

Primer trimestre

2023

Resultados consolidados  
9 de mayo, 2023

endesa

# 1T 2023

*Resultados financieros*

**José Bogas**

*CEO*

endesa

# Principales indicadores del periodo



**Solidos resultados que siguen beneficiándose de los factores inerciales de 2022**

**Se suaviza el contexto de precios eléctricos gracias a la bajada de las referencias del gas**

**Aumento de la producción renovable que permite reducir los costes de aprovisionamiento**

**Mejora de los resultados gracias a la resiliencia de nuestro modelo de negocio integrado**

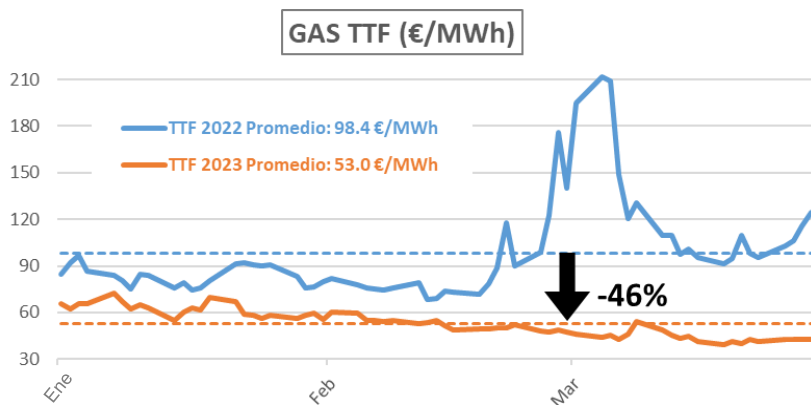
**La JGA aprobó el dividendo bruto de 2022: 1,585 €/acc  
9% Rentabilidad por dividendo <sup>(1)</sup>**

# Contexto de mercado

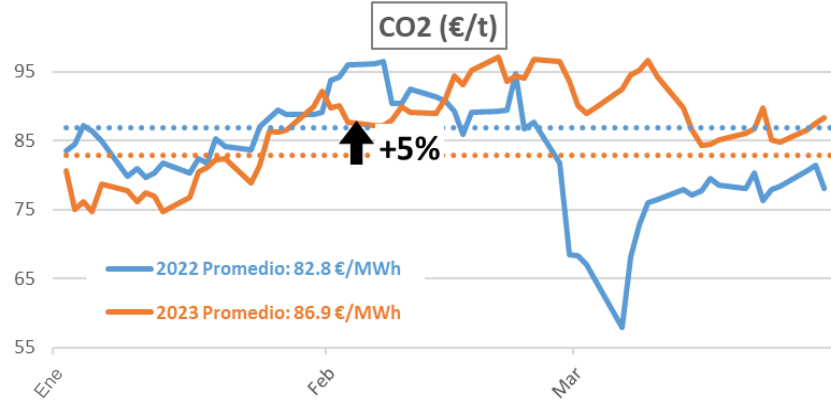
1T marcado por la tendencia a la baja de los precios eléctricos y la continua contracción de la demanda



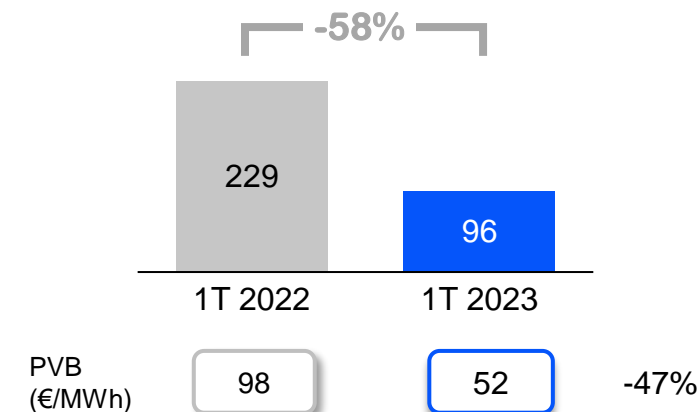
## Precios spot gas TTF (€/MWh)



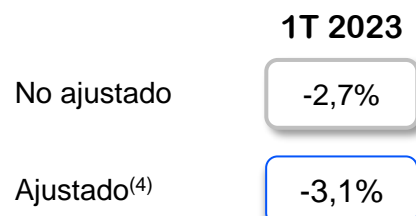
## Precios spot CO<sub>2</sub> (€/t)



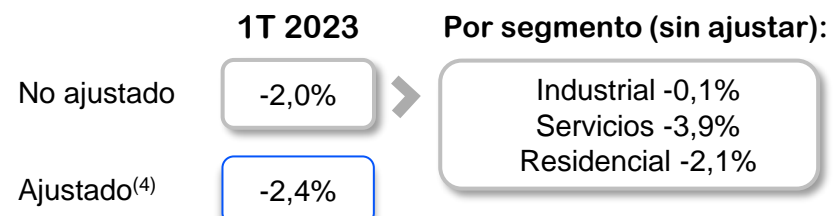
## Precios medios del pool eléctrico en Iberia (€/MWh)<sup>(1)</sup>



## Demanda eléctrica peninsular en España (TWh)<sup>(2)</sup>

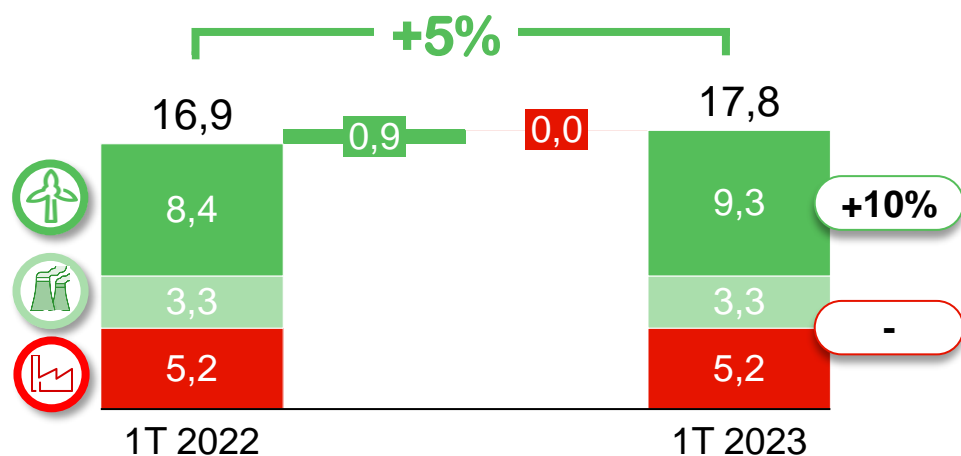


## Área Endesa peninsular <sup>(3)</sup>

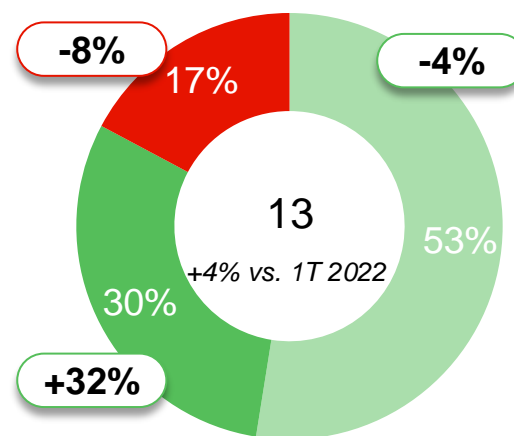


# Capacidad instalada y producción peninsular

Capacidad instalada<sup>(1)</sup> (GW)



Producción<sup>(2)</sup> (TWh)



- Hacia un mix de generación más verde: 83% producción libre de CO<sub>2</sub>
- +32% producción renovable: hidráulica, eólica y solar
- 1,1 GW de objetivo de nueva capacidad para 2023, ~100% ya en ejecución

Capacidad libre de CO<sub>2</sub>

69%

71%

Producción libre de emisiones CO<sub>2</sub>

83%

Renovable

Nuclear

Gx térmica

Variación vs. 1T 2022

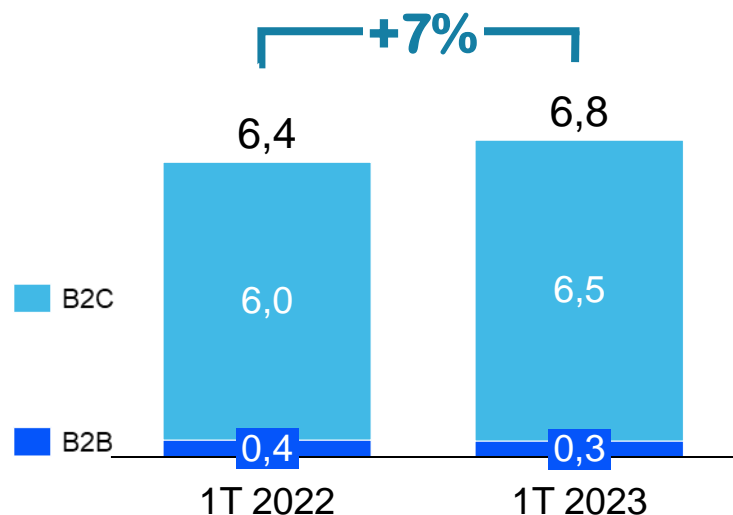
(1) Capacidad neta peninsular. Incluidos 97 MW en 1T 2023 y 77 MW en 1T 2022 de energías renovables extrapeninsulares. Cifras redondeadas

(2) Generación peninsular. Energía en barras de central. Incluidos 16 GWh en el 1T 2023 y 32 GWh en el 1T 2022 de renovables extrapeninsulares. Cifras redondeadas

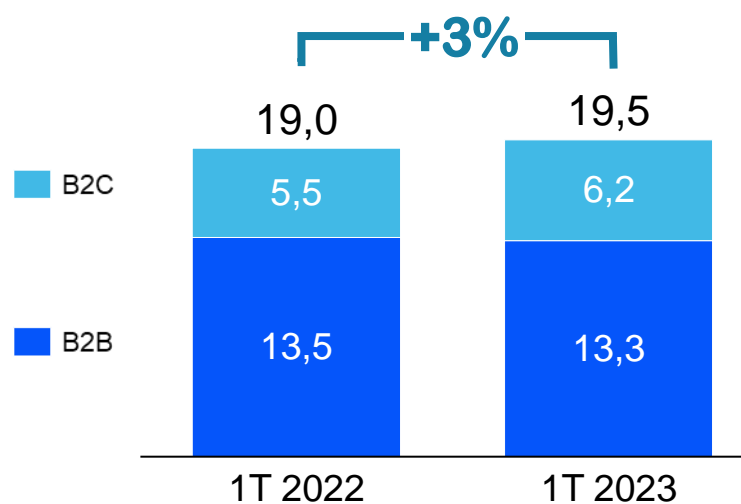
# Comercialización: Ventas a mercado libre y clientes



Cientes mercado libre <sup>(1)</sup> (MM)



Ventas a mercado libre <sup>(2)</sup> (TWh)



Regulado (MM)	4,1	3,7	-10%
<b>TOTAL (MM)</b>	<b>10,4</b>	<b>10,5</b>	<b>+1%</b>

Regulado (TWh)	3,2	2,6	-17%
<b>TOTAL (TWh)</b>	<b>22,1</b>	<b>22,1</b>	<b>-%</b>

- Consolidación de la base de clientes a mercado libre
- **+13%** de ventas B2C, principalmente por el aumento de clientes
- **+51%** de puntos de recarga, en línea con nuestro plan estratégico

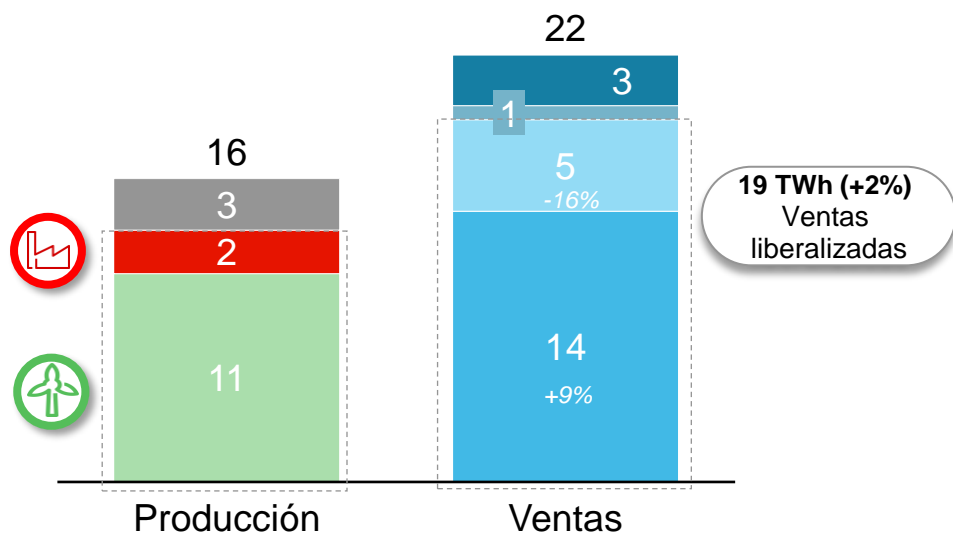
# Buen comportamiento del margen eléctrico liberalizado en Iberia



## Producción / Ventas (TWh)

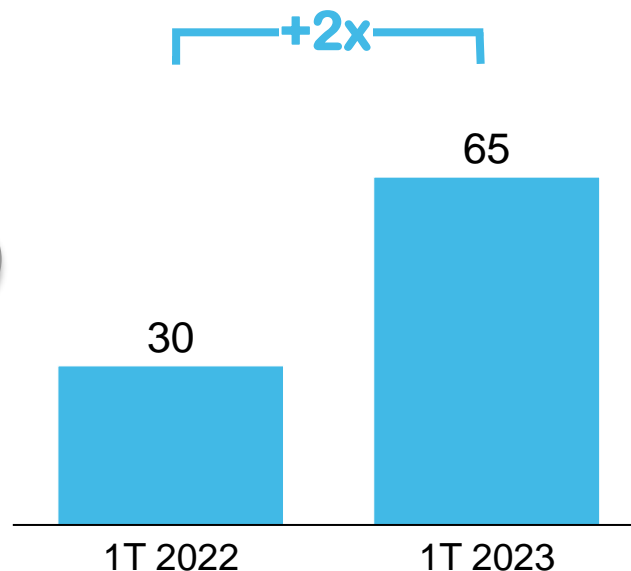
Producción libre de CO<sub>2</sub> / Ventas a precio fijo

77%

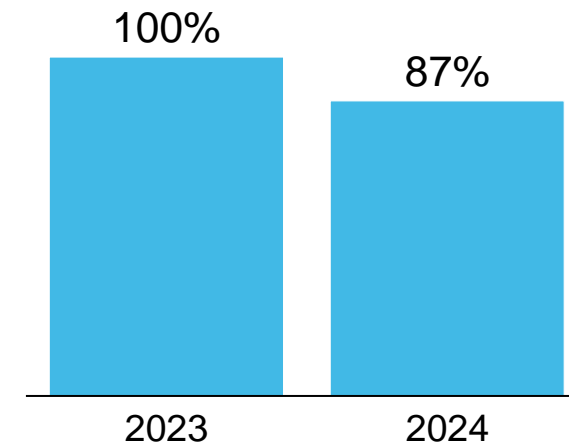


19 TWh (+2%)  
Ventas liberalizadas

## Margen unitario eléctrico liberalizado<sup>(1)</sup> (€/MWh)



## Producción cubierta <sup>(2)</sup>



- Extrapeninsular
- Térmico
- HNR
- Incl. margen eléctrico liberalizado
- PVPC (regulado)
- Internacional (ex Iberia)
- Mdo. libre: precio indexado
- Mdo. libre: precio fijo

Margen de comercialización (€/MWh)

-1

11

Precio de transferencia del contrato bilateral (€/MWh)

65

65

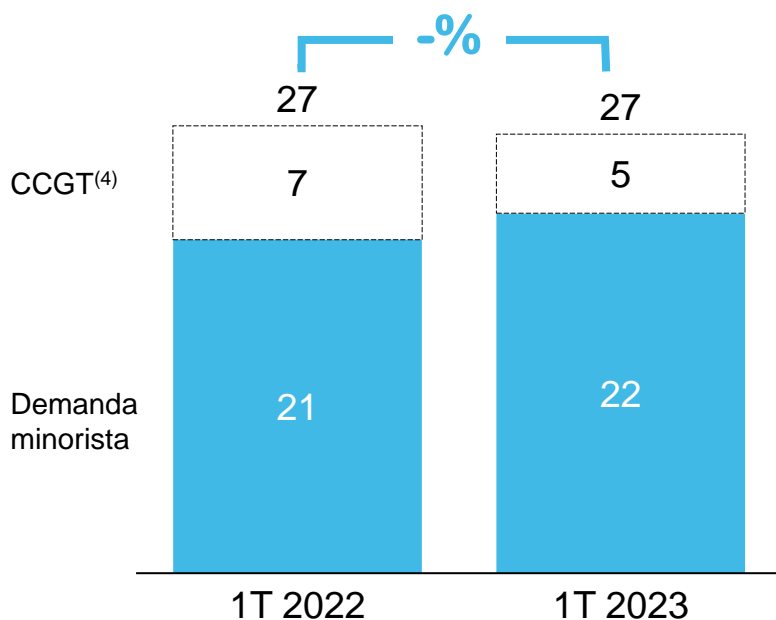
(1) Véanse los detalles en la diapositiva 30

(2) Producción inframarginal (hidráulica, nuclear y renovables no reguladas)

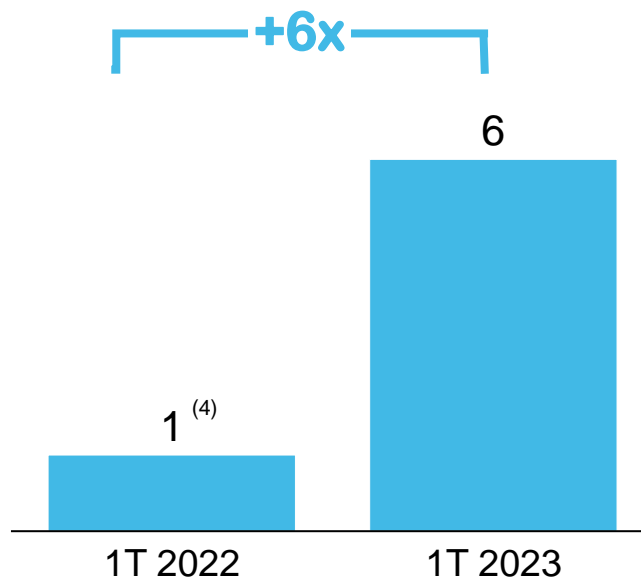
# Mejora del margen del gas gracias al contexto de mercado



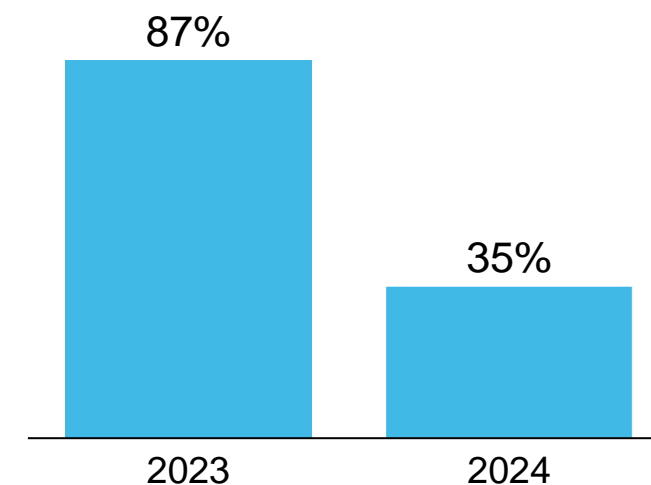
Volúmenes vendidos<sup>(1)</sup> (TWh)



Margen unitario de gas<sup>(2)</sup> (€/MWh)



Volúmenes cubiertos<sup>(3)</sup> (%)



Cientes (MM)	1,7	1,8	+6%
Liberalizados (MM)	1,5	1,4	-7%

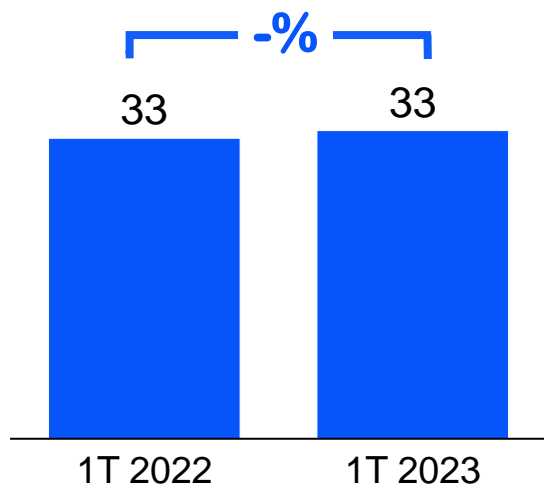
- (1) Cifras redondeadas.
- (2) Margen unitario total excluyendo MtM
- (3) Volúmenes de contratos de aprovisionamiento cubiertos
- (4) Margen unitario incluido MtM: 2,6 €/MWh



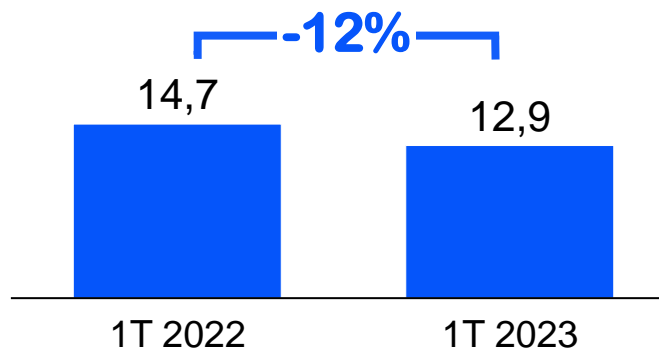
# Redes: parámetros operativos



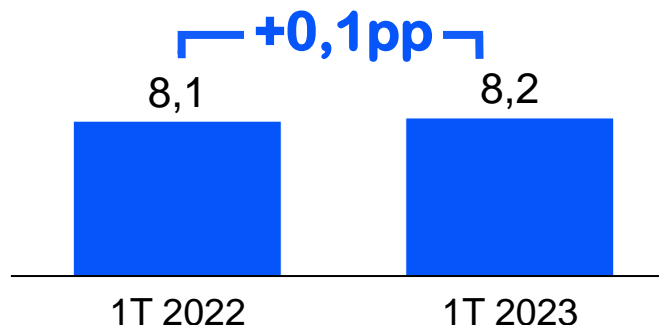
Energía distribuida (TWh)



TIEPI<sup>(1)</sup> (min.)



Pérdidas (%)



Energía a clientes propios<sup>(2)</sup> (TWh)



RAB (miles MM€)



- Mejora continua de la calidad del servicio
- El récord histórico de fraude impulsó un ligero aumento de las pérdidas
- La inversión en redes, clave para la electrificación limpia y la resiliencia de la red

(1) Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada. Según regulador español. Minutos de interrupción propios + programado y de transporte  
 (2) En barras de central (criterios REE). A nivel de país. No ajustado

# 1T 2023

*Resultados financieros*

**Marco Palermo**

*CFO*

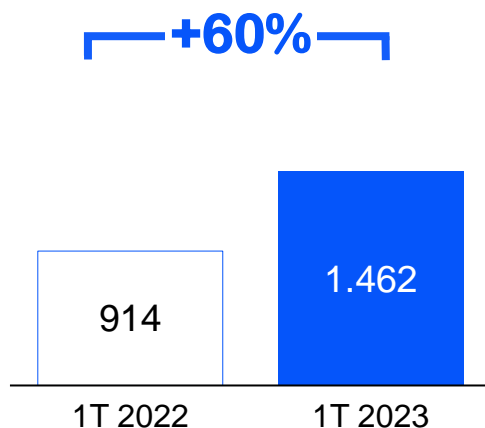
endesa

# Principales indicadores financieros

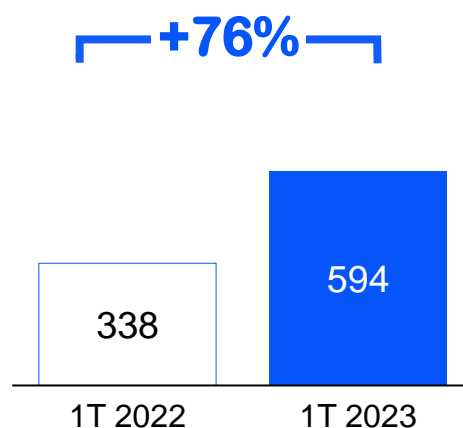
MM€



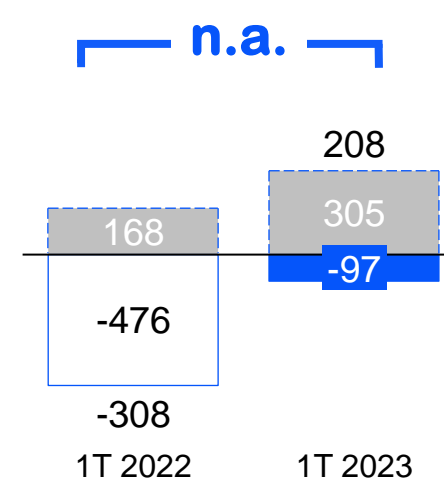
## EBITDA



## Resultado Ordinario Neto<sup>(1)</sup>



## FCO ajustado<sup>(2)</sup>



Variación Capital Circulante Regulatorio

FCO reportado **-476** **-97** +80%

**Capex 1T 2023: 409 MM€ (+2%)**

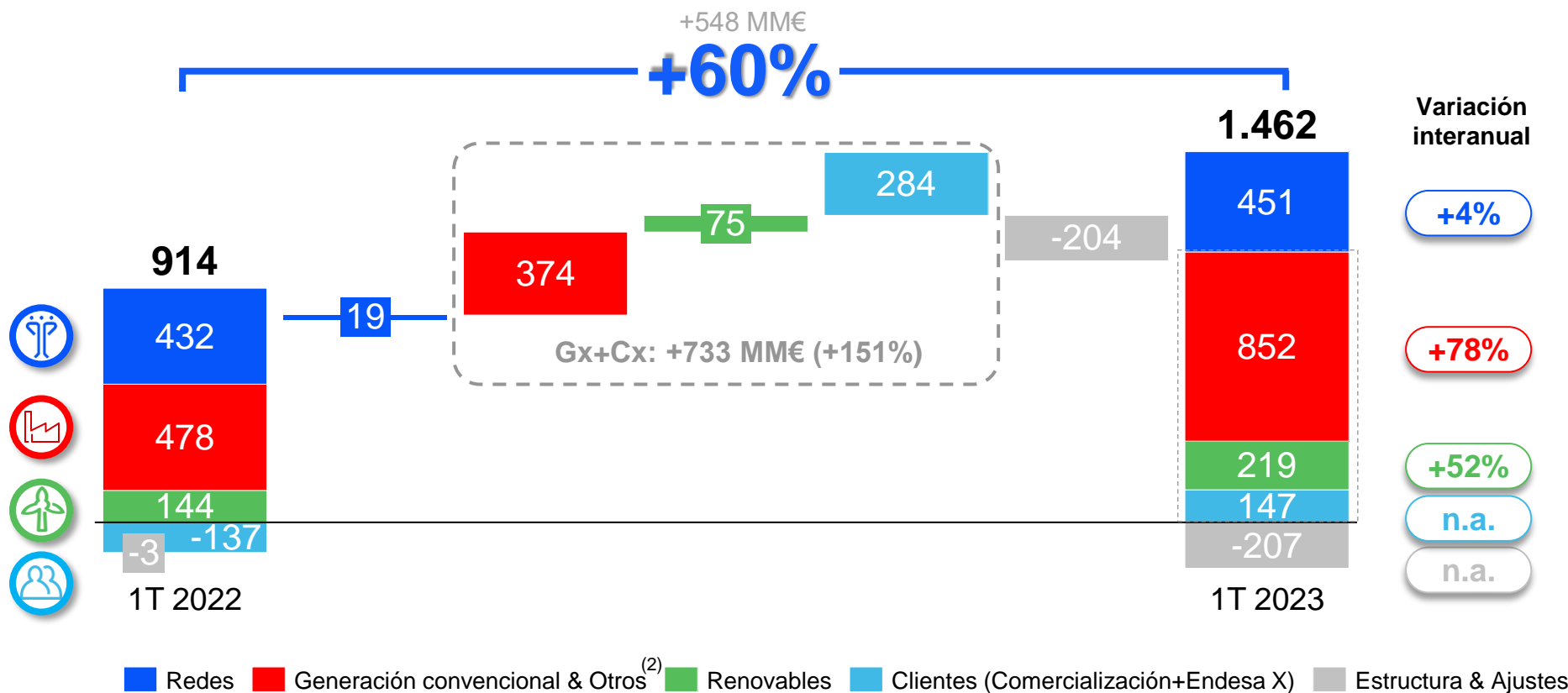
(1) Resultado Neto reportado 1T 2023: 594 MM€ (1T 2022: 338 MM€)  
 (2) Ajustado por la variación del Capital Circulante Regulatorio en el periodo

# +60% de EBITDA gracias a nuestro negocio integrado

MM€



## EBITDA por negocio <sup>(1)</sup>



Crecimiento del EBITDA gracias al buen comportamiento de los negocios de Gx Convencional y Renovables....

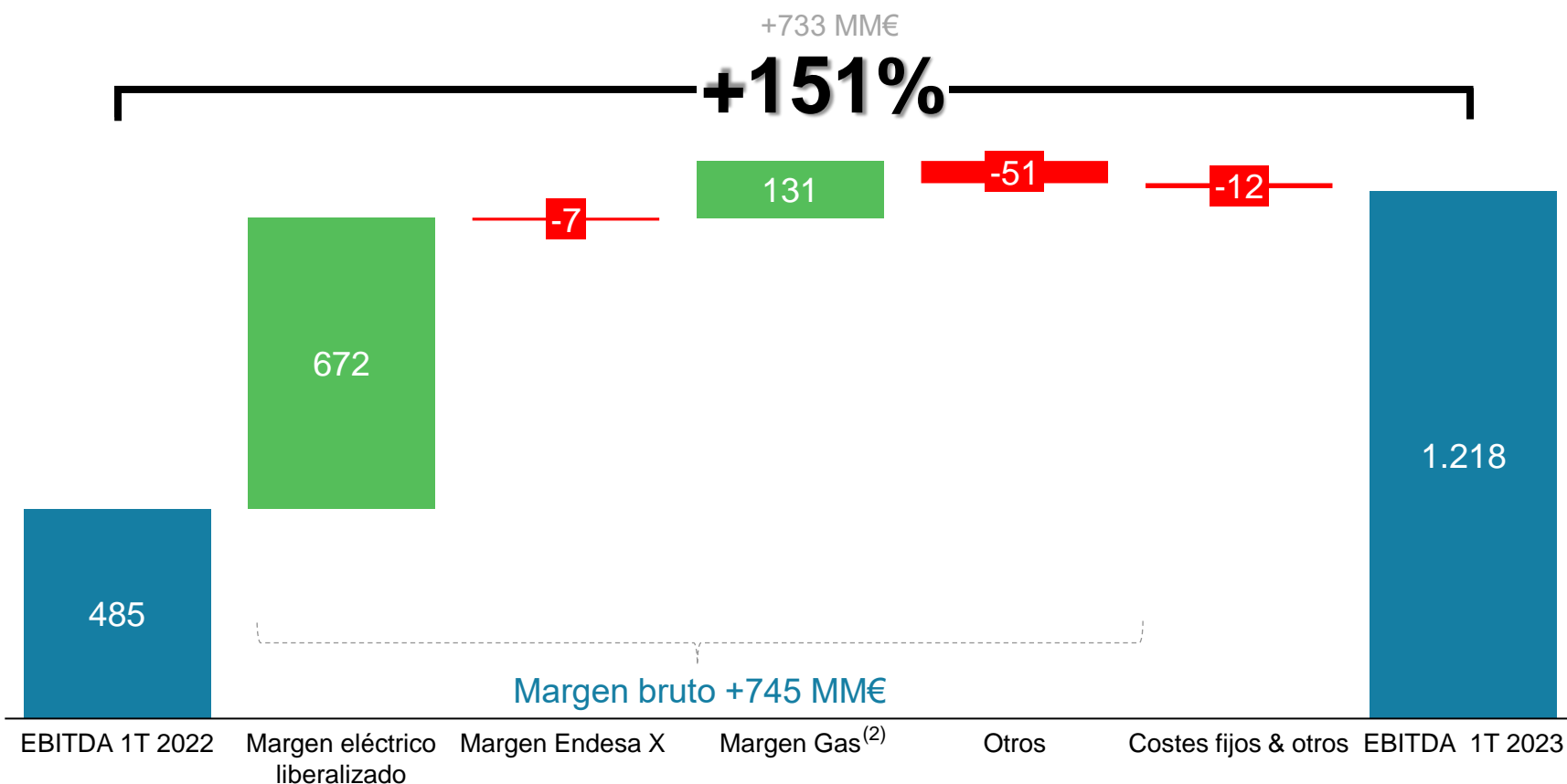
...así como a la normalización del margen de comercialización

Tasa Extraordinaria del 1,2% incluida en Estructura y Ajustes (-208 MM€)

■ Redes 
 ■ Generación convencional & Otros <sup>(2)</sup>
■ Renovables 
 ■ Clientes (Comercialización+Endesa X) 
 ■ Estructura & Ajustes

(1) Cifras redondeadas  
 (2) Incluye Gx térmica, nuclear, extrapeninsular y otros

# EBITDA Generación & Comercialización <sup>(1)</sup>: fuerte crecimiento que se normalizará a lo largo del año



Margen eléctrico liberalizado **+672 MM€**:

- Mayores márgenes térmicos
- Normalización del margen de comercialización
- Gestión positiva de la posición corta

Mejora del negocio de gas **+131 MM€**

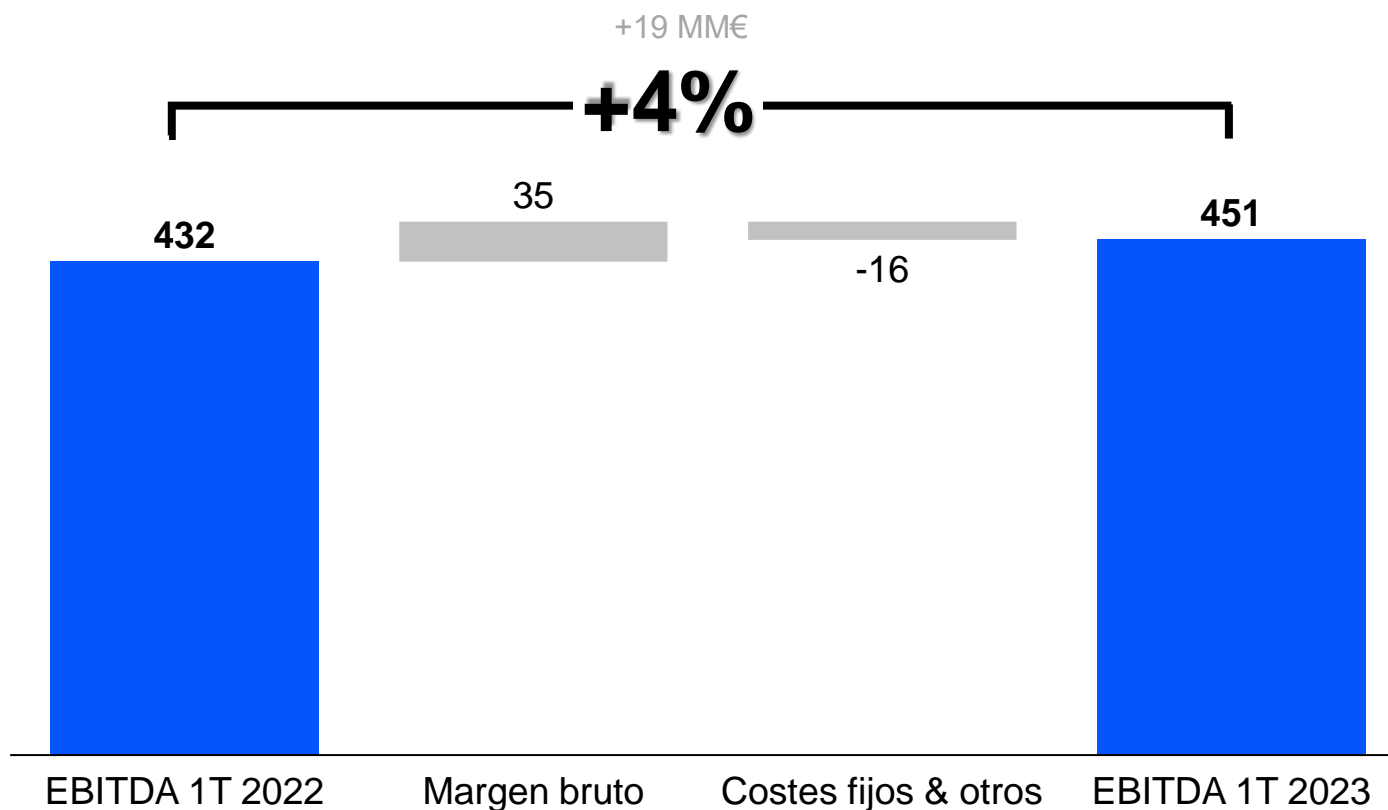
Otros: **-51 MM€**, principalmente por MtM negativo compensado parcialmente por extrapeninsular

(1) Las cifras de Gx+Cx incluyen Generación y Comercialización

(2) MtM no incluido

# EBITDA de Redes estable

MM€



Aumento del margen principalmente por la ausencia de reliquidaciones negativas del año pasado

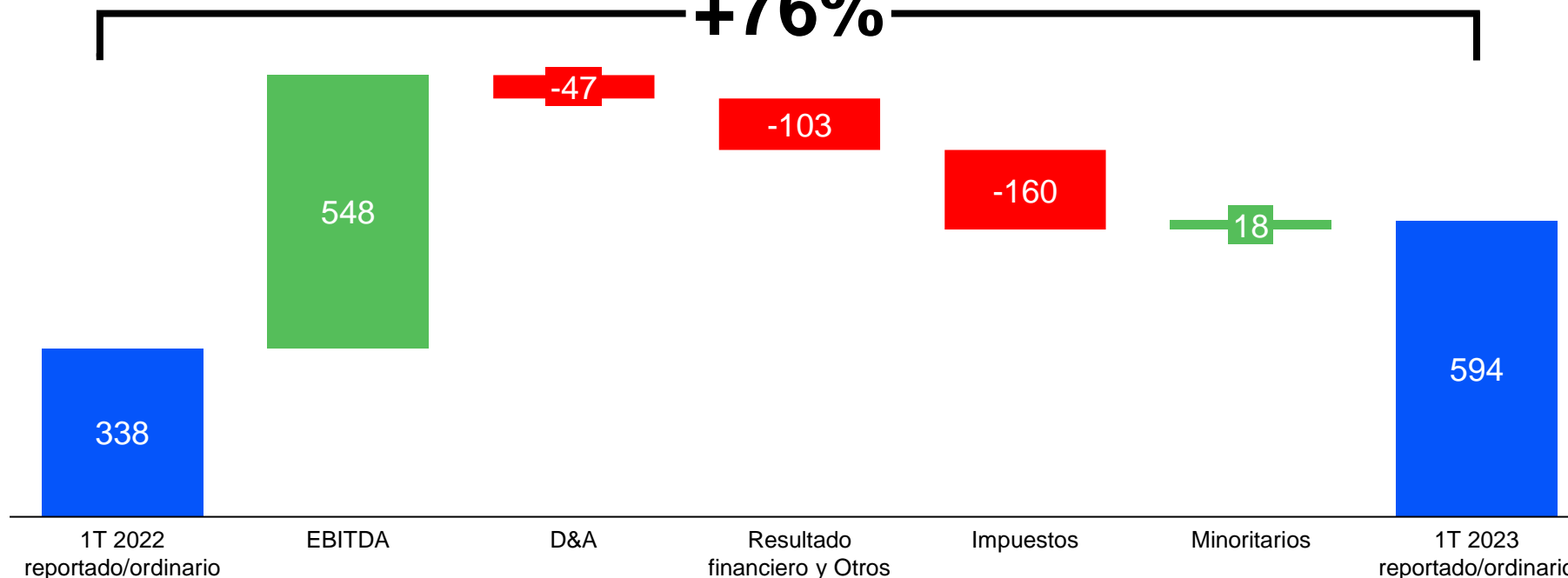
16 MM€ aumento de los costes fijos

# +76% Resultado Ordinario Neto

MM€



+76%



Aumento de las amortizaciones debido a las **mayores inversiones realizadas**

Resultado financiero afectado por el **aumento de la deuda bruta media a mayor coste** y por la **actualización de provisiones**

Tipo impositivo efectivo **~31%** afectado por la tasa extraordinaria (**~25% ajustado**) <sup>(1)</sup>

Resultados 1T 2023

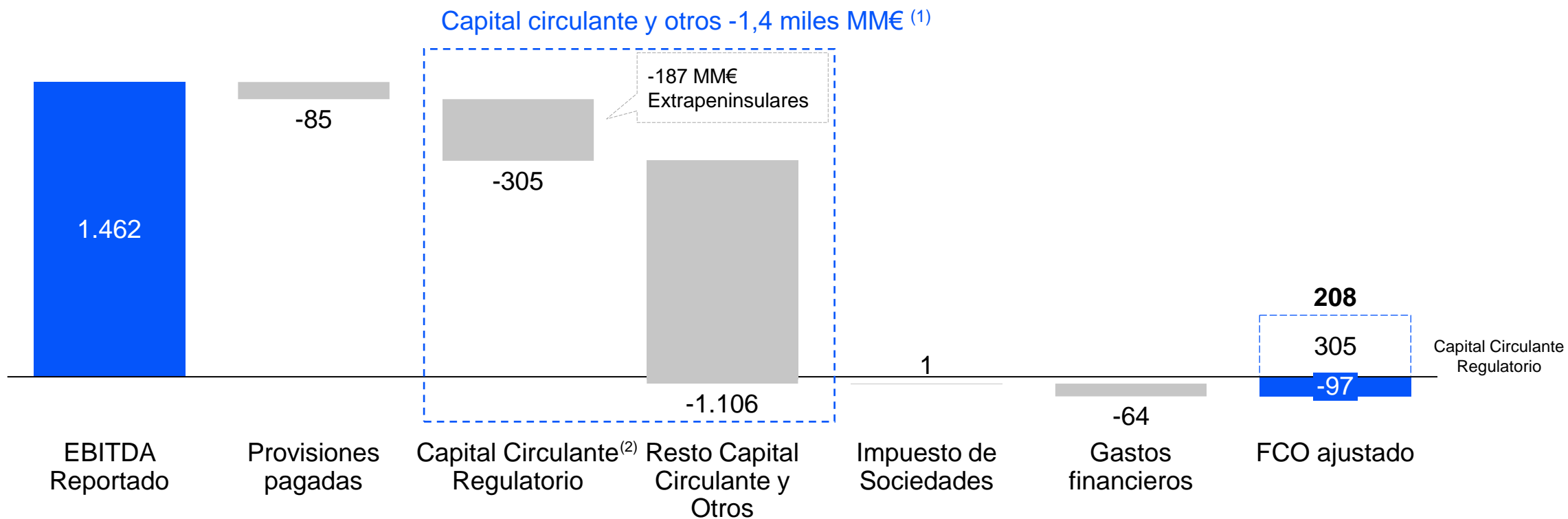
1.462	-472	-120	-269	-7
-------	------	------	------	----

Delta interanual

+60%	+11%	+606%	+147%	-72%
------	------	-------	-------	------

# El FCO se ve afectado por el Capital Circulante Regulatorio y la estacionalidad del flujo de caja

MM€



1T 2022	914	-73	-168	-1.142	2	-9	-308
△ vs 1T 2022	+548	-12	-137	+36	-1	-55	+516

(1) Variación del saldo 1T 2023 vs. 1T 2022  
 (2) Saldo de las liquidaciones de la CNMC

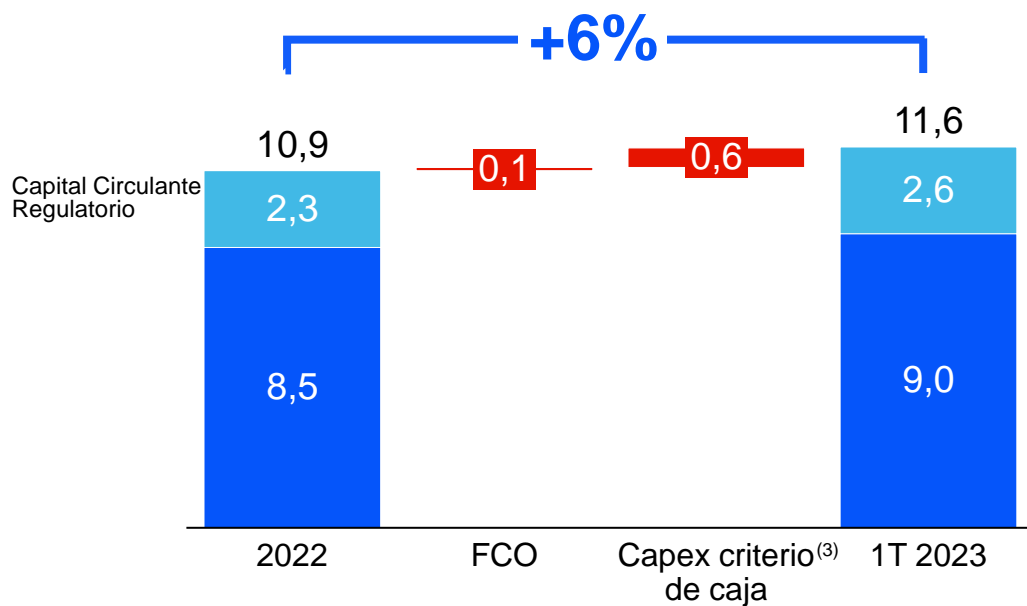


# Ratio de apalancamiento saneado y sólidas métricas crediticias



Miles MM€

## Evolución de la deuda neta <sup>(1)</sup>



Deuda neta / EBITDA<sup>(4)</sup>

2,0x

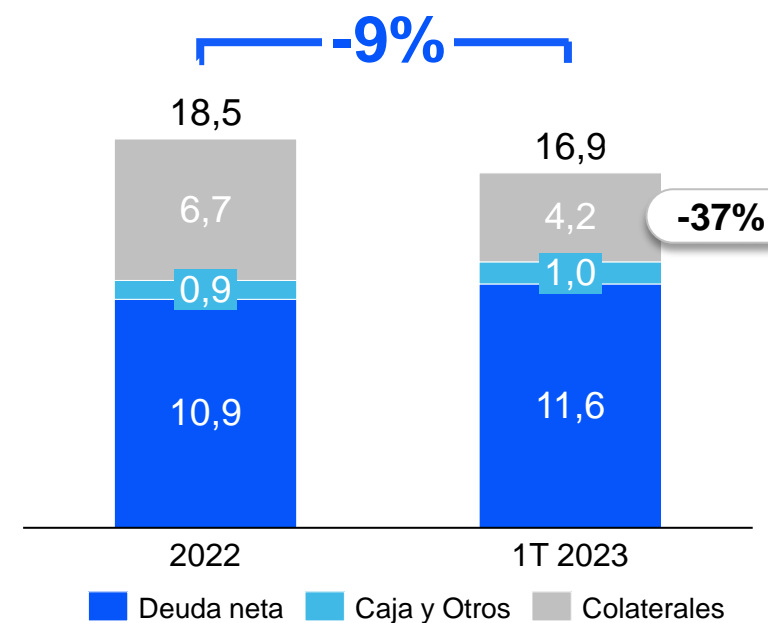
2,0x

FCO ajustado<sup>(5)</sup> / Deuda neta

30%

32%

## Deuda bruta <sup>(2)</sup>



Coste de la deuda

1,4%

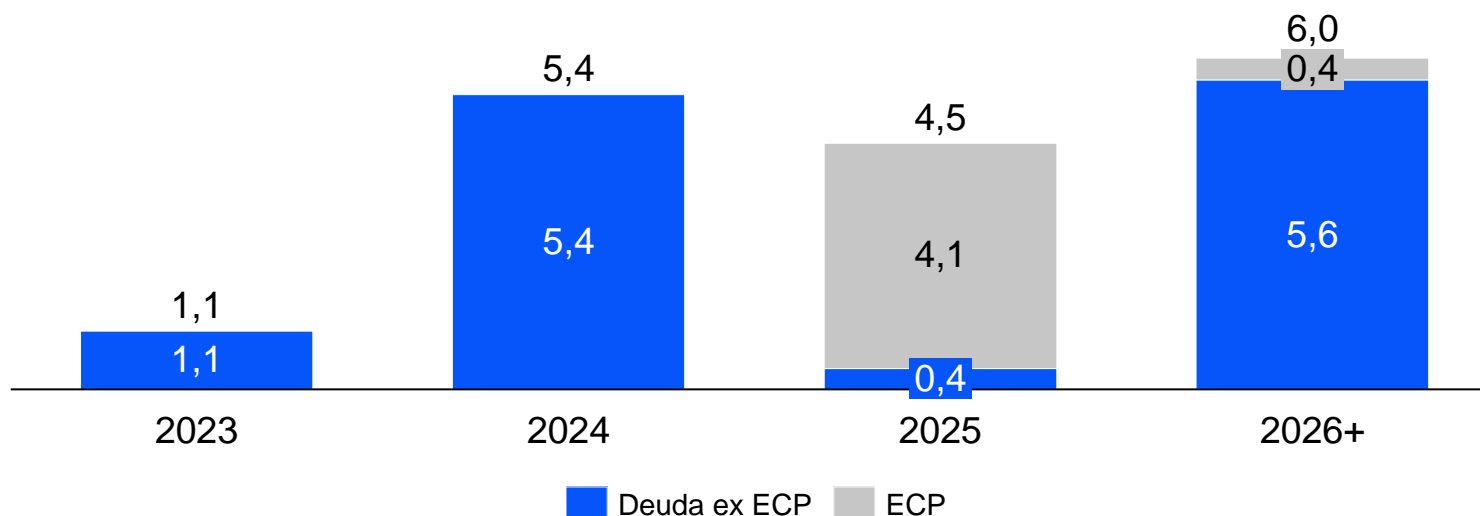
2,8%

- (1) Cifras redondeadas
- (2) Cifras redondeadas. Colaterales contabilizados como garantías financieras brutas
- (3) Capex con criterio de caja: Adquisiciones netas de activos (510 MM€) + Adquisiciones y cesiones de otras inversiones (89 MM€)
- (4) Últimos 12 meses
- (5) Últimos 12 meses, excluida la variación del Capital Circulante Regulatorio

# Garantizando la posición financiera en un contexto cambiante



Vencimiento de la deuda por año<sup>(1)</sup> (miles MM€)



Vida media de la deuda (años) **3,2**

Posición de liquidez (miles MM€) **10,8**

Deuda bruta sostenible **65%**

1T 2023: Nuevas operaciones financieras a largo plazo ejecutadas por 1.250 MM€

JGA: aprobadas operaciones financieras a largo plazo por 3.000 MM€ con Enel

En proceso: préstamos bancarios a largo plazo por 1.050 MM€ y renovación del Programa ECP vinculado a ODS por 5.000 MM€

# 1T 2023

*Conclusiones*

**José Bogas**  
*CEO*

endesa

# Conclusiones



**Buenos resultados respaldados por nuestro modelo negocio integrado...**

**... con la previsión de que el negocio térmico y del gas se normalicen a lo largo del año**

**~100% objetivo de energías renovables para 2023 en ejecución**

**Destacable rentabilidad por dividendo del 9%**

**Confirmado el guidance para el año 2023**

# 1T 2023

Anexos

The logo for Endesa, featuring the word "endesa" in a lowercase, sans-serif font. The letters are blue with a white outline, and the "e"s have a unique design with a horizontal bar.

# PyG 1T 2023 vs. 1T 2022

MM€



	1T 2023	1T 2022	% Var.
Ingresos	7.504	7.596	-1%
Aprovisionamientos y servicios	-4.738	-6.015	-21%
Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas	-741	-125	+493%
<b>Margen de contribución</b>	<b>2.025</b>	<b>1.456</b>	<b>+39%</b>
Gastos de Personal y Otros resultados	-563	-542	+4%
<b>EBITDA</b>	<b>1.462</b>	<b>914</b>	<b>+60%</b>
D&A	-472	-425	+11%
<b>EBIT</b>	<b>990</b>	<b>489</b>	<b>+102%</b>
Resultado financiero neto	-123	-22	+459%
Resultado Neto por el Método de Participación	3	5	-40%
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>870</b>	<b>472</b>	<b>+84%</b>
Impuesto sobre Sociedades	-269	-109	+147%
Intereses Minoritarios	-7	-25	-72%
<b>RESULTADO NETO ATRIBUIBLE</b>	<b>594</b>	<b>338</b>	<b>+76%</b>
<b>RESULTADO ORDINARIO NETO</b>	<b>594</b>	<b>338</b>	<b>+76%</b>

# Endesa: PyG 1T 2023

MM€



	Gx Convencional	Renovables	Comercialización	Endesa X	Ajustes Gx+Cx <sup>(1)</sup>	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
Ingresos	3.446	323	6.149	95	-3.094	633	109	-157	<b>7.504</b>
Aprovisionamientos y servicios	-1.728	-31	-5.802	-54	3.086	-40	-209	40	<b>-4.738</b>
Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas	-661	2	-82	0	0	0	0	0	<b>-741</b>
<b>Margen de contribución</b>	<b>1.057</b>	<b>294</b>	<b>265</b>	<b>41</b>	<b>(8)</b>	<b>593</b>	<b>(100)</b>	<b>(117)</b>	<b>2.025</b>
Costes fijos de explotación y otros resultados	-205	-75	-136	-23	8	-142	-107	117	<b>-563</b>
<b>EBITDA</b>	<b>852</b>	<b>219</b>	<b>129</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>451</b>	<b>(207)</b>	<b>-</b>	<b>1.462</b>
D&A	-130	-62	-84	-11	0	-174	-11	0	<b>-472</b>
<b>EBIT</b>	<b>722</b>	<b>157</b>	<b>45</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>277</b>	<b>(218)</b>	<b>-</b>	<b>990</b>
Resultado financiero neto									<b>-123</b>
Resultado Neto por el Método de Participación									<b>3</b>
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS</b>									<b>870</b>
Impuesto sobre Sociedades									<b>-269</b>
Intereses Minoritarios									<b>-7</b>
<b>RESULTADO NETO ATRIBUIBLE</b>									<b>594</b>
<b>RESULTADO ORDINARIO NETO</b>									<b>594</b>

# Endesa: PyG 1T 2022

MM€

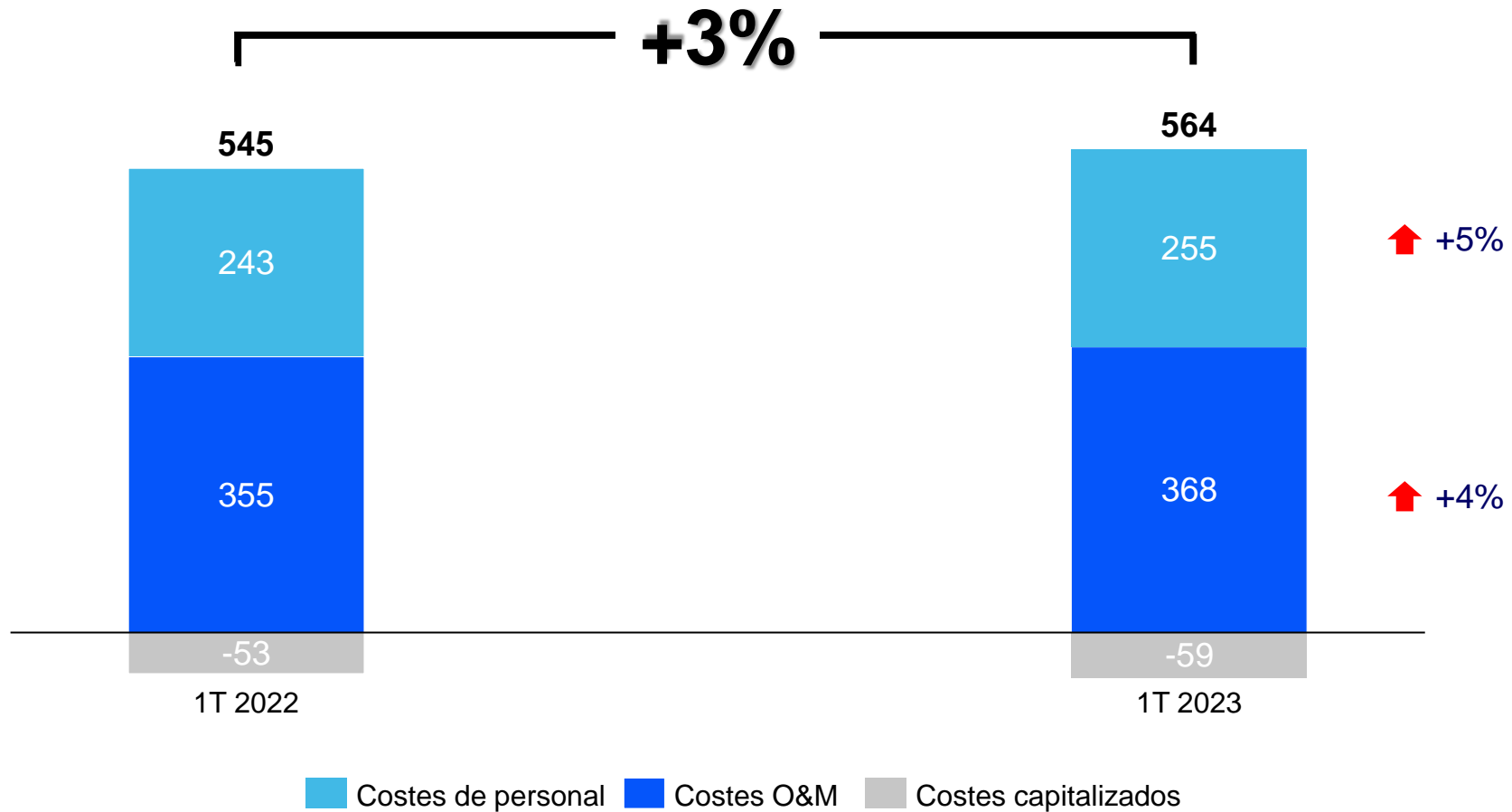


	Gx Convencional	Renovables	Comercialización	Endesa X	Ajustes Gx+Cx <sup>(1)</sup>	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
Ingresos	2.689	284	6.400	89	-2.418	593	96	-137	<b>7.596</b>
Aprovisionamientos y servicios	-1.598	-53	-6.719	-41	2.396	-35	0	35	<b>-6.015</b>
Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas	-407	-14	296	0	0	0	0	0	<b>-125</b>
<b>Margen de contribución</b>	<b>684</b>	<b>217</b>	<b>(23)</b>	<b>48</b>	<b>(22)</b>	<b>558</b>	<b>96</b>	<b>(102)</b>	<b>1.456</b>
Costes fijos de explotación y otros resultados	-206	-73	-138	-24	22	-126	-99	102	<b>-542</b>
<b>EBITDA</b>	<b>478</b>	<b>144</b>	<b>(161)</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>432</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>914</b>
D&A	-130	-60	-42	-10	0	-170	-13	0	<b>-425</b>
<b>EBIT</b>	<b>348</b>	<b>84</b>	<b>(203)</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>262</b>	<b>(16)</b>	<b>-</b>	<b>489</b>
Resultado financiero neto									<b>-22</b>
Resultado Neto por el Método de Participación									<b>5</b>
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS</b>									<b>472</b>
Impuesto sobre Sociedades									<b>-109</b>
Intereses Minoritarios									<b>-25</b>
<b>RESULTADO NETO ATRIBUIBLE</b>									<b>338</b>
<b>RESULTADO ORDINARIO NETO</b>									<b>338</b>



# Evolución de los costes fijos

MM€



# Capacidad instalada y producción

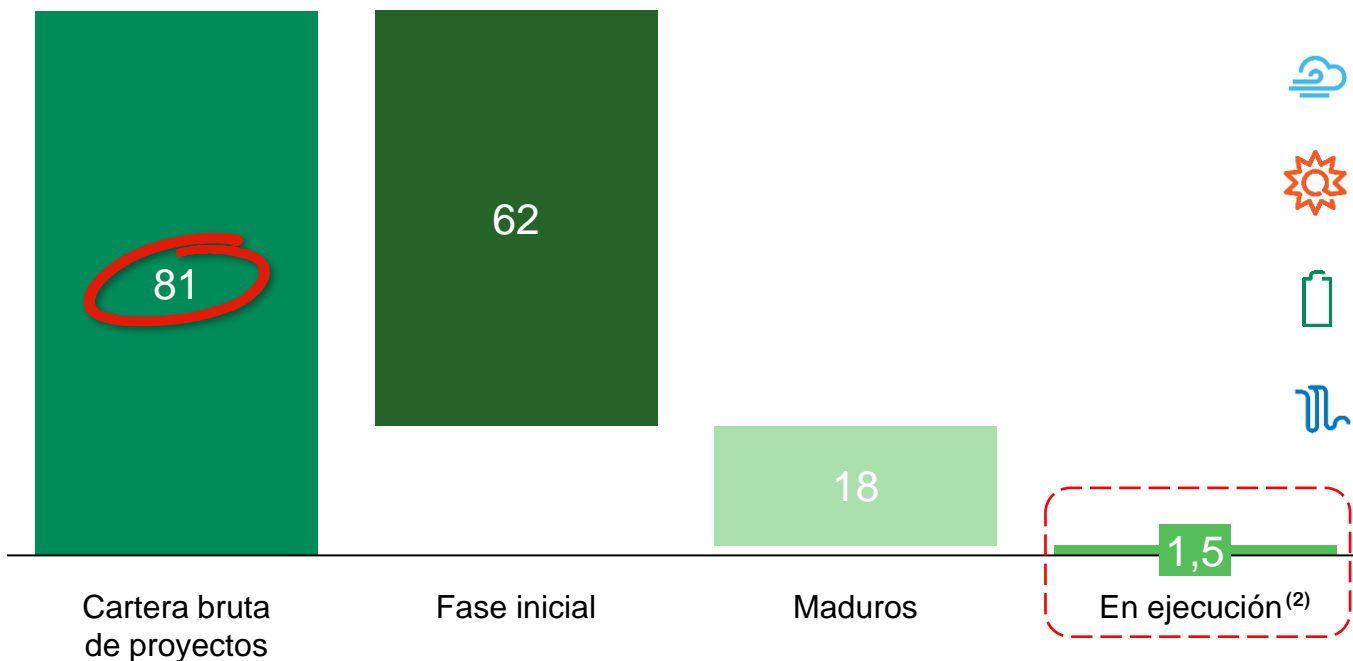


	Capacidad instalada neta total (MW)			Producción bruta total <sup>(1)</sup> (GWh)		
	1T 2023	2022	Var. (%)	1T 2023	1T 2022	Var. (%)
Peninsular	17.781	17.781	+0%	13.015	12.533	+4%
Renovables <sup>(2)</sup>	9.293	9.293	+0%	3.940	2.980	32%
Hidraulica	4.746	4.746	+0%	1.506	1.137	32%
Eólica	2.882	2.882	+0%	1.944	1.551	25%
Solar	1.665	1.665	0%	490	292	68%
Otras	0	0	0%	0	0	0%
Nuclear	3.328	3.328	0%	6.835	7.113	-4%
Carbón	1.403	1.403	0%	211	250	-16%
Ciclos combinados	3.757	3.757	0%	2.029	2.190	-7%
Territorios extrapeninsulares	4.263	4.263	+0%	2.665	2.929	-9%
Carbón	241	241	0%	0	0	n.a.
Fuel - Gas	2.334	2.334	0%	1.079	1.047	3%
Ciclos combinados	1.688	1.688	0%	1.586	1.882	-16%
<b>Total</b>	<b>22.044</b>	<b>22.044</b>	<b>+0%</b>	<b>15.680</b>	<b>15.462</b>	<b>+1%</b>

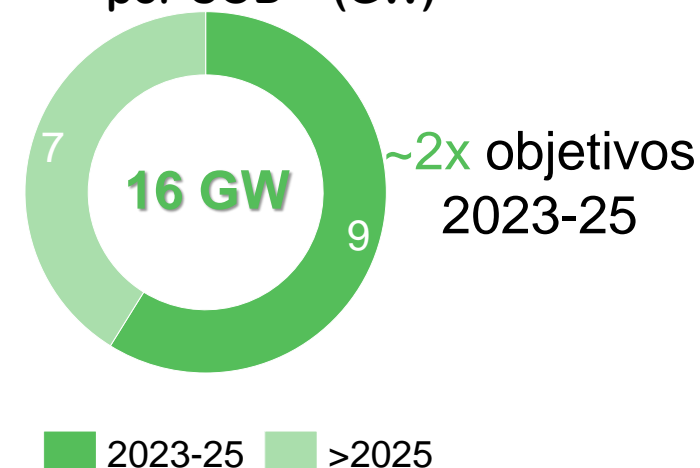
# Una cartera de proyectos de alrededor de 81 GW impulsa la aceleración de las renovables



Cartera de proyectos renovables<sup>(1)</sup> (GW)



Cartera de proyectos maduros y en ejecución por COD<sup>(3)</sup> (GW)



~30% de los objetivos 2023-25 de nueva capacidad ya en ejecución

~8 GW con puntos de conexión adjudicados por el O.S.<sup>(4)</sup>

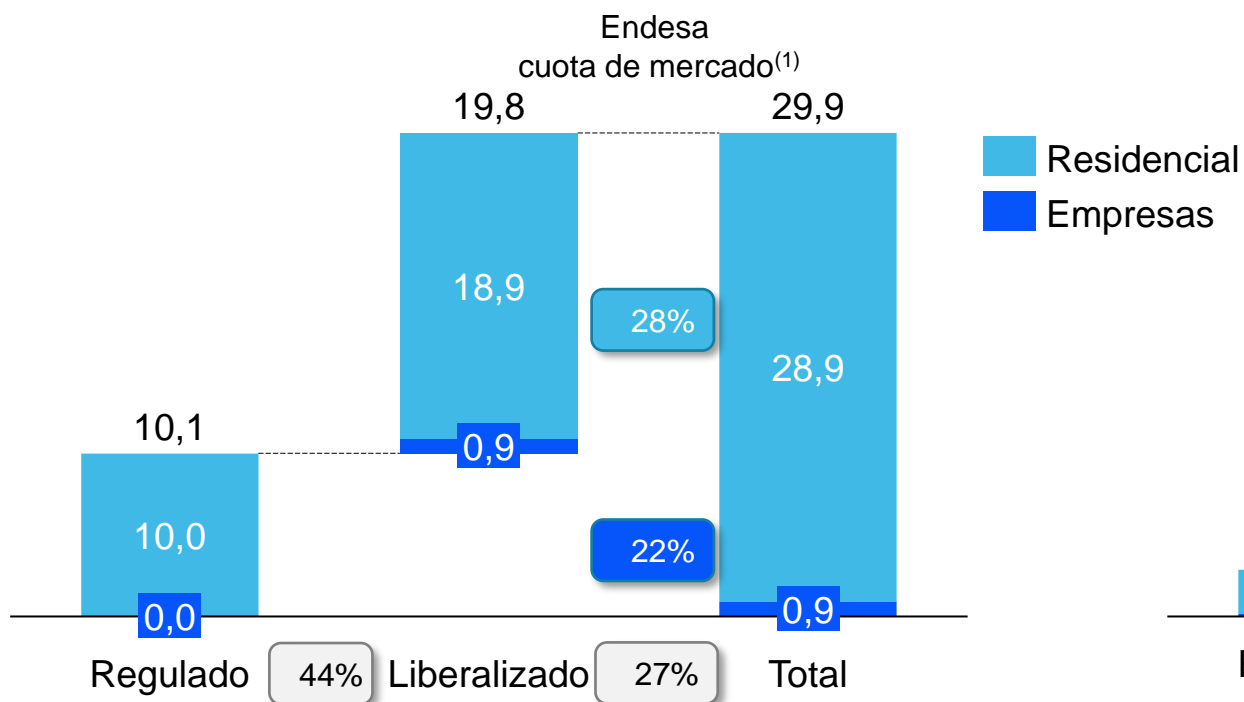
(1) A 31 de marzo de 2023. Cifras redondeadas. Proyectos BESS incluidos en cada fase  
 (2) Sólo se consideran los proyectos con fecha de puesta en marcha 2023-25  
 (3) Sin considerar BESS (3 GW)  
 (4) Operador del Sistema. Gestor de la red de transporte

# Mercado eléctrico español

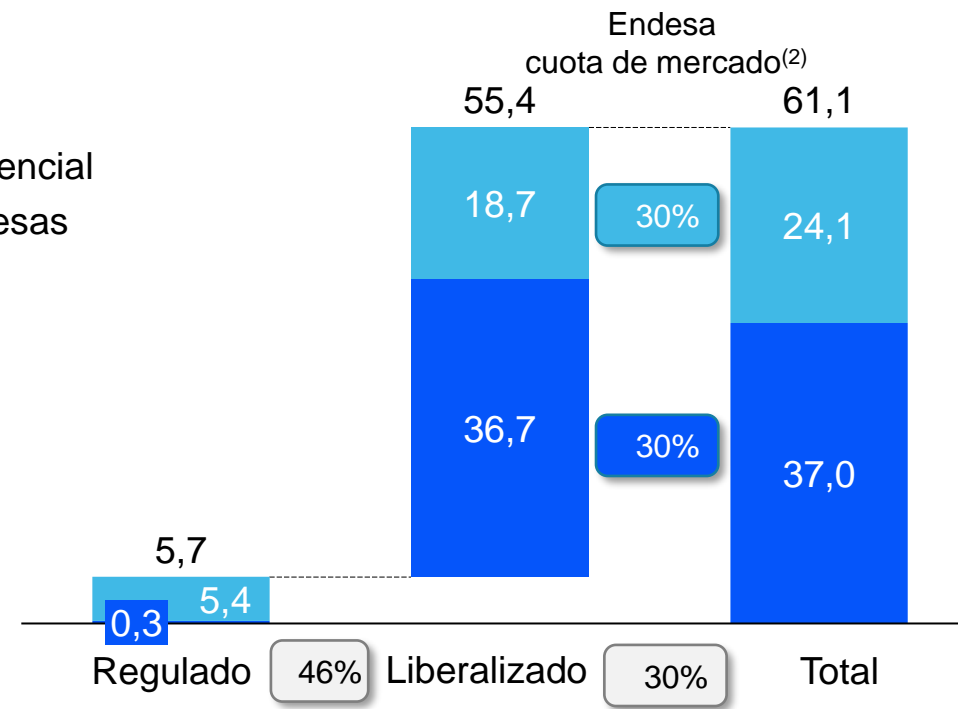
1T 2023



## Cientes (MM)



## Energía vendida (TWh)



(1) Clientes: CNMC "Informe de supervisión de los cambios de comercializador" publicado 22/12/22  
 (2) Energía vendida: Estimación interna basada en el "sistema de previsión diaria de energía sectorial"

# Glosario de términos (I/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Coste medio de la deuda (%)	$(\text{Coste deuda financiera bruta}) / \text{Deuda financiera media bruta}: (115 \text{ MME} \times (12 \text{ meses} / 3 \text{ meses})) / 16.795 \text{ MME} = 2,8\%$	7
Vida media de la deuda (nº de años)	$(\text{Principal} \times \text{número de días de vigencia}) / (\text{Principal Vigente al Cierre del Periodo} \times \text{Número Días del Periodo}): 54.155 / 16.973 = 3,2 \text{ años}$	7
Flujo de caja de las operaciones (MME)	Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación (-97 MME)	7
FCO ajustado / Deuda neta 1T 2023	$(\text{FCO ajustado de 2T, 3T y 4T 2022} (3.520 \text{ MME}) + \text{FCO ajustado de 1T 2023} (208 \text{ MME})) / \text{Deuda financiera neta} (11.591 \text{ MME}) = 32\%$	n/a
Cobertura vencimientos de deuda (meses)	Periodo de vencimientos (nº meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible: 18 meses	7
Resultado bruto de explotación -EBITDA- (MME)	$\text{Ingresos} (7.504 \text{ MME}) - \text{Aprovisionamientos y servicios} (4.738 \text{ MME}) + \text{Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas} (-741 \text{ MME}) + \text{Trabajos realizados por el Grupo para su activo} (59 \text{ MME}) - \text{Gastos de personal} (255 \text{ MME}) - \text{Otros Gastos Fijos de Explotación} (368 \text{ MME}) + \text{Resultados de enajenación de activos} (1 \text{ MME}) = 1.462 \text{ MME}$	6
Resultado de explotación -EBIT- (MME)	$\text{Resultado bruto de explotación} (1.462 \text{ MME}) - \text{Depreciación y amortización} (472 \text{ MME}) = 990 \text{ MME}$	6
Costes fijos -Opex- (MME)	$\text{Gastos de personal} (255 \text{ MME}) + \text{Otros gastos fijos de explotación} (368 \text{ MME}) - \text{Trabajos realizados por el Grupo para su activo} (59 \text{ MME}) = 564 \text{ MME}$	6
Margen de contribución (MME)	$\text{Ingresos} (7.504 \text{ MME}) - \text{Aprovisionamientos y servicios} (4.738 \text{ MME}) + \text{Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas} (-741 \text{ MME}) = 2.025 \text{ MME}$	6
Apalancamiento (veces)	$\text{Deuda financiera neta} (11.591 \text{ MME}) / \text{Resultado bruto de explotación} (4.413 \text{ MME de 2T, 3T y 4T 2022} + 1.462 \text{ MME de 1T 2023}) = 2,0x$	n/a

# Glosario de términos (II/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Inversión bruta (MM€)	Inversiones brutas materiales (318 MM€) e inmateriales (92 MM€) - derechos de uso (1 MM€) + Otros (0 MM€) = 409 MM€	n/a
Deuda financiera neta (MM€)	Deuda financiera a largo y corto plazo (10.924 MM€ + 5.957 MM€) - Caja y otros medios líquidos equivalentes (1022 MM€) – Derivados reconocidos como activos financieros (25 MM€) – Garantías financieras de activo (4.243 MM€) = 11.591 MM€	7
Resultado financiero neto (MM€)	Ingreso financiero (9 MM€) - Gasto financiero (155 MM€) - Resultado neto de Instrumentos Financieros Derivados (7 MM€) + Diferencias de cambio netas (16 MM€) = -123 MM€	6
Ingresos (MM€)	Ventas y prestación de servicios (7.369 MM€) + Otros ingresos de explotación (135 MM€) = 7.504 MM€	6
Resultado Neto Ordinario 1T 2023 (MM€)	Resultado Neto de la Sociedad Dominante (594 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€) = 594 MM€	6
Resultado Neto Ordinario 1T 2022 (MM€)	Resultado Neto de la Sociedad Dominante (338 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€) = 338 MM€	6
Margen eléctrico liberalizado (MM€)	Margen de Contribución Gx conv. (1.057 MM€) + Margen Renovables (294 MM€) + Margen comercialización eléctrica (265 MM€) - Margen SENP (94 MM€) - Margen PVPC (13 MM€) - Margen gas exMtM (166 MM€) - Otros (120 MM€) = 1.223 MM€	n/a
Margen unitario eléctrico liberalizado (€/MWh)	Margen eléctrico integrado / Ventas eléctricas en el mercado liberalizado en España y Portugal: 1.223 MM€ / 18,7 TWh = 65,3 €/MWh	n/a
Margen unitario de gas exMtM (€/MWh)	Margen Gestionable de Gas exMtM / Ventas de Gas: 165,7 MM€ / 27 TWh = 6,1 €/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 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.

# 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

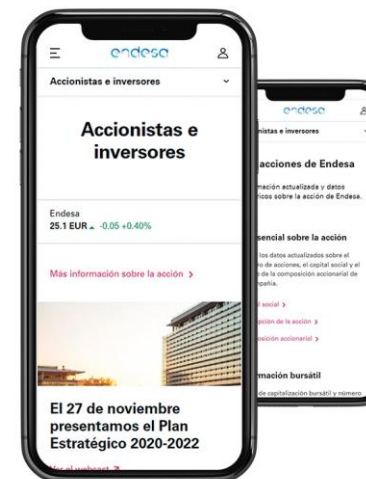


**Nuevo diseño**, más claro e intuitivo.



**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](mailto:ir@endesa.es)

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

Web: [www.endesa.com](https://www.endesa.com)