

Primer Trimestre



**Resultados consolidados
5 de Mayo, 2021**



Principales indicadores del periodo



1.019 MM€ de EBITDA, en línea con el guidance a pesar de las difíciles condiciones del mercado

1

Mejora continua de la eficiencia operativa

2

91% producción peninsular libre de emisiones de CO2

100% de deuda bancaria vinculada a sostenibilidad

3

Sólida generación de caja que duplica los flujos de caja operativos

4

2,0136 €/acción (+ 37% vs 2019)

La JGA aprobó el pago del Dividendo en julio

5

Aspectos más destacados de ESG



Medio Ambiente

Social

Gobierno Corporativo

Nuestra gente

Producción libre de emisiones de CO2 por encima del objetivo de 2023

Retribución variable 2021-23 de la alta dirección vinculada al despliegue de renovables

Economía Circular: presentados 17 proyectos por valor de 3,6 miles de MM€

Apoyo a los clientes vulnerables

36% de mujeres en el CdA ⁽¹⁾

- Objetivo 40% para 2022 -

Salud y seguridad: Esfuerzo constante por reducir los accidentes laborales.

Premios ESG



↑ 2# Utilities eléctricas y gas
2# A nivel mundial



S&P Dow Jones Indices

A Division of S&P Global

5# DJSI Mundial Utilities eléctricas
7# Familia DJSI global



Puntuación AA



↑ Top 50



SUSTAINALYTICS
ESG risk



Util. eléctricas : #14/256
Utilities: # 44/574



Inclusión
Top 100



Máxima calificación



2# Eléctricas convencionales



Máxima puntuación (Liderazgo)

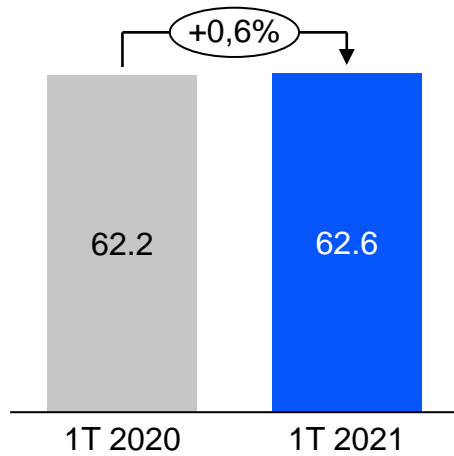
Reconocimiento mundial al desempeño ESG de Endesa

Contexto de mercado 1T 2021

Signos de recuperación de demanda y repunte de los precios de commodities afectan a los precios de electricidad



Demanda en España (peninsular), TWh⁽¹⁾



Área Endesa ⁽²⁾

1T 2021

Por segmento (No ajustado):

Ajustado⁽³⁾

+0,1%

Industrial -2,3%

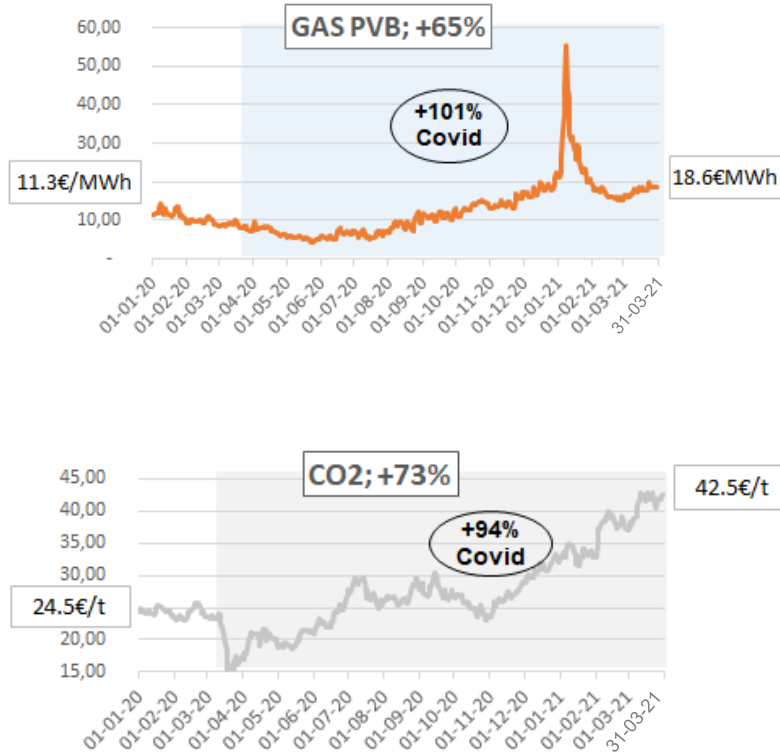
No ajustado

+0,4%

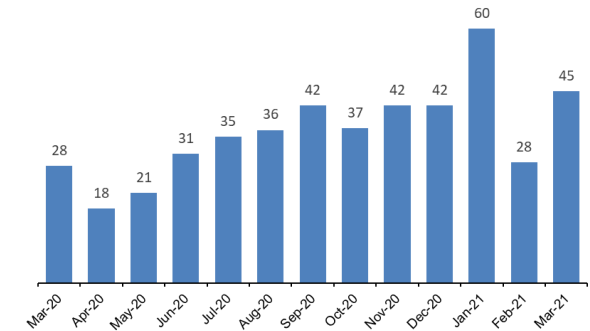
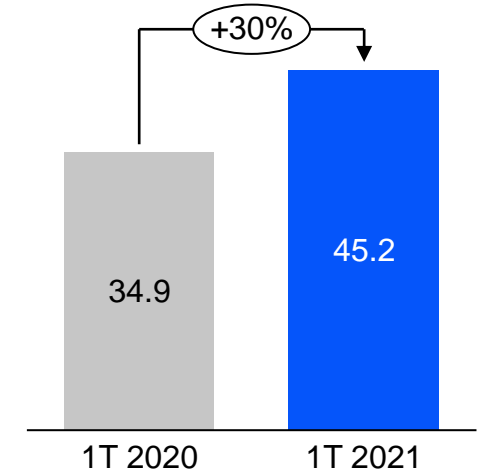
Servicios -2,2%

Residencial +5,7%

Precios spot de las Commodities



Precio medio del pool, €/MWh



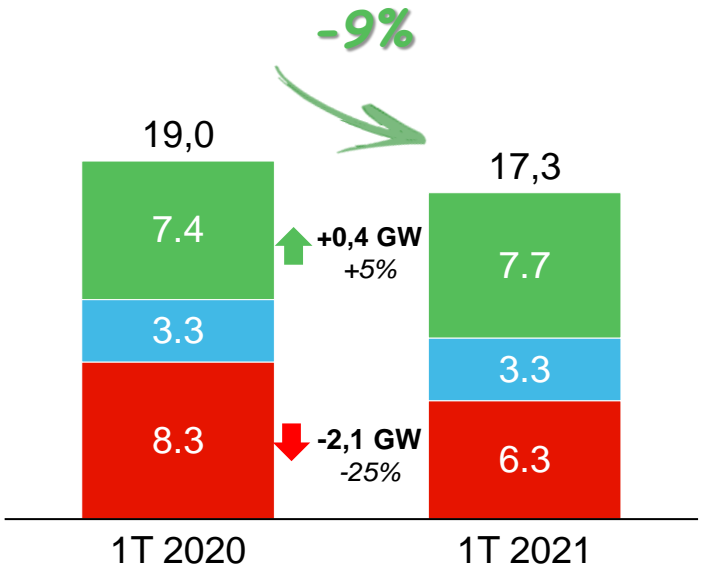
(1) Demanda no ajustada peninsular. Fuente: REE
 (2) Fuente: Estimaciones propias de Endesa peninsular. Variación respecto 2020
 (3) Ajustado por laboralidad y temperatura

Generación eléctrica global

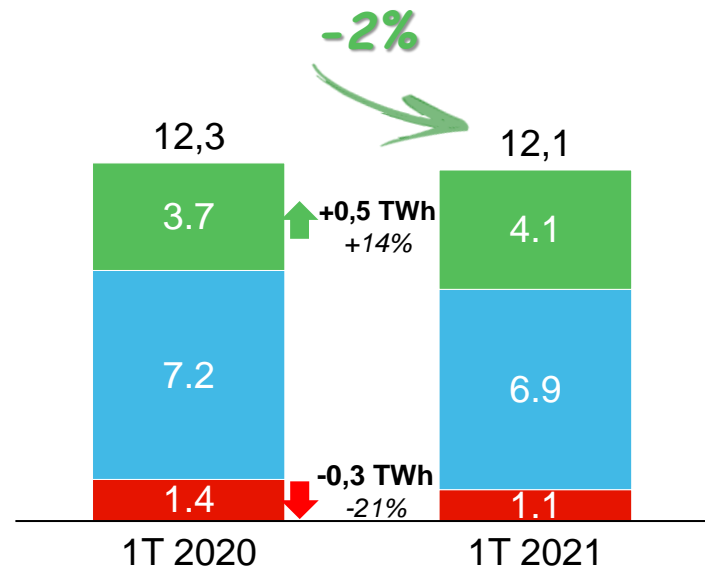
Generación peninsular



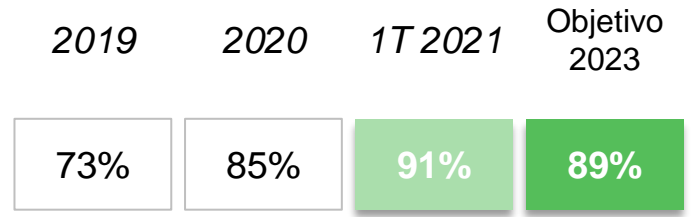
Capacidad instalada ⁽¹⁾, GW



Producción ⁽²⁾, TWh



Producción libre de emisiones de CO₂, %



■ Renovables⁽³⁾
■ Nuclear
 ■ Térmico

Por encima del objetivo 2023 de producción libre de emisiones de CO₂

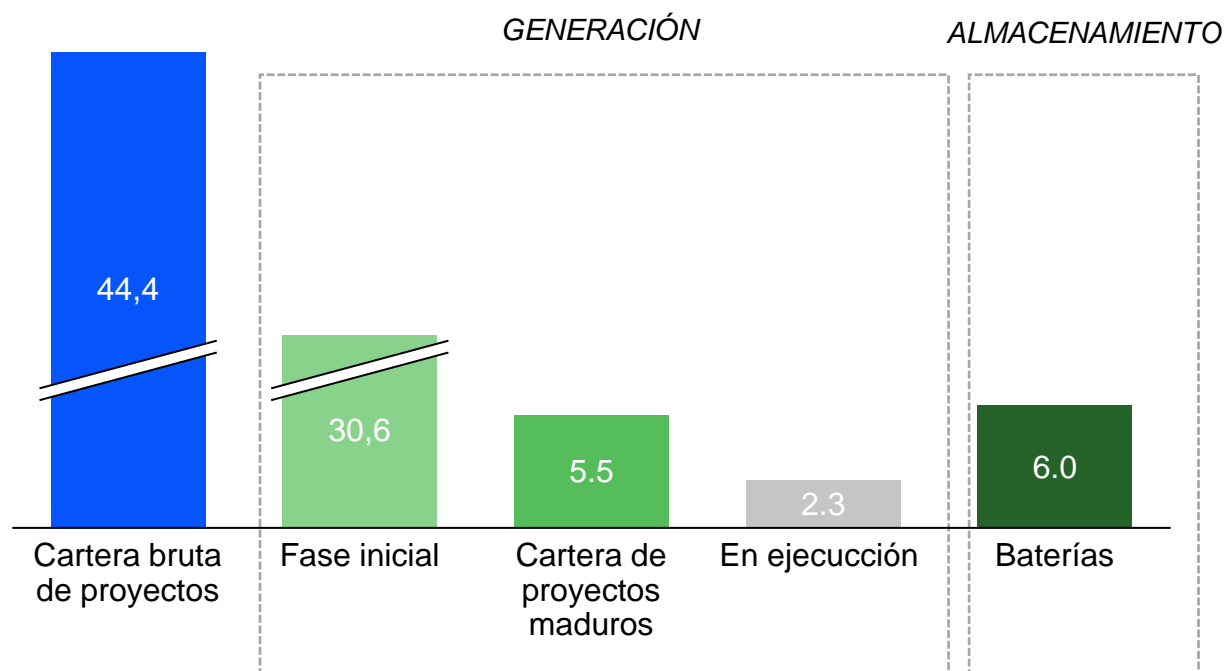
(1) Capacidad neta. No incluye 62 MW en 1T 2021 y 40 MW en 1T 2020 renovables extrapeninsulares. Cifras redondeadas.
 (2) Energía en barras de central. No incluye 247 GWh en 1T 2021 y 26 GWh en 1T 2020 de renovables extrapeninsulares. Cifras redondeadas.
 (3) Incluye gran hidráulica

Descarbonización

Crecimiento de la capacidad de generación renovable



Cartera bruta de proyectos renovables⁽¹⁾, GW 



- Cartera bruta de proyectos : 44,4 GW, **6,5 GW con puntos de conexión**
- Cartera de proyectos de generación en fase madura + en ejecución:
 - ~70% Solar
 - ~30% Eólico
- **Adquisición de 519 MW** proyectos solares fotovoltaicos adicionales con COD 2024
- Almacenamiento (Baterías): **6,0 GW**
 - 0,4 GW de cartera de proyectos en fase madura

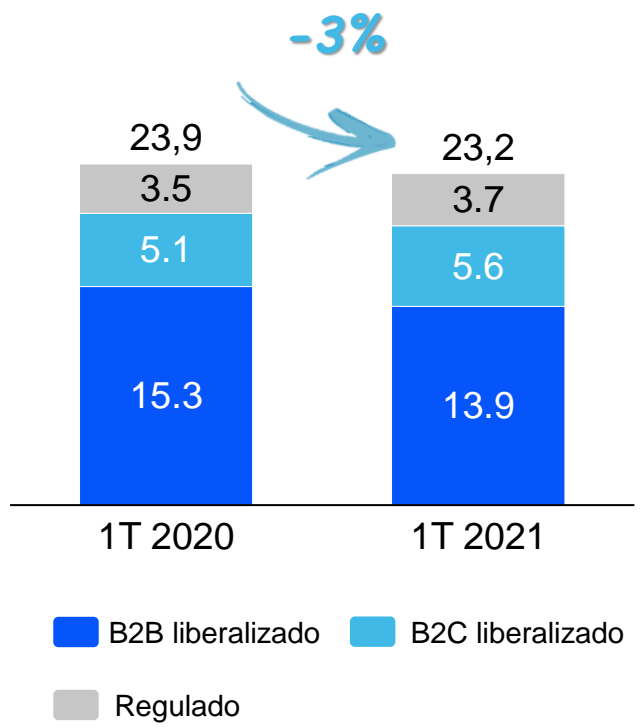
Reforzando nuestra cartera de proyectos para acelerar la estrategia de descarbonización

(1) A fecha 31.03.2021

(2) Aprobado por un Comité que ha autorizado los trabajos preliminares. Fase inicial de desarrollo



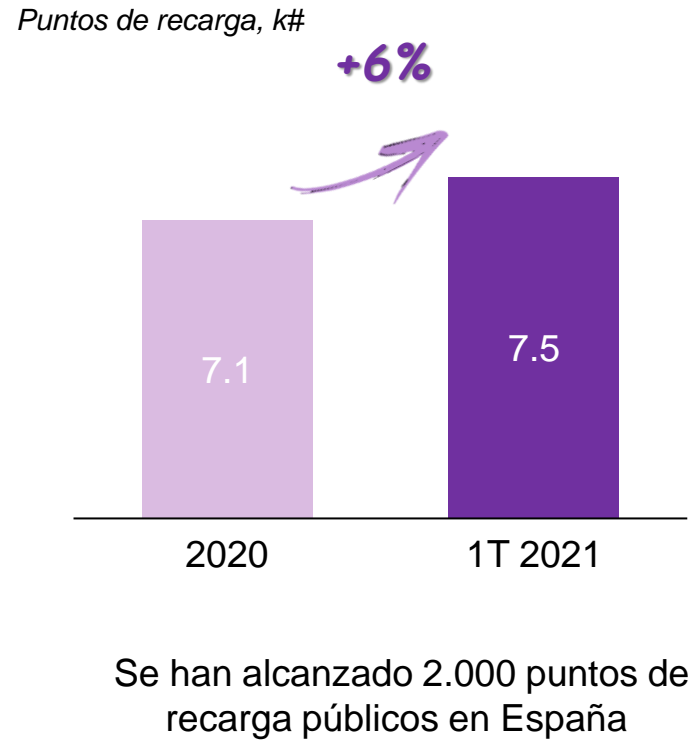
Energía vendida⁽¹⁾, TWh



Clientes, mm

	2020	1Q 2021
Liberalizado	5,7	5,6
Regulado	4,7	4,7
Total clientes eléctricos	10,4	10,3

Movilidad eléctrica



Un contexto de mercado competitivo en comercialización

Electrificación

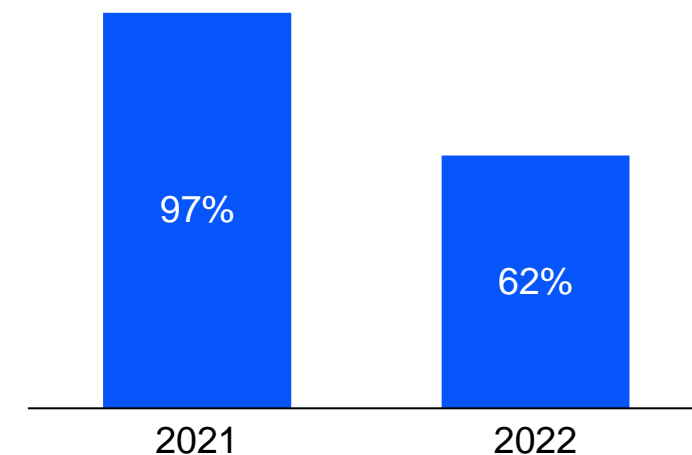
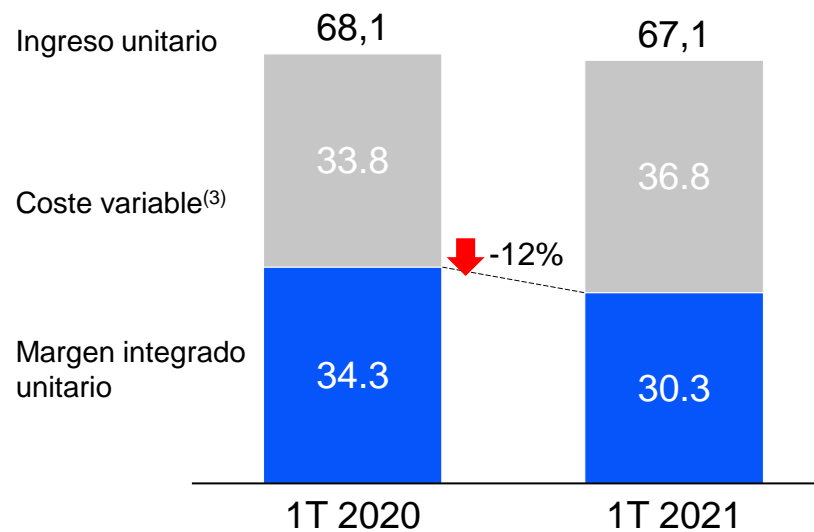
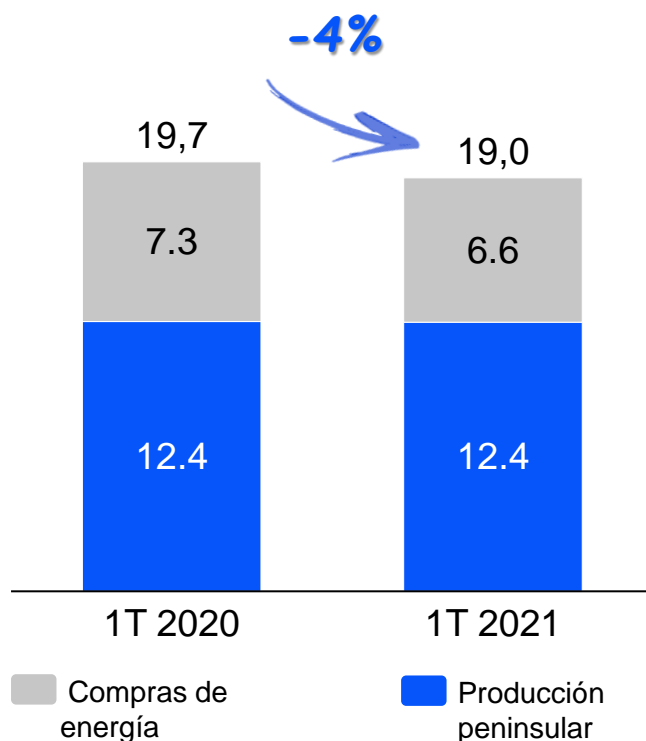
Gestión de la energía



Ventas liberalizadas⁽¹⁾, TWh

Margen unitario integrado⁽¹⁾, €/MWh

Producción⁽²⁾ cubierta



Evolución del margen integrado en línea con guidance

- (1) Ventas totales liberalizadas excluyendo las ventas internacionales y PVPC, no consideradas en el margen integrado. El margen integrado unitario, tanto en el 1T 2021 como en el 1T 2020, incluye las actividades de aprovisionamiento de gas para los ciclos combinados
- (2) Producción de base
- (3) Coste de producción + coste de compra de energía + servicios auxiliares

1T 2021

Resultados financieros

endesa

Principales magnitudes financieras

MM€



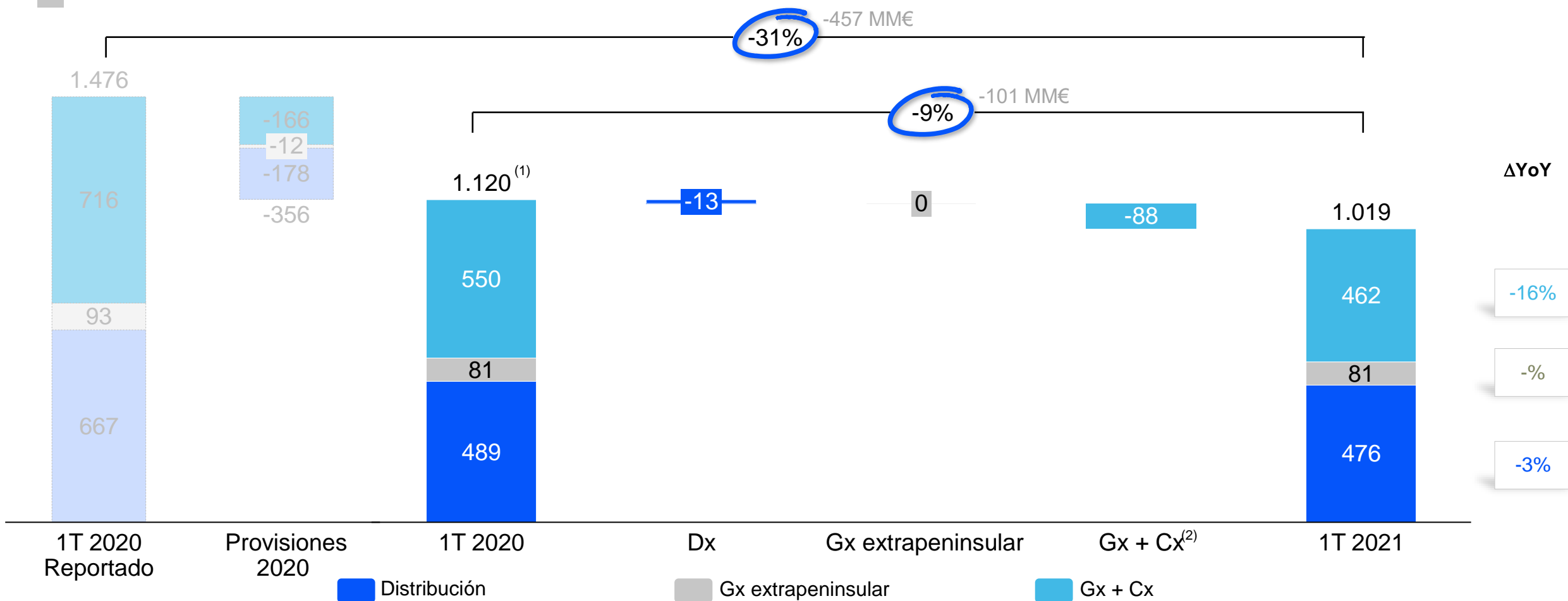
	EBITDA Reportado	Rdo. Ordinario Neto ⁽²⁾	FCO	Deuda Neta
	1.019 -31%	491 -41%	583 2,1x	7.496 +9%
1T 2020 En términos comparables	1.120 ⁽¹⁾ -9%	564 ⁽³⁾ -13%		
1T 2020	1.476	831	276	6.899 ⁽⁴⁾

- (1) EBITDA 1T 2020 en términos comparables excluyendo +515 MM€ de reversión de provisiones de los compromisos incluidos en el nuevo Convenio Colectivo, y -159 MM€ de provisión adicional registrada para planes de reestructuración de la plantilla.
- (2) Resultado Ordinario Neto : Resultado Reportado neto (491 MM€) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros superiores a 10 MM€ (0 MM€)- Dotación inicial neta de gastos de personal por planes de reestructuración de plantilla relativos al plan de descarbonización y a los procesos de digitalización (0 MM€) - gastos netos correspondientes al Plan de Responsabilidad Pública por la Crisis Sanitaria Covid-19 (0 MM€) = 491 MM€
- (3) Resultado Ordinario neto 1T 2020 en términos comparables: Resultado Ordinario neto (831 MM€) - Efecto neto de la reversión de la provisión de los compromisos contenidos en el nuevo convenio colectivo (386 MM€) - Provisión adicional registrada para los planes de reestructuración de la plantilla (-119 MM€) = 564 MM€.
- (4) Importe correspondiente a cierre de 2020

Evolución EBITDA en términos comparables



MM€



EBITDA afectado por el desempeño del negocio liberalizado

(1) EBITDA 1T 2020 en términos comparables excluyendo +515 MM€ de reversión de provisiones de los compromisos incluidos en el nuevo Convenio Colectivo, y -159 MM€ de provisión adicional registrada para planes de reestructuración de la plantilla.

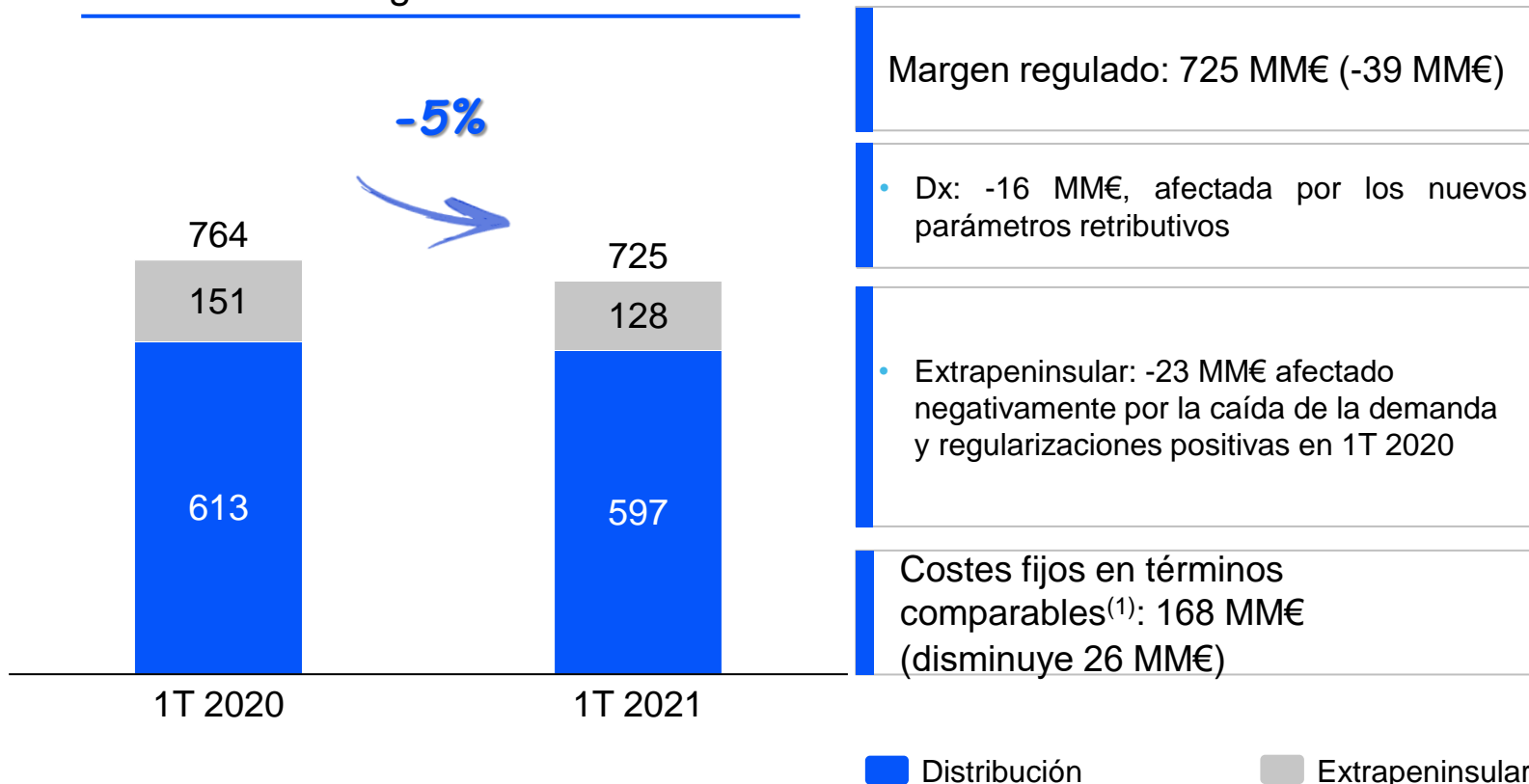
(2) Las cifras Gx + Cx incluyen el negocio de Generación y Comercialización, Estructura Corporativa, Servicios y Ajustes, y no incluyen la generación extrapeninsular

Negocio Regulado

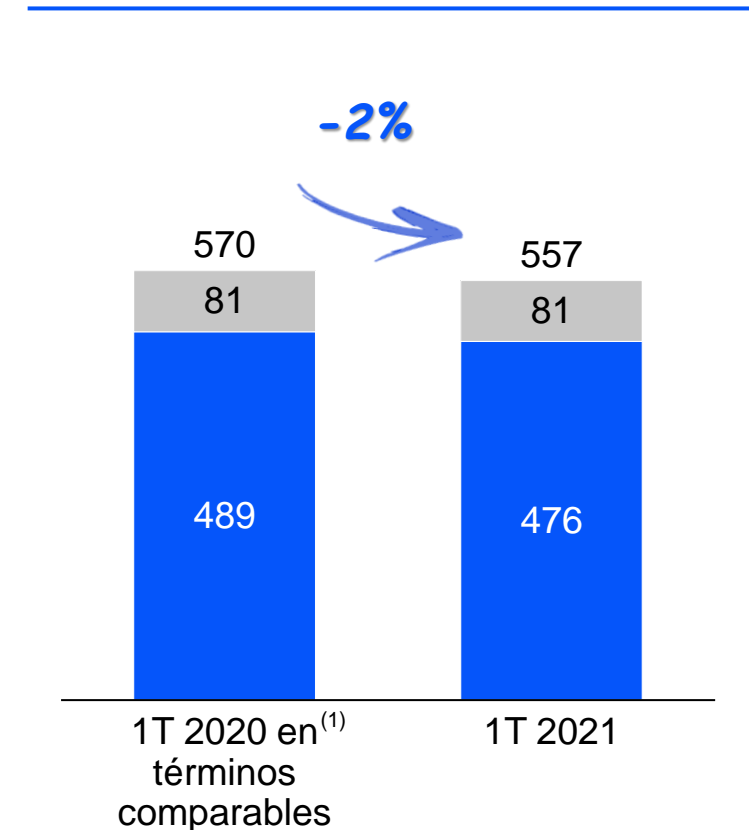
MM€



Margen bruto



EBITDA



Las eficiencias mitigan los nuevos parámetros retributivos y el impacto de la caída de la demanda

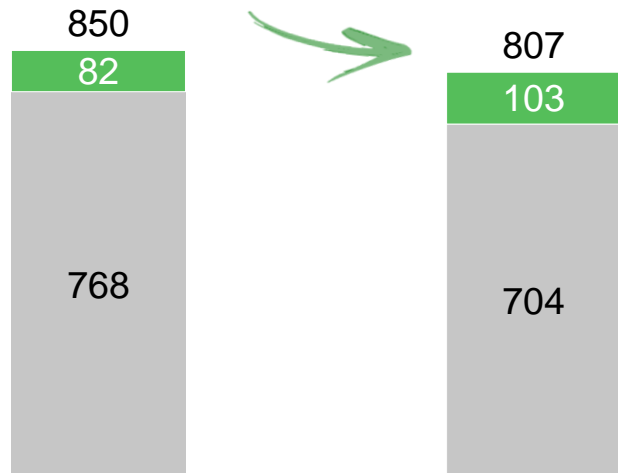
Negocio liberalizado⁽¹⁾

MM€



Margen bruto

-5%



Margen liberalizado: 807 MM€ (-43 MM€)

- Electricidad y otros: 766 MM€ (+26 MM€). Incluyendo +188 MM€ de regularizaciones de CO₂

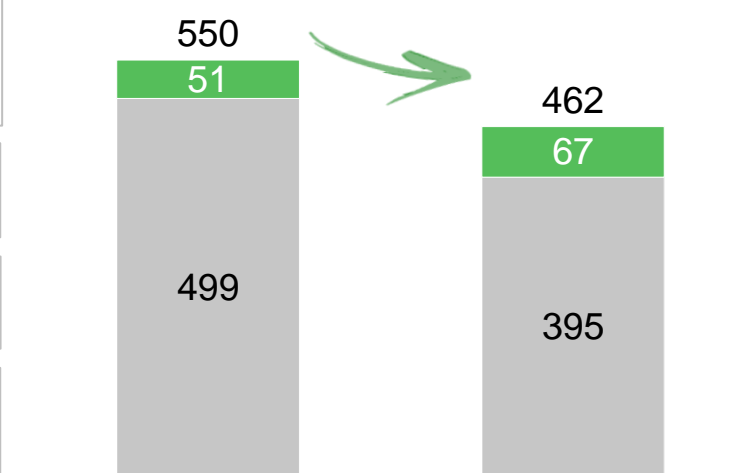
- Gas⁽²⁾: 11 MM€ (-64 MM€), afectado negativamente por MtM -61 MM€

- Endesa X: 30 MM€ (-5 MM€) principalmente por efecto de perímetro

Costes fijos en términos comparables⁽³⁾: 345 MM€ (aumenta 45 MM€)

EBITDA

-16%



■ Negocio liberalizado (exEGPE) ■ EGPE

Difícil contexto del negocio eléctrico y del gas parcialmente compensado con la regularización de años anteriores

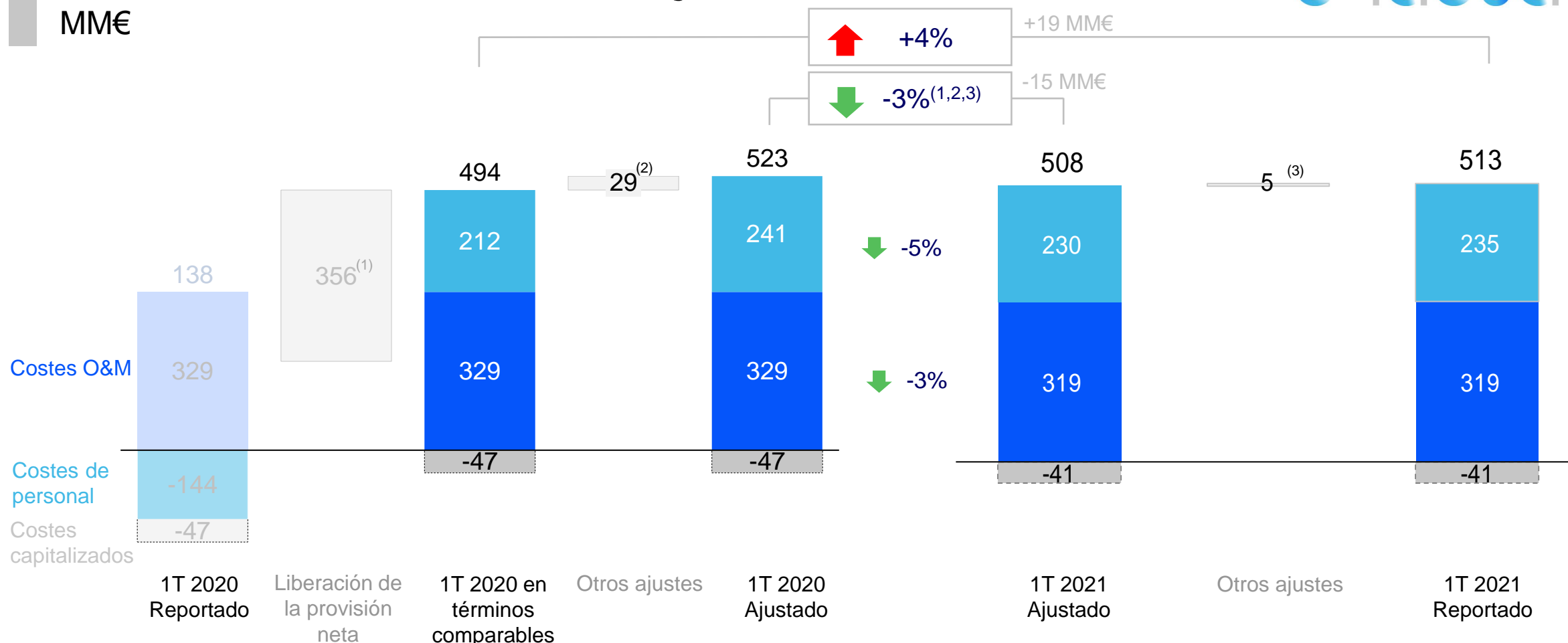
(1) Las cifras del negocio liberalizado incluyen el negocio de Generación y Comercialización, Estructura Corporativa, Servicios y Ajustes y no incluye la generación extrapeninsular

(2) No incluye las actividades de aprovisionamiento de gas para los ciclos combinados

(3) Costes fijos 1T 2020 reportados excluyendo +226 MM€ de reversión de provisiones de los compromisos contenidos en el nuevo Convenio Colectivo, y -60 MM€ de provisión adicional registrada para planes de reestructuración de la plantilla

Evolución de los costes fijos

MM€



Mejora de los costes fijos en términos comparativos

(1) Ver detalles en la diapositiva 10

(2) Costes fijos 1T 2020 ajustados por la actualización de las provisiones para los planes de reestructuración de la plantilla en marcha (43 MM€) e indemnizaciones y otros riesgos fiscales y laborales (-14 MM€)

(3) Costes fijos 1T 2021 ajustados por la actualización de las provisiones para los planes de reestructuración de la plantilla en marcha (-4 MM€) e indemnizaciones y otros riesgos fiscales y laborales (-1 MM€)

Perdidas y Ganancias

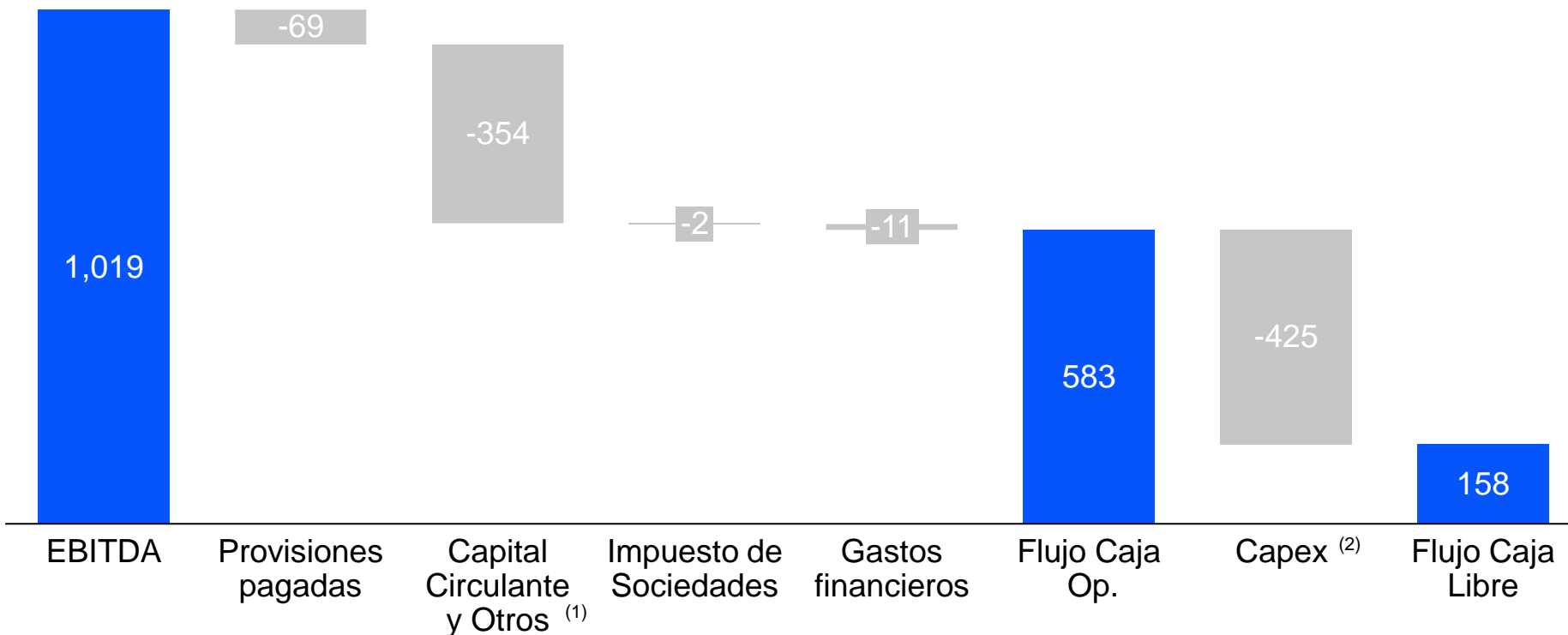
MM€



	1T 2021	1T 2020	Δ Interanual	
EBITDA	1.019	1.476	-31%	EBITDA -31% -9% en términos comparables
D&A	(404)	(358)	+13%	Mayor D&A principalmente por la reversión de las provisiones en 2020, mayor amortización de activos y al pequeño aumento de las deudas incobrables.
EBIT	615	1.118	-45%	
Resultado Fin. Neto	39	(10)	-490%	Mayores ingresos financieros impulsados por la regularización de CO ₂ (+70 MM€) compensados por -19 MM€ de actualización de provisiones
Rtdo. Sociedades Participadas y Otros	(1)	(2)	-50%	
BAI	653	1.106	-41%	Tipo impositivo del 24,4% frente al 23,5% del 1T 2020
Impuesto Sociedades	(159)	(260)	-39%	
Intereses minoritarios	(3)	(2)	+50%	Resultado Ordinario Neto -41%, -13% en términos comparables
Resultado Ordinario Neto⁽¹⁾	491	831	-41%	
Resultado Ordinario Neto en términos comparables ⁽¹⁾	491	564	-13%	

Flujo de caja

MME



Año anterior

1.476	-55	-1.210	74	-9	276	-508	-232
-------	-----	--------	----	----	-----	------	------

Variación (%)

-31%	+25%	-71%	n.a.	+22%	+111%	-16%	168%
------	------	------	------	------	-------	------	------

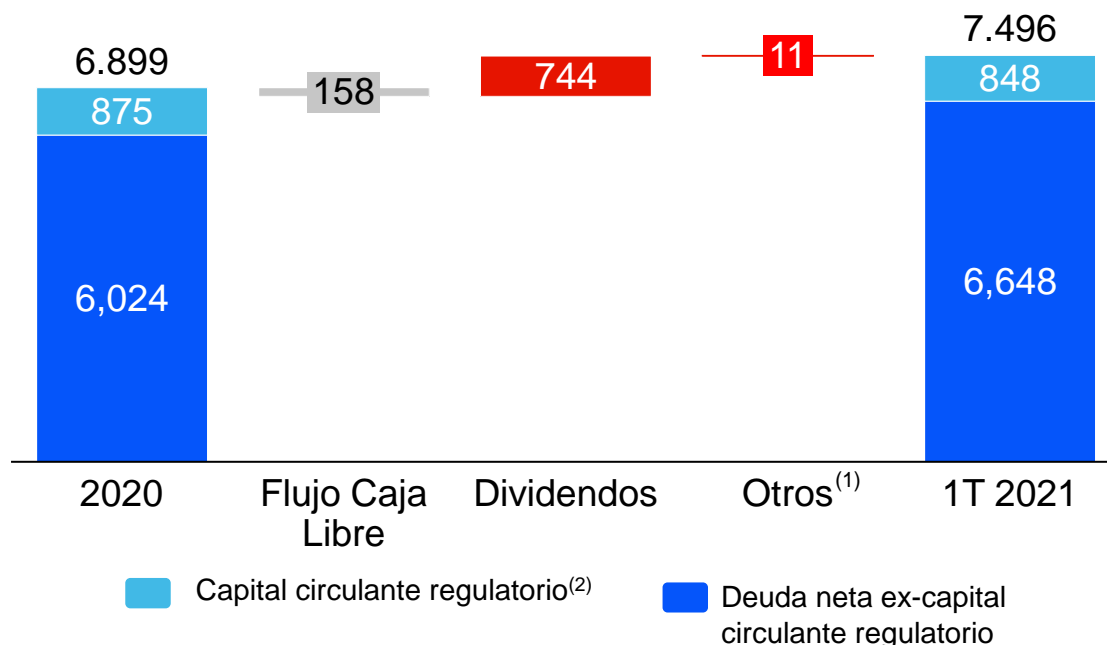
Sólida generación de flujos de caja

Análisis de la deuda financiera neta

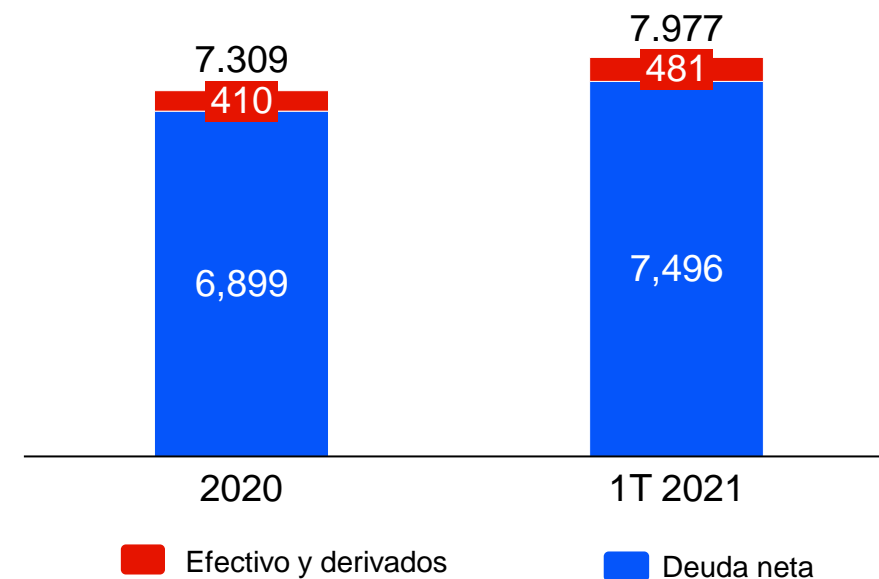
MM€



Evolución deuda neta



Deuda bruta



Apalancamiento⁽³⁾ (veces) **1,8x**

2,3x

En términos comparables **1,9x**

Coste de la deuda (%) **1,7**

1,7

Doblando la cobertura de los vencimientos de la deuda a 35 meses

El coste de la deuda más bajo del sector con un aumento de los tipos de interés

(1) Principalmente por derechos de uso y derivados
 (2) Saldo neto con las liquidaciones de la CNMC
 (3) Calculado como Deuda Neta / EBITDA (12 últimos meses)

Finanzas sostenibles

Liderando la innovación en las finanzas sostenibles

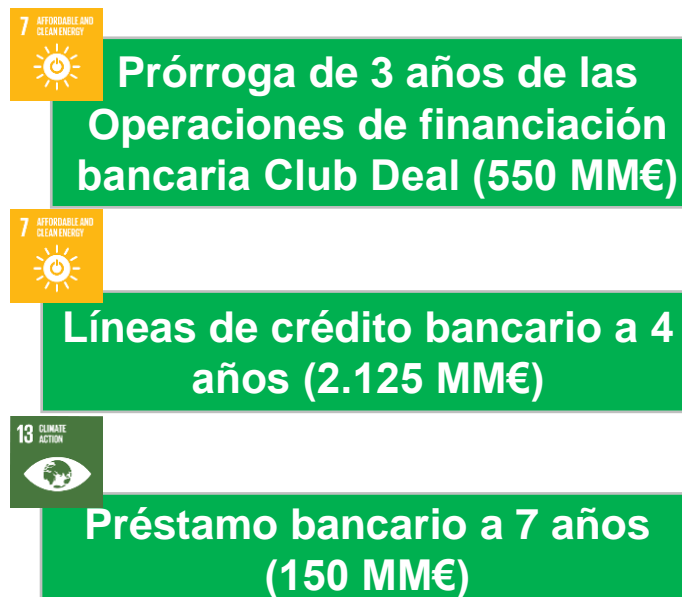


Temas principales

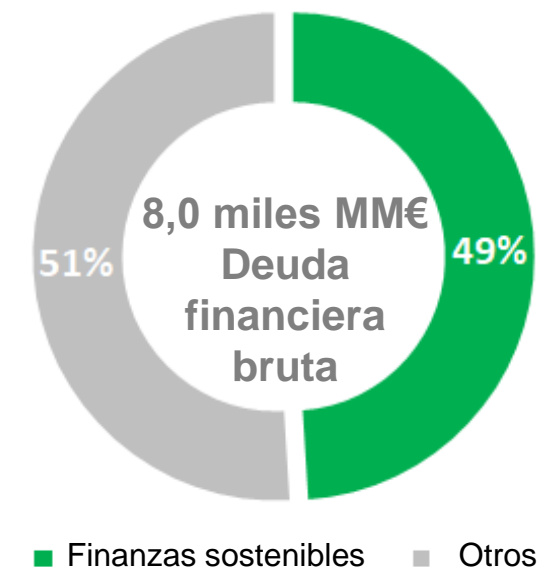
El 100% de las líneas de financiación bancarias de Endesa están vinculadas a los ODS

Primera transacción vinculada a la reducción del Scope 1 de emisiones de GEI

Transacciones vinculadas a la sostenibilidad



Proporción de deuda sostenible



Más pasos hacia el ~60% de financiación sostenible en 2023

Conclusiones finales



**Guidance 2021
confirmado**

**Las
excepcionales
condiciones de
1T se irán
normalizando**

**Avanzando en la
descarbonización
y electrificación,
así como en los
objetivos de
eficiencia**

**Destacable
generación de
caja durante el
periodo**

**Líder en
productos
financieros
sostenibles
innovadores**

**La JGA aprobó
un DPA de
2,0136 €/acción
con una
rentabilidad del
9%.**

1T 2021

Anexos

endesa

Endesa: 1T 2021 PyG

MM€



	Gx+Cx	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
Ingresos	4.398	641	105	-151	4.993
Aprovisionamientos y servicios	-3.444	-44	-11	38	-3.461
Margen de contribución	954	597	94	(113)	1.532
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	16	25	0	0	41
Gastos de Personal	-125	-67	-47	4	-235
Otros Gastos Fijos de Explotación	-290	-79	-57	107	-319
EBITDA	555	476	(10)	(2)	1.019
D&A	-227	-162	-15	0	-404
EBIT	328	314	(25)	(2)	615
Resultado financiero neto	51	-15	3	0	39
Resultado Neto por el Método de Participación	4	1	0	0	5
Resultado de otras Inversiones	0	0	0	0	0
Resultado en Ventas de Activos	-7	0	1	0	-6
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	376	300	(21)	(2)	653
Impuesto sobre Sociedades	-90	-73	4	0	-159
Intereses Minoritarios	-3	0	0	0	-3
RESULTADO NETO ATRIBUIBLE	283	227	(17)	(2)	491

Endesa: 1T 2020 PyG

MM€

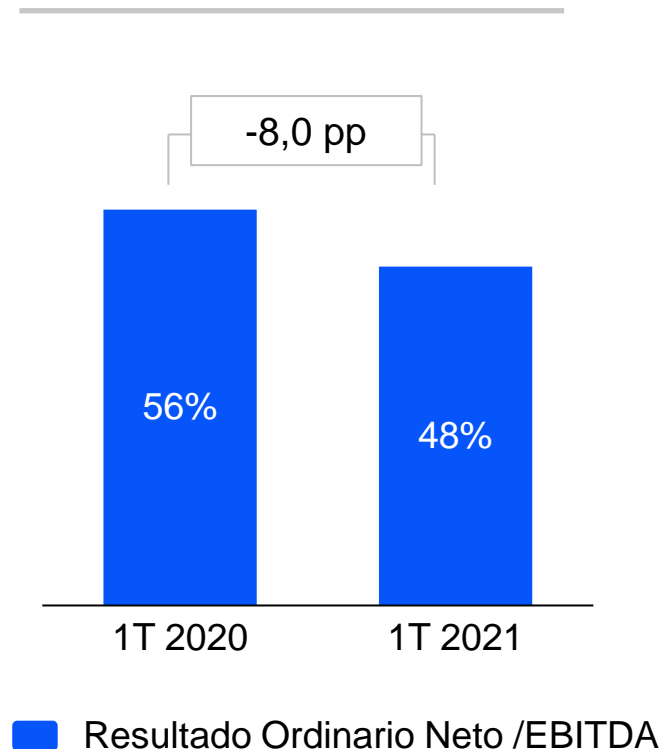


	Gx+Cx	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
Ingresos	4.459	656	135	-181	5.069
Aprovisionamientos y servicios	-3.443	-43	-9	40	-3.455
Margen de contribución	1.016	613	126	(141)	1.614
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	15	29	3	0	47
Gastos de Personal	72	118	-47	1	144
Otros Gastos Fijos de Explotación	-304	-93	-72	140	-329
EBITDA	799	667	10	-	1.476
D&A	-185	-159	-14	0	-358
EBIT	614	508	(4)	-	1.118
Resultado financiero neto	-13	-6	9	0	-10
Resultado Neto por el Método de Participación	4	0	0	0	4
Resultado de otras Inversiones	0	0	0	0	0
Resultado en Ventas de Activos	-6	0	0	0	-6
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	599	502	5	-	1.106
Impuesto sobre Sociedades	-133	-123	-4	0	-260
Intereses Minoritarios	-2	0	0	0	-2
RESULTADO NETO ATRIBUIBLE	464	379	1	-	844

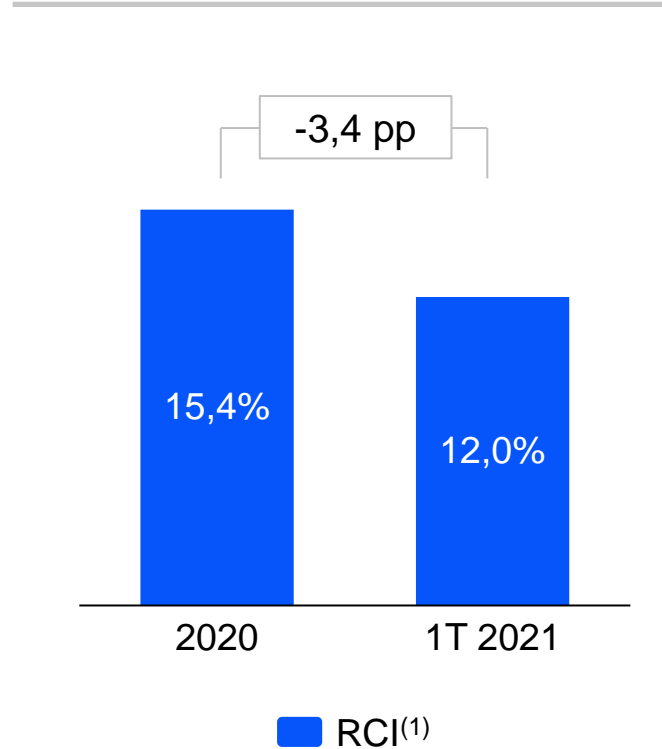
Métricas de rentabilidad y crediticias



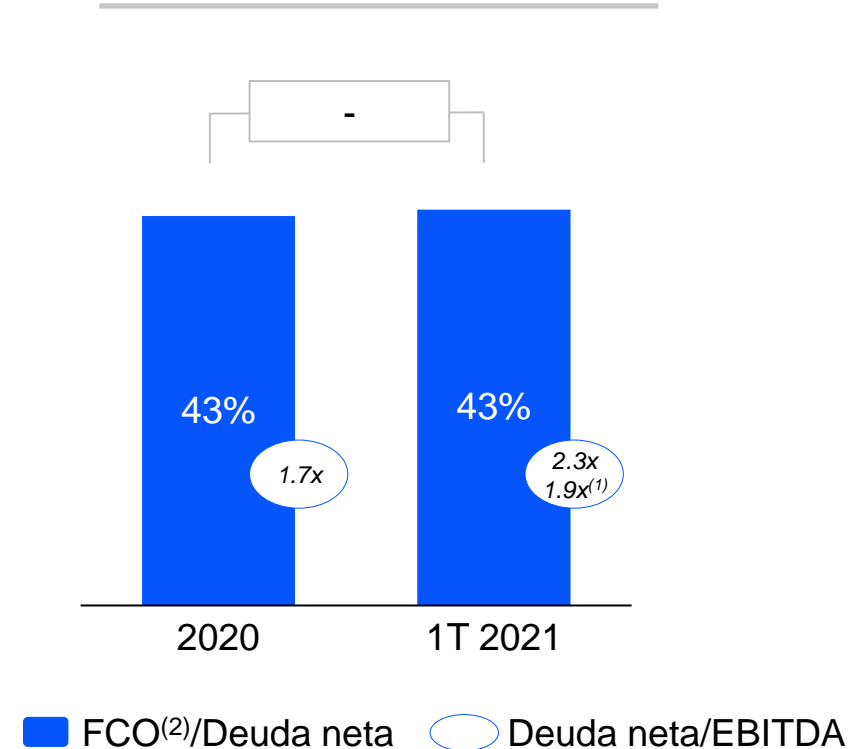
Rentabilidad



Rendimiento del capital invertido



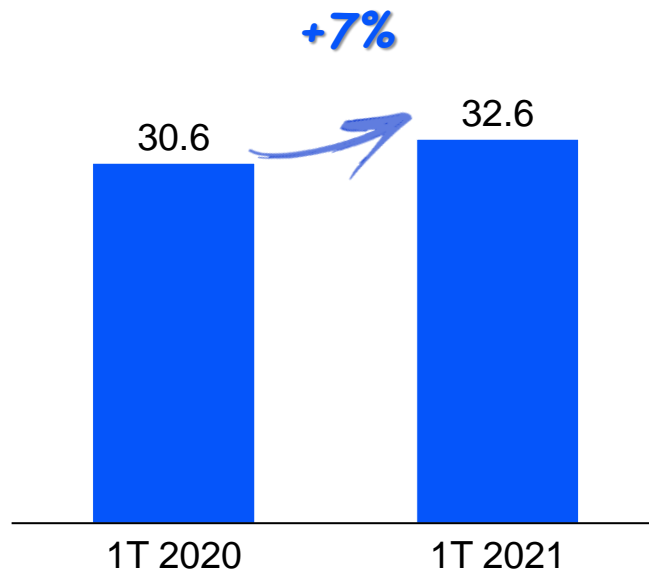
Métricas crediticias



(1) Calculado en términos comparables
 (2) FCO últimos 12 meses

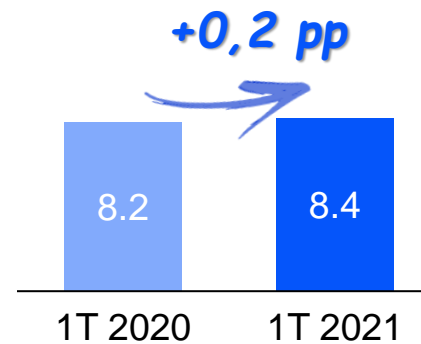
Infraestructuras y redes

Energía distribuida⁽¹⁾, TWh

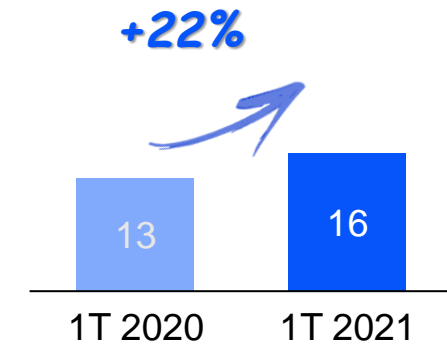


Principales KPIs operativos

% Pérdidas ⁽²⁾



TIEPI⁽³⁾ (min)



(1) Energía suministrada a los clientes, con o sin contrato, consumos auxiliares de los generadores y las salidas hacia otras redes (transporte o distribuidores)

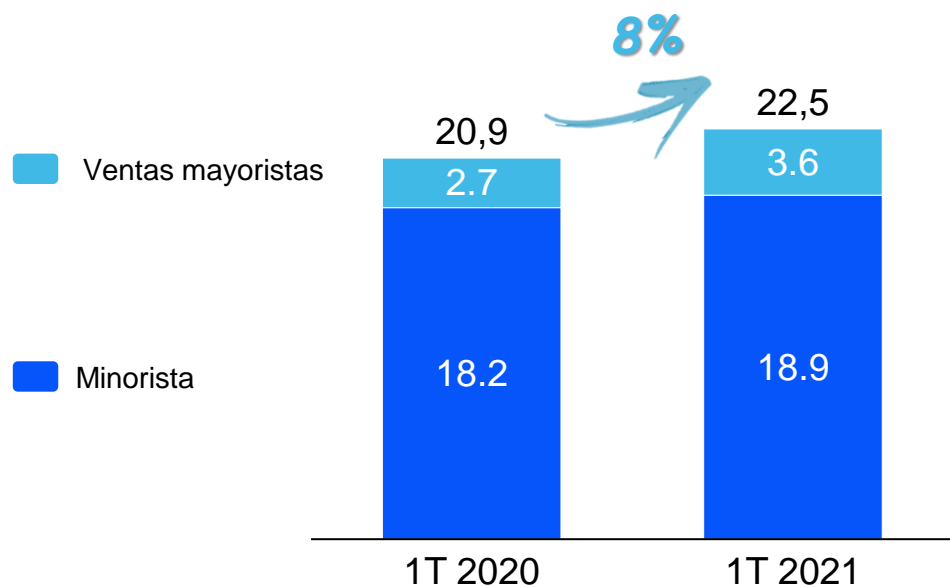
(2) Entradas de energía a la red de distribución menos la energía distribuida dividida entre las entradas de energía al sistema de distribución

(3) Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada . De acuerdo con el Regulador español. Propio + Programado + Minutos de interrupción del transporte

Principales magnitudes operativas de gas



Volúmenes de ventas⁽¹⁾, TWh



Principales indicadores

	2020	1T 2021	Δ
Clientes totales mm	1,67	1,66	-1%
Margen unitario⁽²⁾ €/MWh	3,6	0,5	-86%
Margen unitario exMtM⁽²⁾ €/MWh	2,2	1,9	-14%

(1) Cifras redondeadas

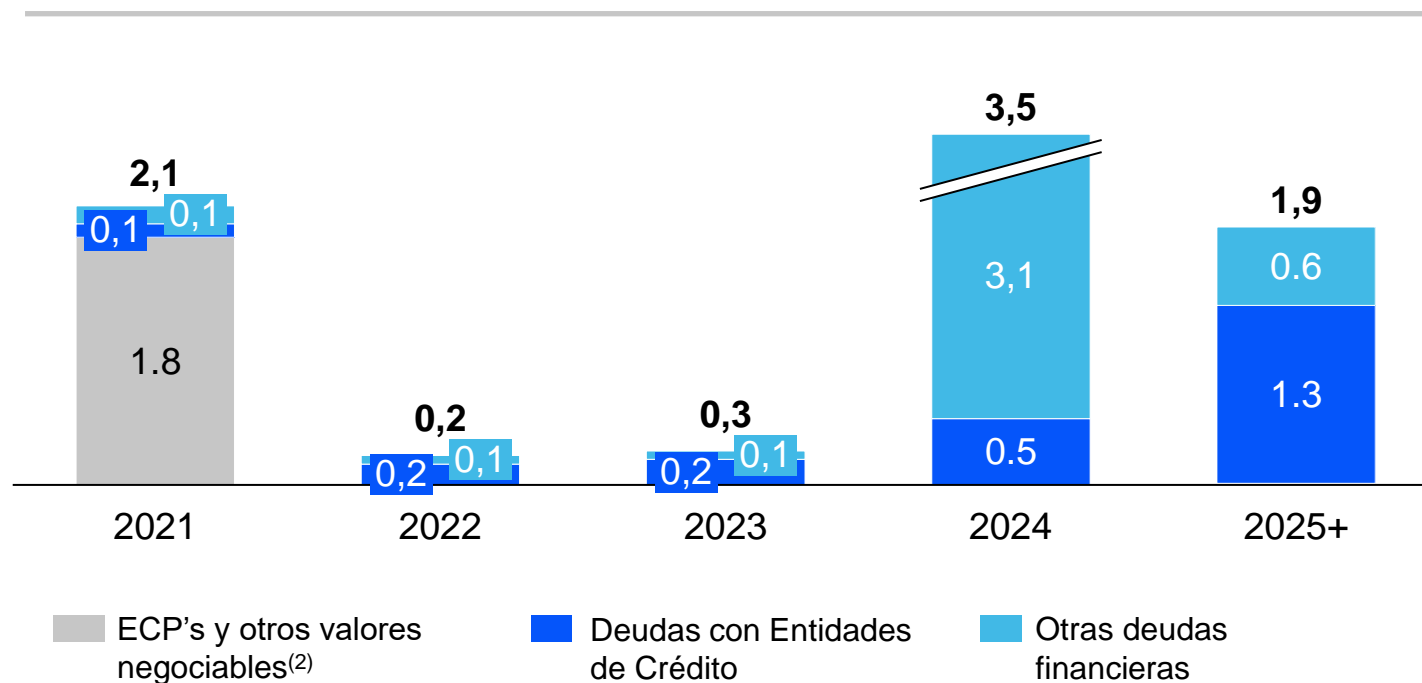
(2) Comparado 1T2021 vs. 1T2020. El margen unitario integrado, tanto en 1T2020 como en 1T2021, excluye las actividades de aprovisionamiento de gas para los ciclos combinados

Calendario de vencimientos deuda financiera

Miles de MM€



Saldo bruto de vencimientos⁽¹⁾



- Vida media de la deuda : 4,5 años
- Cobertura de 35 meses de vencimientos de la deuda
- Tipo fijo 59% de la deuda bruta
- 99% en Euros
- Liquidez 4.462 MM€: 474 MM€ en efectivo y 3.988 MM€ disponible en líneas de crédito
- Refuerzo adicional de la liquidez en 2.825 MM€

(1) Pendientes a 31 de Marzo 2021. Cifras redondeadas. No incluye los derivados financieros.

(2) Los pagarés emitidos están respaldados por líneas de crédito a largo plazo y se renuevan periódicamente.

Capacidad instalada y producción



Capacidad total instalada neta, MW

	1T 2021	2020	Var. (%)
Peninsular	17.387	17.388	-0%
Renovables (2)	7.780	7.781	-0%
Hidraulica	4.748	4.749	-0%
Eólica	2.422	2.423	-0%
Solar	610	609	0%
Otras	0	0	0%
Nuclear	3.328	3.328	0%
Carbón	2.523	2.523	0%
Ciclos combinados	3.756	3.756	0%
Territorios extrapeninsulares	4.264	4.264	+0%
Carbón	241	241	0%
Fuel - Gas	2.334	2.334	0%
Ciclos combinados	1.689	1.689	0%
Total	21.651	21.652	-0%

Producción total bruta (1), GWh

	1T 2021	1T 2020	Var. (%)
Peninsular	12.351	12.374	-0%
Renovables (2)	4.360	3.737	17%
Hidraulica	2.356	2.249	5%
Eólica	1.855	1.398	33%
Solar	149	90	66%
Otras	0	0	n.a.
Nuclear	6.909	7.201	-4%
Carbón	214	352	-39%
Ciclos combinados	868	1.084	-20%
Territorios extrapeninsulares	2.449	2.769	-12%
Carbón	0	0	n.a.
Fuel - Gas	966	1.153	-16%
Ciclos combinados	1.483	1.616	-8%
Total	14.800	15.143	-2%

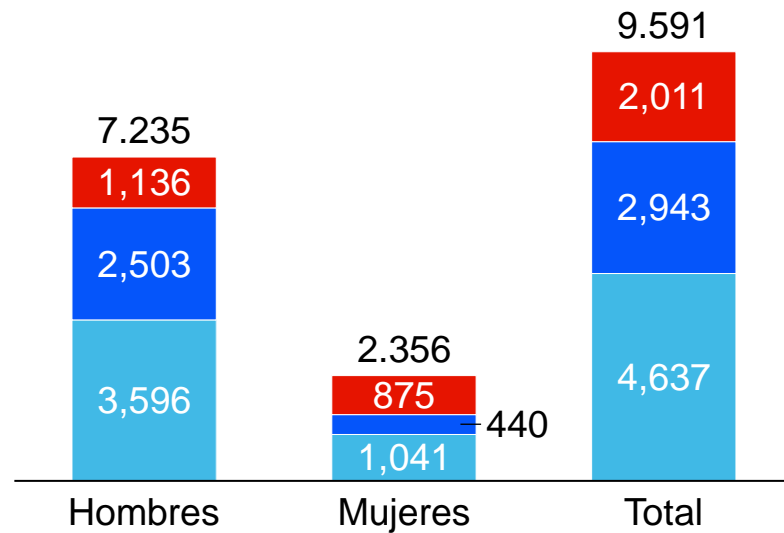
(1) Producción en barras de central (Producción bruta menos autoconsumo)

(2) Incluye 247 GWh en islas en 1T 2021 (62 MW) vs 26 GWh en 1T 2020 (40 MW)

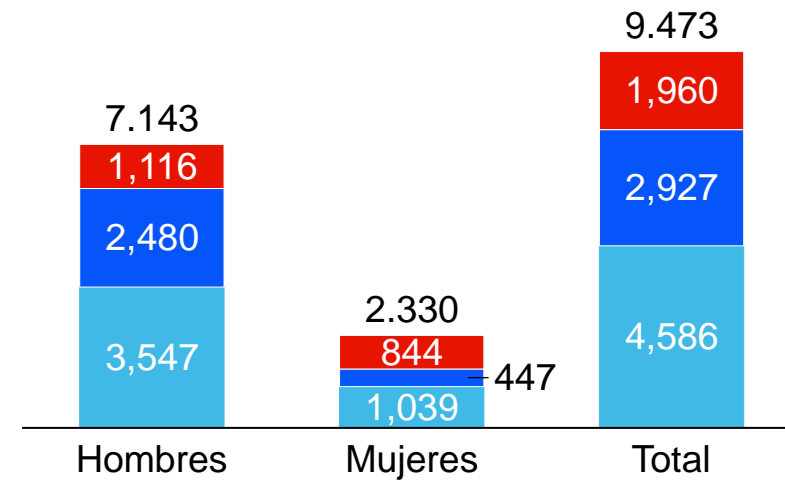
Plantilla



2020



1T 2021



Generación & Comercialización

Distribución

Estructura & otros

Cuota de mercado

1T 2021



Comercialización eléctrica

	Clientes (mm) ⁽¹⁾		Total	Cuota de mercado Endesa
	Regulado	Liberalizado		
Negocio	0,0	0,9	0,9	23%
Residencial	10,9	17,7	28,7	29%
Total	11,0	18,6	29,6	

Cuota de mercado Endesa: 44% (Regulado), 29% (Liberalizado)

	Energía vendida (TWh) ⁽²⁾		Total	Cuota de mercado Endesa
	Regulado	Liberalizado		
Negocio	0,2	38,8	39,0	30%
Residencial	7,8	15,9	23,7	32%
Total	8,0	54,7	62,7	

Cuota de mercado Endesa: 46% (Regulado), 31% (Liberalizado)

	Comercialización eléctrica ⁽³⁾	
	1T 2021	2020
Cuota de mercado Endesa	30,6%	32,4%

Generación peninsular, Distribución y Comercialización de gas

	Generación peninsular ⁽³⁾	
	1T 2021	2020
Cuota de mercado Endesa ⁽⁴⁾	18,8%	18,0%

	Distribución ⁽³⁾	
	1T 2021	2020
Cuota de mercado Endesa	42,0%	42,9%

	Comercialización de gas ⁽³⁾	
	1T 2021	2020
Cuota de mercado Endesa	15,2%	14,3%

- (1) Clientes: CNMC "Informe de supervisión de los cambios de comercializador 2020" publicado 03/12/2020. Cifras redondeadas
- (2) Energía vendida: Estimación interna basada en el "sistema de previsión diaria de energía sectorial". Cifras redondeadas
- (3) Elaboración propia
- (4) Incluye renovables

Glosario de términos (I/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Coste medio de la deuda (%)	$(\text{Coste deuda financiera bruta}) / \text{Deuda financiera media bruta}: (33 \text{ MM€} \times (360/90) + 4 \text{ MM€}) / 8.240 \text{ MM€} = 1,7\%$	6.2
Vida media de la deuda (nº de años)	$(\text{Principal} \times \text{número de días de vigencia}) / (\text{Principal Vigente al Cierre del Periodo} \times \text{Número Días del Periodo}): 36.047 / 7.947 = 4,5 \text{ años}$	6.2
Flujo de caja de las operaciones (MM€)	Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación (583 MM€)	6.5
Flujo de caja libre (MM€)	Flujo de caja de las operaciones (583 MM€) - Variación neta de inmovilizado material e inmaterial (390 MM€) + Subvenciones y otros Ingresos Diferidos (18 MM€) - Variación neta de Otras Inversiones (53 M€) = 158 MM€	n/a
Cobertura vencimientos de deuda (meses)	Periodo de vencimientos (nº meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible: 35 meses	6.2
Resultado bruto de explotación -EBITDA- (MM€)	Ingresos (4.993 MM€) – Aprovisionamientos y servicios (3.461 MM€) + Trabajos realizados por el Grupo para su activo (41 MM€) – gastos de personal (235 MM€) – Otros Gastos Fijos de Explotación (319 MM€) = 1.019 MM€	5.2
Resultado de explotación -EBIT- (MM€)	Resultado bruto de explotación (1.019 MM€) - Depreciación y amortización (404 MM€) = 615 MM€	5.2
Costes fijos -Opex- (MM€)	Gastos de personal (235 MM€) + Otros gastos fijos de explotación (319 MM€) - Trabajos realizados por el Grupo para su activo (41 MM€) = 513 MM€	5.2
Margen de contribución (MM€)	Ingresos (4.993 MM€) – Aprovisionamientos y servicios (3.461 MM€) = 1.532 MM€	5.2
Apalancamiento (veces)	Deuda financiera neta (7.496 MM€) / Resultado bruto de explotación (2.307 MM€ de 2T, 3T y 4T 2020 + 1.019 M€ de 1T 2021) = 2,3x	n/a

Glosario de términos(II/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Inversión bruta (MM€)	Inversiones brutas materiales (221 MM€) e inmateriales (55 MM€) - derechos de uso (4 MM€) = 272 MM€	6.6
Deuda financiera neta (MM€)	Deuda financiera a largo y corto plazo (5.908 MM€ + 2.069 MM€) - Caja y otros medios líquidos equivalentes (474 MM€) – Derivados reconocidos como activos financieros (7 MM€) = 7.496 MM€	6,2
Resultado financiero neto (MM€)	Ingreso financiero (83 MM€) - Gasto financiero (42 MM€) - Diferencias de cambio netas (2 MM€) = 39 MM€	5.2
Ingresos (MM€)	Ventas (4.658 MM€) + Otros ingresos de explotación (335 MM€) = 4.993 MM€	5.2
Resultado Neto Ordinario (MM€)	Resultado Neto de la Sociedad Dominante (491 MM€) - Resultado Neto en ventas de activos no financieros superiores a 10 MM€ (0 MM€) - Pérdidas netas por deterioro de activos no financieros superiores a 10 MM€ (0 MM€) - Dotación Inicial Neta de Gastos de Personal por Planes de Reestructuración de Plantilla relativos al Plan de Descarbonización (0 MM€) - Gastos Netos correspondientes al Plan de Responsabilidad Pública por la Crisis Sanitaria COVID-19 (0 MM€) = 491 MM€	5.2
Margen eléctrico integrado (MM€)	Margen de Contribución Gx+Cx (954 MM€) - Margen SENP (128 MM€) - Margen PVPC (16 MM€) - Margen gas (11 MM€) - Margen Endesa X (30 MM€) - Otros (195 MM€) = 574 MM€	n/a
Margen eléctrico unitario integrado (€/MWh)	Margen eléctrico integrado / Ventas eléctricas en el mercado liberalizado en España y Portugal: 574 MM€ / 19 TWh = 30,3 €/MWh	n/a
Margen unitario de gas (€/MWh)	Margen Gestionable de Gas / Ventas de Gas: 11,4 MM€ / 22,5 TWh = 0,5 €/MWh	n/a
Margen contribución Endesa X (MM€)	Margen de contribución generado por los productos y servicios de valor añadido comercializados por la unidad de Endesa X = 30 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 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.

Equipo IR

Contáctanos



Mar Martinez

Directora de Relación con Inversores

Equipo de Relación con Inversores

Isabel Permuy

Javier Hernandez

Francesc Trilla

Juan Carlos Jimenez

Sonia Herranz

Paloma de Miguel



Descubre la nueva endesa.com

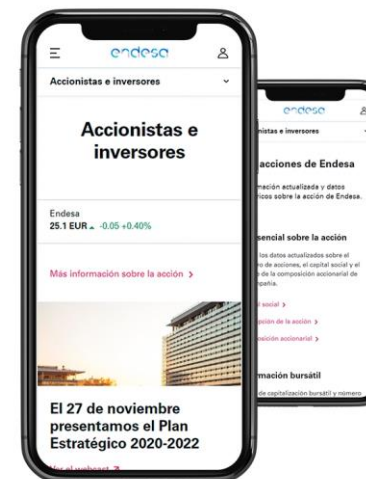


Nuevo diseño, más claro e intuitivo.



Todos tus contenidos, un solo clic:

- Resultados
- Información económica
- Informes anuales
- Agenda de eventos.



Servicio de alertas para recibir en tu móvil las principales novedades de la compañía.



Y, además, toda la **información sobre nuestros productos y servicios**, incluido el acceso al Área Cliente de Endesa.

Entra en [endesa.com/accionistaseinversores](https://www.endesa.com/accionistaseinversores): una nueva forma de conocernos

Contactos

Email: ir@endesa.es

Teléfono: + 34 91 213 15 03
+ 34 91 213 90 49

Web: www.endesa.com