de Accionistas que se celebrará en 2019

(2) Incremento del 5% respecto al DPA bruto de 2015 (1,026 €/acción)

(3) Fuente: Bloomberg

Conclusiones



Cumplimiento de los objetivos financieros por encima de las previsiones

Puesta en ejecución continuada de nuestros pilares estratégicos y facilitadores

Plenamente comprometidos con las iniciativas de Transición Energética

Confirmados los objetivos financieros para 2019



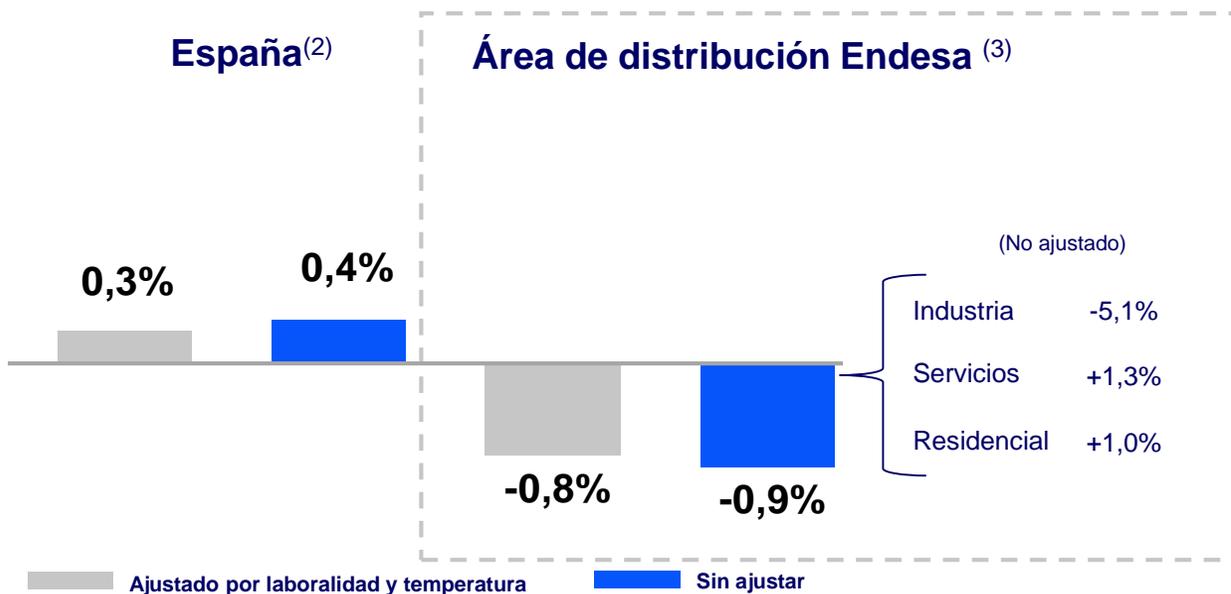
Resultados consolidados 2018

Anexos

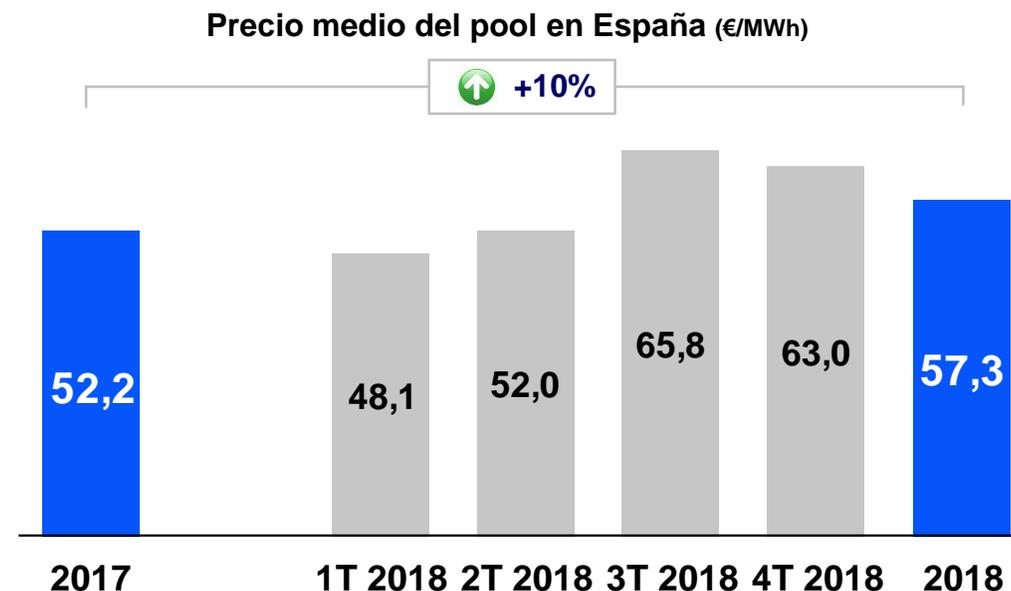
Contexto de mercado en 2018



Demanda⁽¹⁾



Precio mayorista de electricidad



(1) Peninsular

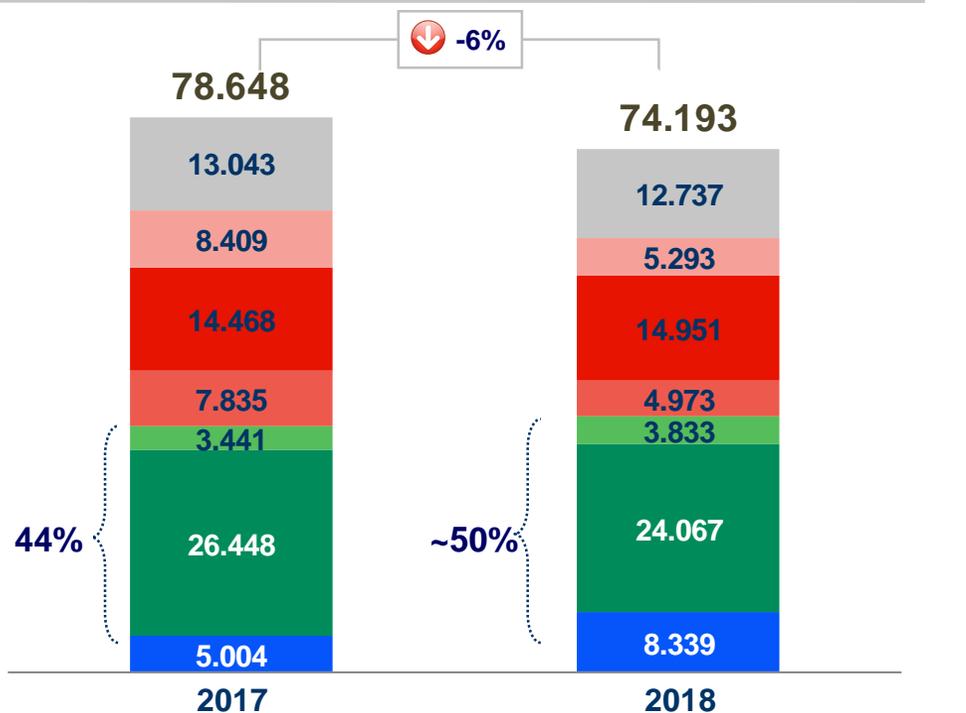
(2) Fuente: REE

(3) Fuente: Estimaciones de Endesa

Potencia instalada y producción



Producción total⁽¹⁾ (GWh)



■ Hidráulica ■ EGPE⁽³⁾ ■ Carbón importado ■ SENP
■ Nuclear ■ Carbón nacional ■ CCGT

- Caída del 18% en la producción térmica peninsular
- Hidráulica, nuclear y renovables representaron ~50 % de la producción total (vs. 44 % en 2017)

Producción total (GWh)

GWh a 2018
(y variación vs. 2017)

	Producción Total ⁽¹⁾	
Total	74.193	-6%
Hidráulica	8.339	67%
Nuclear	24.067	-9%
Carbón	22.316	-10%
Gas Natural	8.957	-24%
Fuel-Gas	6.681	-5%
Renovables	3.833	11%

Capacidad instalada total (gw)

GW a 2018
(y variación vs. 31 Dic. 2017)

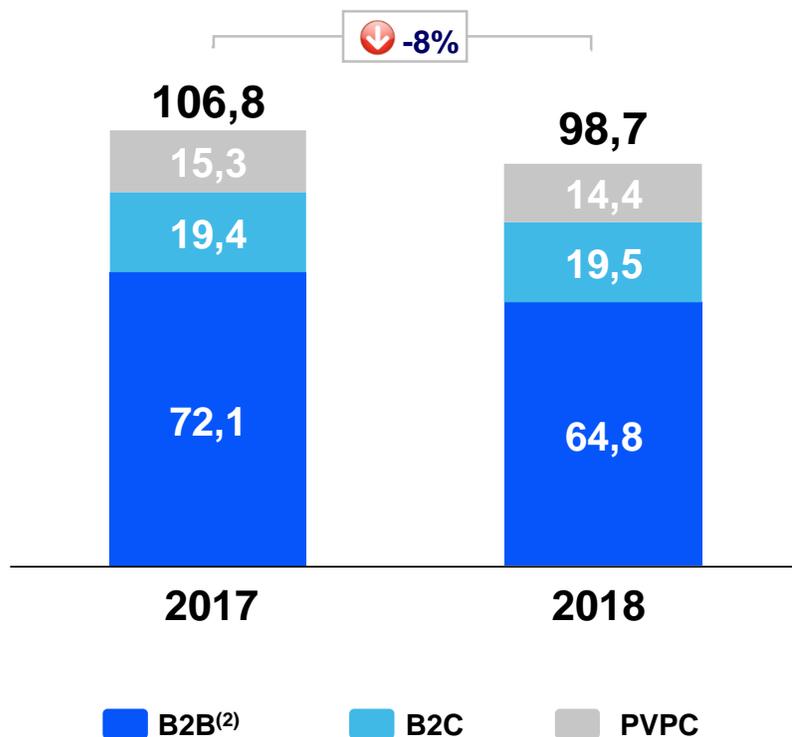
	Capacidad Instalada Total ⁽²⁾	
Total	22,7	0%
Hidráulica	4,7	0%
Nuclear	3,3	0%
Carbón	5,1	-2%
Gas Natural	5,4	0%
Fuel-Gas	2,4	-2%
Renovables	1,8	8%

⁽³⁾ Incluye 118 GWh extrapeninsular en 2018 (40 MW) frente a 106 GWh en 2017 (40 MW)

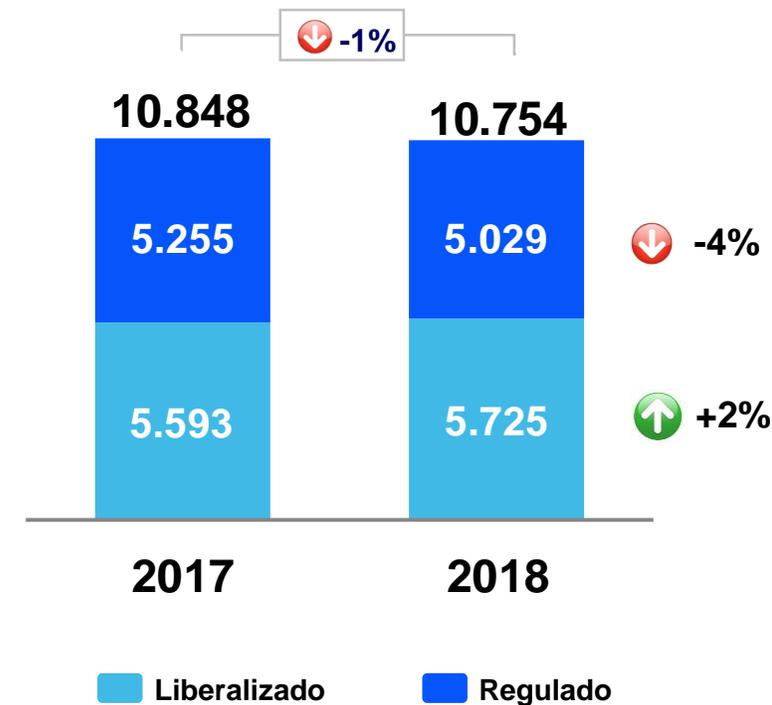
Valor del cliente



Ventas de electricidad ⁽¹⁾ (TWh)



Número de clientes de electricidad (Miles)



(1) Energía en barras de central eléctrica

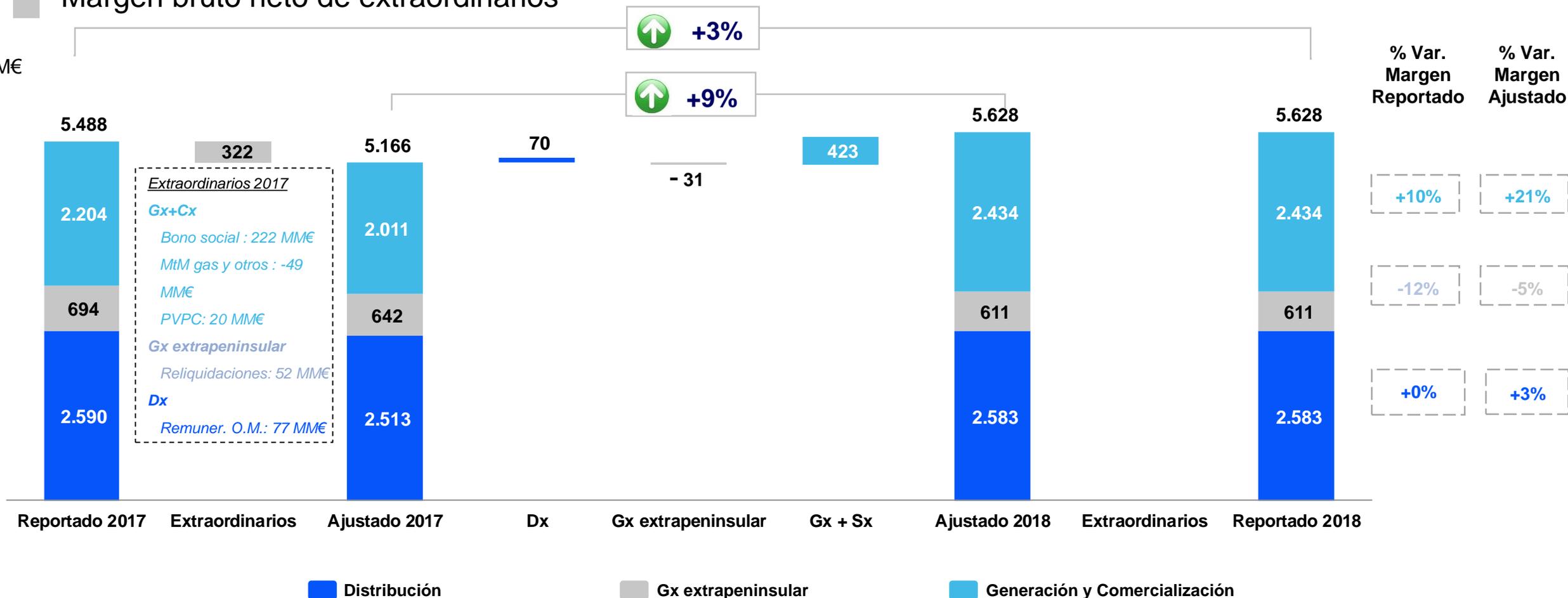
(2) B2B incluye ventas industriales en España y Portugal, PYMES e Internacional.

Evolución del margen bruto

Margen bruto neto de extraordinarios



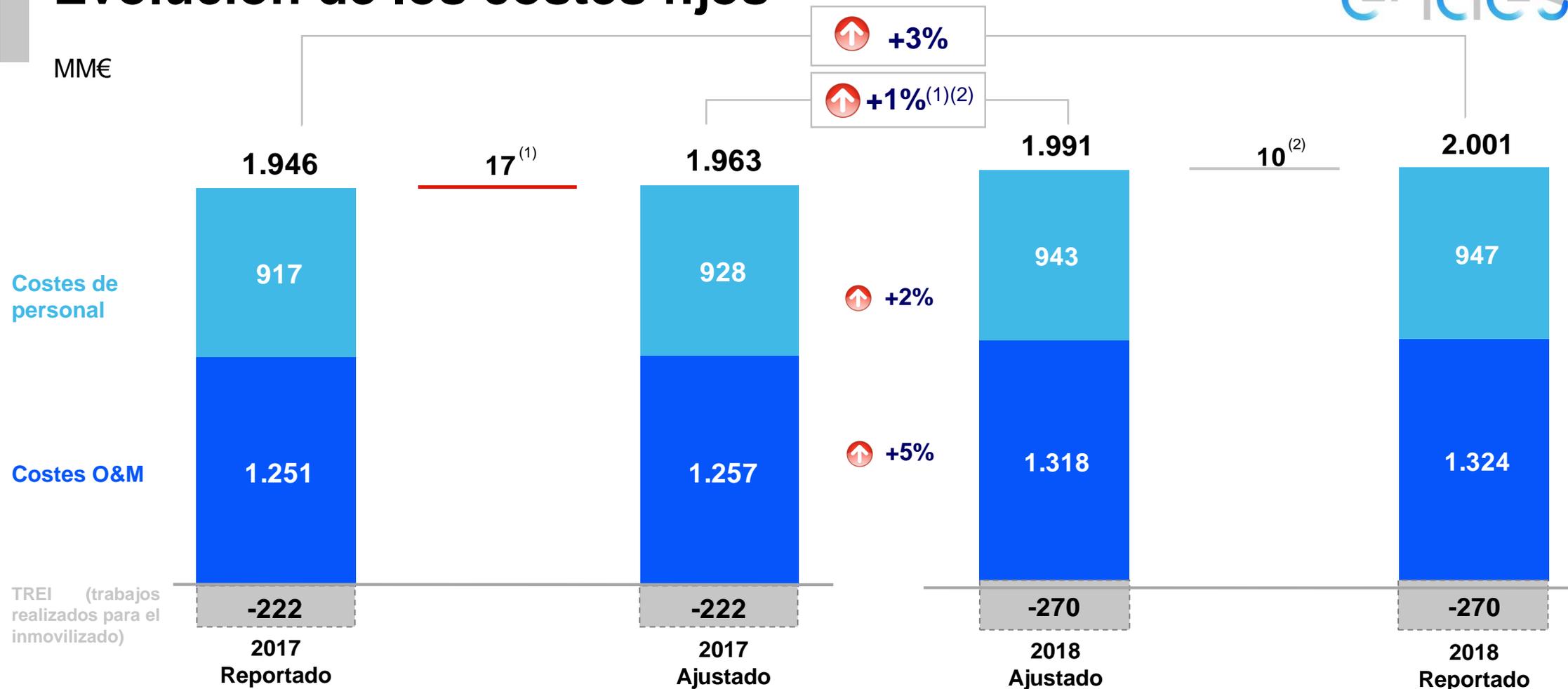
MM€



Evolución de los costes fijos



MME

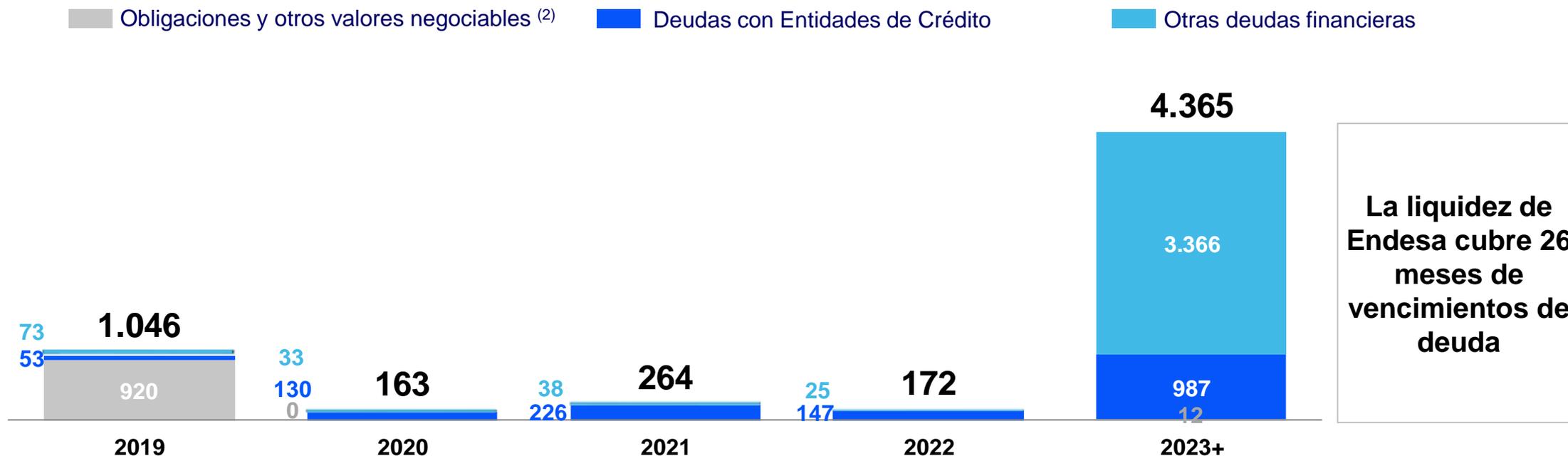


- (1) Ajustes 2017 en costes fijos: actualizaciones de provisiones por expedientes de regulación de empleo en vigor y acuerdos de suspensión de contrato (-27 M€), provisión para planes de relevo de plantilla, acuerdos voluntarios de salida, indemnizaciones y otros riesgos de carácter fiscal y laboral (16M€), y expedientes sancionadores (-6 M€).
- (2) Ajustes 2018 en costes fijos: actualizaciones de provisiones por expedientes de regulación de empleo en vigor y acuerdos de suspensión de contrato (4M€), provisión para planes de relevo de plantilla, acuerdos voluntarios de salida, indemnizaciones y otros riesgos de carácter fiscal y laboral (0 M€), y expedientes sancionadores (6 M€).

Endesa: calendario de vencimientos deuda financiera



Saldo bruto de vencimientos pendientes a 31 de Diciembre 2018: 6.010 MM€⁽¹⁾



La liquidez de Endesa cubre 26 meses de vencimientos de deuda

- Liquidez 3.040 MM€
 - 244 MM€ en caja
 - 2.796 MM€ en líneas de crédito disponibles
- Vida media de la deuda : 5,3 años

(1) No incluye 6 millones de euros correspondientes a derivados financieros, y 5 M€ correspondientes a la diferencia entre el valor contable y el valor nominal de la deuda bruta.
 (2) Los pagarés se emiten respaldados por líneas de crédito a largo plazo y se van renovando regularmente

Endesa: PyG 2018



	Gx+Cx	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
<i>Ingresos</i>	17.621	2.784	614	-824	20.195
<i>Aprovisionamientos y servicios</i>	-14.464	-201	-81	179	-14.567
Margen de contribución	3.157	2.583	533	-645	5.628
<i>Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo</i>	83	167	20	0	270
<i>Gastos de Personal</i>	-520	-263	-180	16	-947
<i>Otros Gastos Fijos de Explotación</i>	-1.103	-428	-419	626	-1.324
EBITDA	1.617	2.059	-46	-3	3.627
<i>D&A</i>	-1.029	-630	-49	0	-1.708
EBIT	588	1.429	-95	-3	1.919
<i>Resultado financiero neto</i>	-150	-75	86	0	-139
<i>Resultado Neto por el Método de Participación</i>	29	4	2	0	35
<i>Resultado de otras Inversiones</i>	0	0	1.666	-1.666	0
<i>Resultado en Ventas de Activos</i>	1	5	-3	0	3
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	468	1.363	1.656	-1.669	1.818
<i>Impuesto sobre Sociedades</i>	-64	-316	-13	1	-392
<i>Intereses Minoritarios</i>	-8	-1	0	0	-9
RESULTADO NETO ATRIBUIBLE	396	1.046	1.643	-1.668	1.417

Endesa: PyG 2017



	Gx+Cx	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
<i>Ingresos</i>	17.509	2.750	560	-762	20.057
<i>Aprovisionamientos y servicios</i>	-14.725	-160	146	170	-14.569
Margen de contribución	2.784	2.590	706	-592	5.488
<i>Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo</i>	42	156	24	0	222
<i>Gastos de Personal</i>	-478	-267	-192	20	-917
<i>Otros Gastos Fijos de Explotación</i>	-998	-429	-393	569	-1.251
EBITDA	1.350	2.050	145	-3	3.542
<i>D&A</i>	-862	-597	-52	0	-1.511
EBIT	488	1.453	93	-3	2.031
<i>Resultado financiero neto</i>	-132	-96	105	0	-123
<i>Resultado Neto por el Método de Participación</i>	-18	3	0	0	-15
<i>Resultado de otras Inversiones</i>	0	0	1.502	-1.502	0
<i>Resultado en Ventas de Activos</i>	-24	19	17	-5	7
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	314	1.379	1.717	-1.510	1.900
<i>Impuesto sobre Sociedades</i>	-41	-331	-56	1	-427
<i>Intereses Minoritarios</i>	-10	0	0	0	-10
RESULTADO NETO ATRIBUIBLE	263	1.048	1.661	-1.509	1.463

Implementación de nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

	NIIF 9 “Instrumentos Financieros”	NIIF 15 “Ingresos procedentes de contratos con clientes”	NIIF 16 “Arrendamientos”
Fecha de Primera Aplicación	<ul style="list-style-type: none"> 1 de enero de 2018. 	<ul style="list-style-type: none"> 1 de enero de 2018. 	<ul style="list-style-type: none"> 1 de enero de 2019.
Principales Cambios	<ul style="list-style-type: none"> Clasificación de activos financieros y medición posterior. Deterioro de valor. Contabilidad de coberturas. Nuevos requisitos de presentación y mayores desgloses. 	<ul style="list-style-type: none"> Modelo único para el reconocimiento y la medición de las ventas (identificación de obligaciones de desempeño y asignación del precio de la transacción). Nuevos requisitos de presentación y mayores desgloses. 	<ul style="list-style-type: none"> Arrendatario: modelo contable único para todos los arrendamientos, con excepciones. Arrendador: la contabilidad permanece sin cambios. Nuevos requisitos de presentación y mayores desgloses.
Impactos	<ul style="list-style-type: none"> Nuevo modelo de deterioro. Asiento primera aplicación: -40 MM€ (Patrimonio Neto). Impacto 2018: <ul style="list-style-type: none"> D&A: -6 MM€ R. Financiero: -3 MM€ Rdo Neto: 7 MM€ 	<ul style="list-style-type: none"> Capitalización de los costes incrementales para la captación de clientes. Impacto 2018: <ul style="list-style-type: none"> EBITDA: 70 MM€ (Capex Intangible) D&A: -54 MM€ Rdo Neto: 12 MM€ 	<ul style="list-style-type: none"> Asiento primera aplicación: Balance: incremento Activo y Pasivo 192 MM€ (Deuda no corriente 165 MM€ y corriente 27 MM€) Impacto estimado 2019: Reducción de “Otros Gastos Fijos” (31 MM€) e incremento de “Amortizaciones” (29 MM€) y “Gasto financiero” (3 MM€)

Glosario de términos (I/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Coste medio de la deuda (%):	(Coste deuda financiera bruta) / Deuda financiera media bruta: (126 MM€ / 6.777 MM€) = 1,9%	4.1
Vida media de la deuda (nº de años)	(Principal x número de días de vigencia) / (Principal Vigente al Cierre del Periodo x Número Días del Periodo): 32.163 / 6.015 = 5,3 años	4.1
Flujo de caja de las operaciones (M€)	Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación (2.420 MM€)	4,4
Flujo de caja libre (M€)	Flujo de caja de las operaciones (2.420 MM€) - Variación neta de inmovilizado material e inmaterial (1.417 MM€) + Subvenciones y otros Ingresos Diferidos (86 MM€) - Variación neta de Otras Inversiones (180 M€) = 909 MM€	4,4
Cobertura vencimientos de deuda (meses)	Periodo de vencimientos (nº meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible: 26 meses	4.1
Resultado bruto de explotación (M€)	Ingresos (20.195 MM€) – Aprovisionamientos y servicios (14.567 MM€) + Trabajos realizados por el Grupo para su activo (270 MM€) – gastos de personal (947 MM€) – Otros Gastos Fijos de Explotación (1.324 MM€) = 3.627 MM€	2,3
Resultado de explotación (M€)	Resultado bruto de explotación (3.627 MM€) - Depreciación y amortización (1.708 MM€) = 1.919 MM€	2,3
Costes fijos / Opex (M€)	Gastos de personal (947 MM€) + Otros gastos fijos de explotación (1.324 MM€) - Trabajos realizados por el Grupo para su activo (270 MM€) = 2.001 MM€	2,3
Margen de contribución (M€)	Ingresos (20.195 MM€) – Aprovisionamientos y servicios (14.567 MM€) = 5.628 MM€	2,3
Apalancamiento (veces)	Deuda financiera neta (5.770 MM€) / Resultado bruto de explotación (3.627 MM€) = 1,6x	n/a

Glosario de términos(II/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Inversión neta (M€)	Inversiones brutas materiales (1.203 MM€) e inmateriales (231 MM€) - activos cedidos por clientes y subvenciones (160 MM€) = 1.274 MM€	4,5
Deuda financiera neta (M€)	Deuda financiera a largo y corto plazo (4.975 MM€ + 1.046 MM€) - Caja y otros medios líquidos equivalentes (244 MM€) – Derivados reconocidos como activos financieros (7 MM€) = 5.770 MM€	4.1
Resultado financiero neto (M€)	Ingreso financiero (36 MM€) - Gasto financiero (173 MM€) - Diferencias de cambio netas (2 MM€) = -139 MM€	2,3
Ingresos (M€)	Ventas (19.555 MM€) + Otros ingresos de explotación (640 MM€) = 20.195 MM€	2,3
Resultado ordinario neto (M€)	Resultado Neto Atribuible (1.417 MM€) - Ganancias/(pérdidas) en ventas de activos no financieros superiores a 10 MM€ (25 MM€) - Pérdidas netas por deterioro de activos no financieros superiores a 10 MM€ (-119 MM€) = 1.511 MM€	2.3
Margen eléctrico integrado (M€)	Margen de Contribución Gx+Cx (3.157 MM€) - Margen SENP (611 MM€) - Margen PVPC (75 MM€) - Margen gas (138 MM€) - Margen Endesa X (118 MM€) - Otros (119 MM€) = 2.097 MM€	n/a
Margen eléctrico unitario integrado (€/MWh)	Margen eléctrico integrado / Ventas eléctricas en el mercado liberalizado en España y Portugal: 2.097 MM€ / 81,6 TWh = 25,7 €/MWh	n/a
Margen ordinario unitario de gas (€/MWh)	Margen Ordinario de Gas / Ventas de Gas excluyendo Ventas Mayoristas: 138,0 MM€ / 74,5 TWh = 1,9 €/MWh	n/a
Margen contribución Endesa X (M€)	Margen de contribución generado por los productos y servicios de valor añadido comercializados por la unidad de Endesa X = 118 MM€	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 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; 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.