

9 meses



**Resultados consolidados
3 de Noviembre, 2021**

endesa

Principales indicadores del periodo



Contexto de mercado

**Los
desequilibrios en
el mercado
global de gas
provocan
precios récord
en Europa**

Políticas europeas

**El "toolbox"
europeo establece
las directrices
para hacer frente
al aumento de los
precios**

Resultados financieros

**3,1 miles MM€ de
EBITDA a pesar
de un contexto
de mercado
adverso**

Descarbonización

**~61 GW⁽¹⁾ de
cartera de
proyectos
renovables

>700 MW en
construcción para
cumplir guidance
2021**

Actualización regulatoria



EU “toolbox”

- Las medidas no deben distorsionar el mercado eléctrico ni cuestionar el Green Deal
- El sistema marginalista y de “ETS⁽¹⁾” se confirma como el más eficiente
- La transición a la energía limpia es el mejor remedio contra las crisis de precios

Directrices principales:

- Medidas fiscales
- Ayudas a clientes vulnerables
- Subvenciones a la industria electrointensiva
- Aumentar las inversiones en energías renovables y eficiencia energética



Medidas españolas

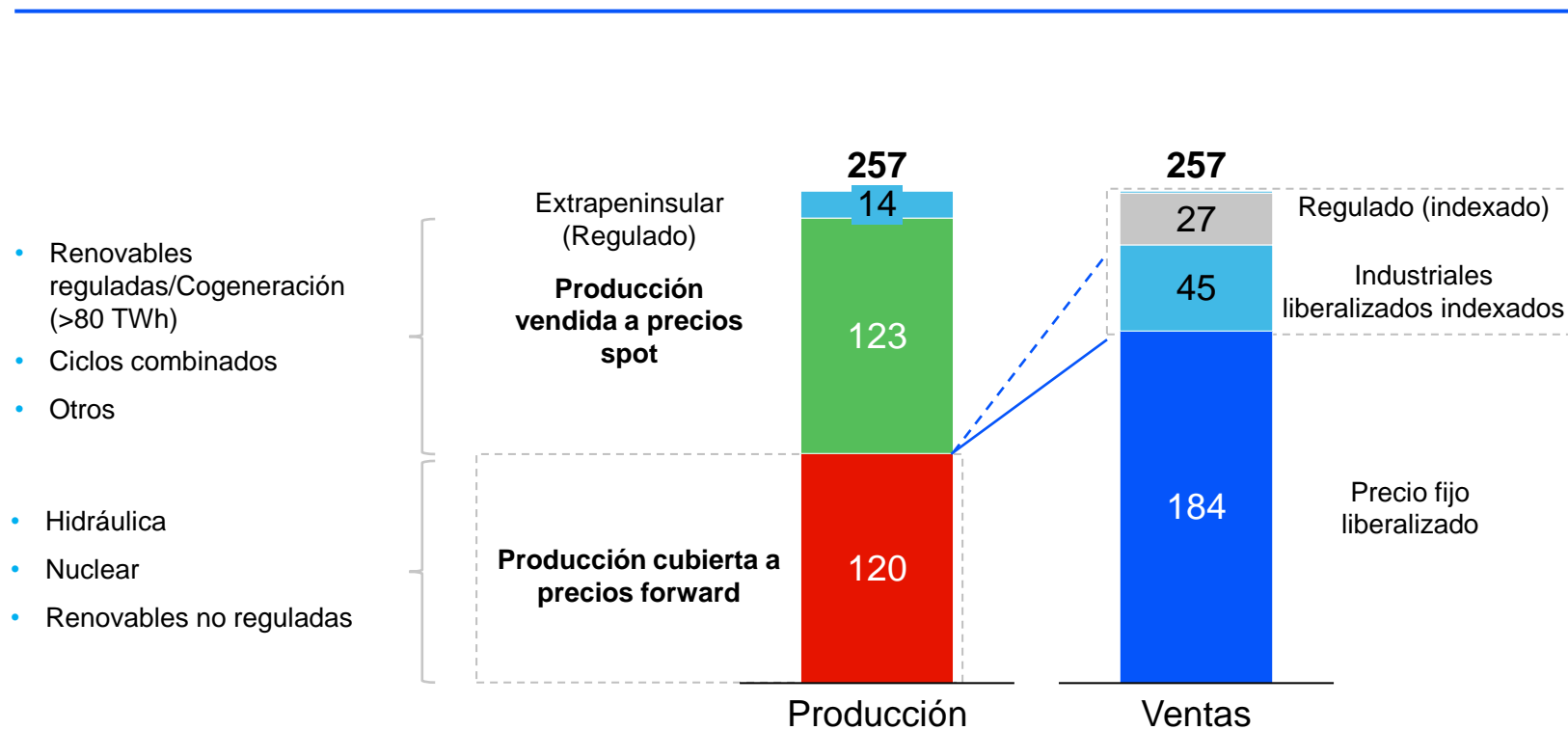
- Propuesta FNSSE
- Proyecto de ley sobre la tasa del CO₂
- Medidas fiscales
- Nueva regulación de medidas urgentes para proteger a los clientes vulnerables: tasa del gas y Bono Social
- Consulta pública sobre la tarifa regulada

Esfuerzos regulatorios para hacer frente al contexto de precios coyuntural

Actualización regulatoria



Balance eléctrico español 2021e⁽¹⁾, TWh



- La producción de base no es suficiente para cubrir las ventas liberalizadas a precio fijo
- Las ventas a precio fijo de Endesa se cubren con nuestra producción de base vendida a precios forward y compras a spot/OTC

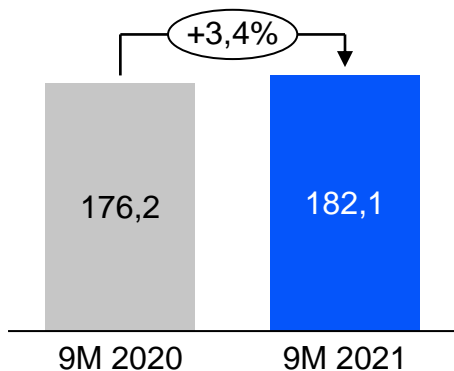
Los clientes liberalizados a precios fijos cubiertos de la subida del precio spot

Contexto de mercado

La subida de las commodities afecta al precio eléctrico



Demanda en España (peninsular), TWh⁽¹⁾



Área Endesa⁽²⁾ :

9M 2021

Por segmento (No ajustado):

Ajustado⁽³⁾

+2,3%

Industrial +1,4%

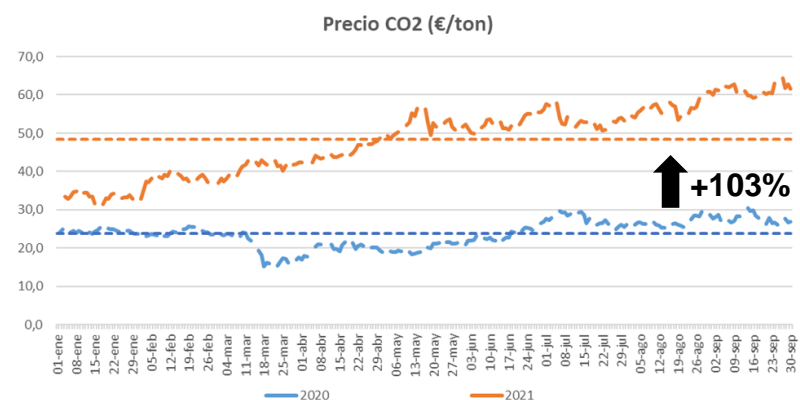
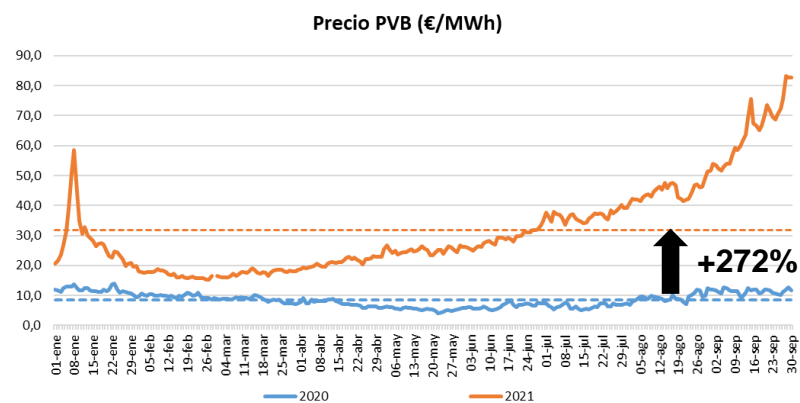
No ajustado

+2,2%

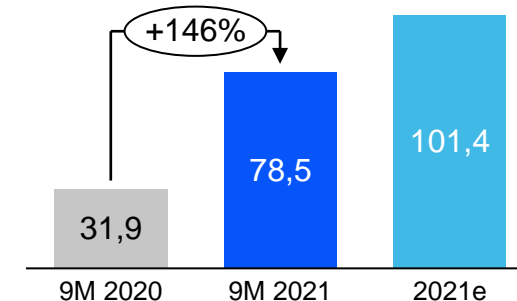
Servicios +7,5%

Residencial -2,3%

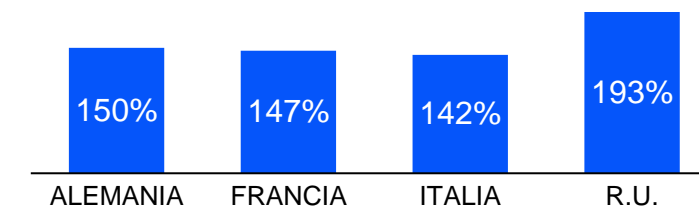
Precios spot de las commodities



Precio medio del pool⁽⁴⁾, €/MWh



Aumento de precios en Europa⁽⁵⁾, %



(1) Demanda peninsular no ajustada. Fuente: REE.

(2) Fuente: Estimaciones propias de Endesa peninsular. Variación respecto 2020

(3) Ajustado por laboralidad y temperatura

(4) 2021e: media a 30 de septiembre + Forward 4T

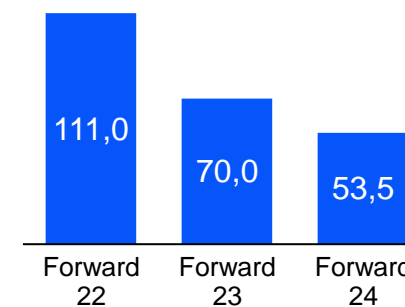
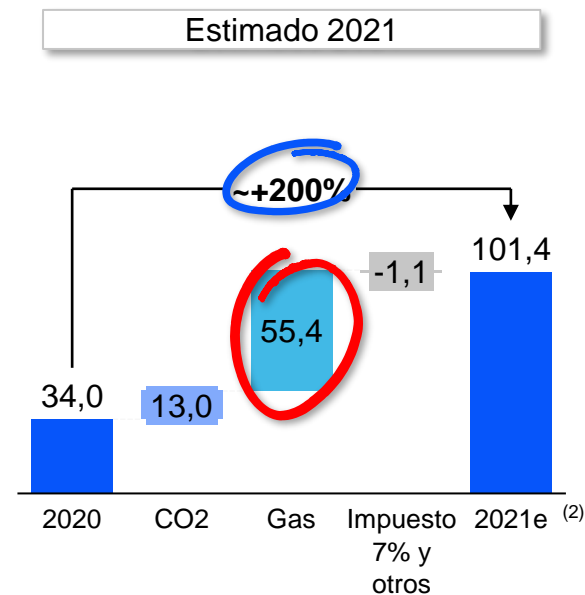
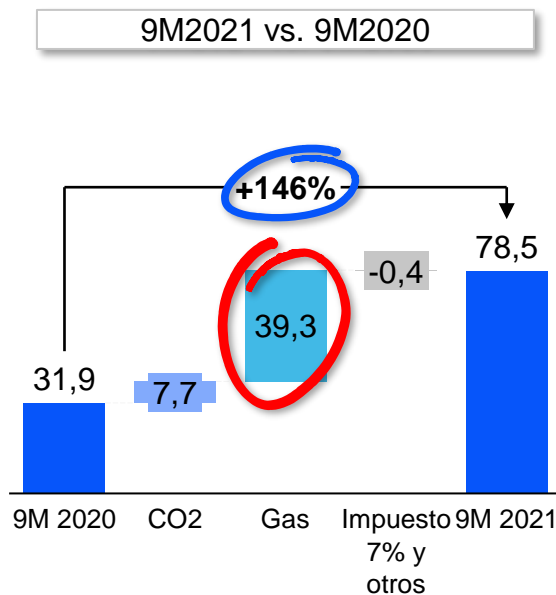
(5) Incremento respecto al año anterior

Contexto de mercado



Impacto en el precio del pool⁽¹⁾, €/MWh

Precios forward 2022-24⁽³⁾



- Los precios eléctricos en Iberia aumentaron ~1,5 veces con respecto al año anterior, +146%, debido principalmente al precio del gas
- Se espera que el gas represente el 82% del aumento del precio del pool en 2021
- Los precios forward actuales siguen afectados por la situación coyuntural, pero se espera una normalización gradual

Aumento del precio del pool como consecuencia del incremento del precio del gas

(1) Fuente: Elaboración propia. Cifras redondeadas

(2) 2021e: Real a 30 de septiembre + Forward 4T

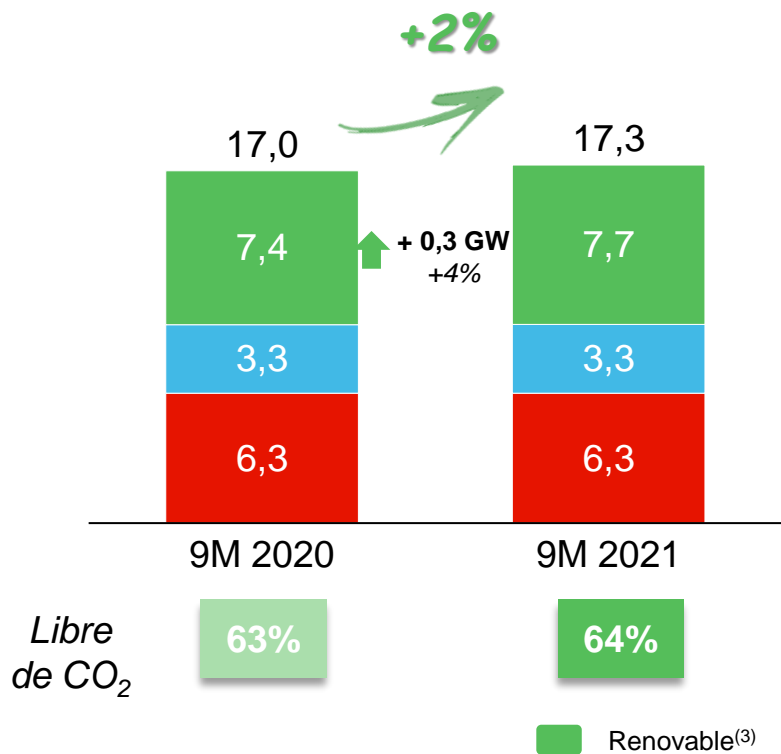
(3) Precios forward a 1 de noviembre 2021

Descarbonización

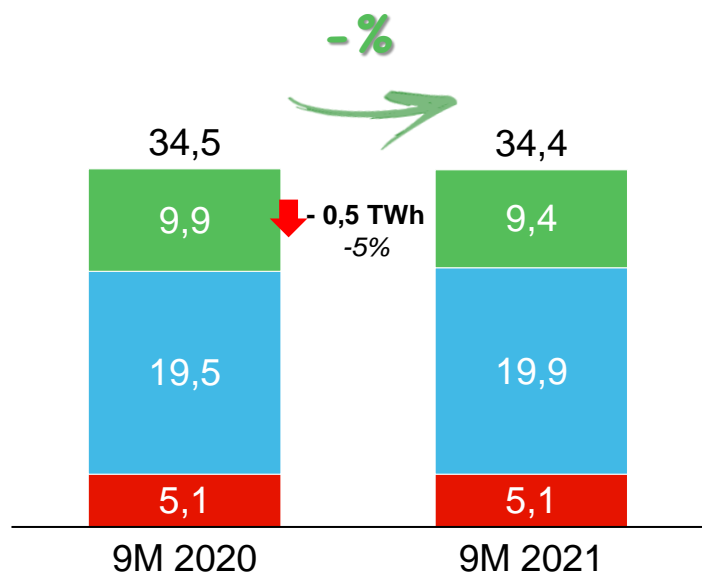
Generación peninsular



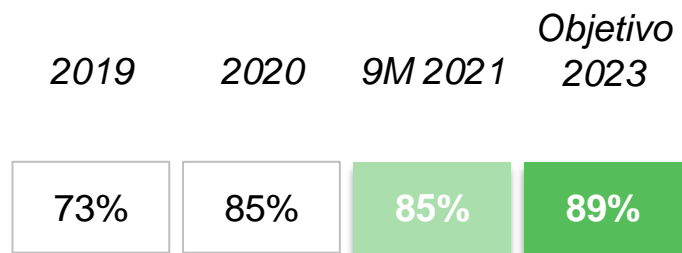
Capacidad instalada⁽¹⁾, GW



Producción⁽²⁾, TWh



Producción libre de emisiones CO₂, %



85% de producción libre de emisiones de CO2

(1) Capacidad neta. No incluye 77 MW en 9M 2021 y 40 MW en 9M 2020 de energías renovables en territorio extrapeninsular. Cifras redondeadas
 (2) Energía en barras de central. No incluye 122 GWh en 9M 2021 y 92 GWh en 9M 2020 de energías renovables en territorio extrapeninsular. Cifras redondeadas
 (3) Incluye gran hidráulica

Descarbonización

Crecimiento en capacidad de generación renovable

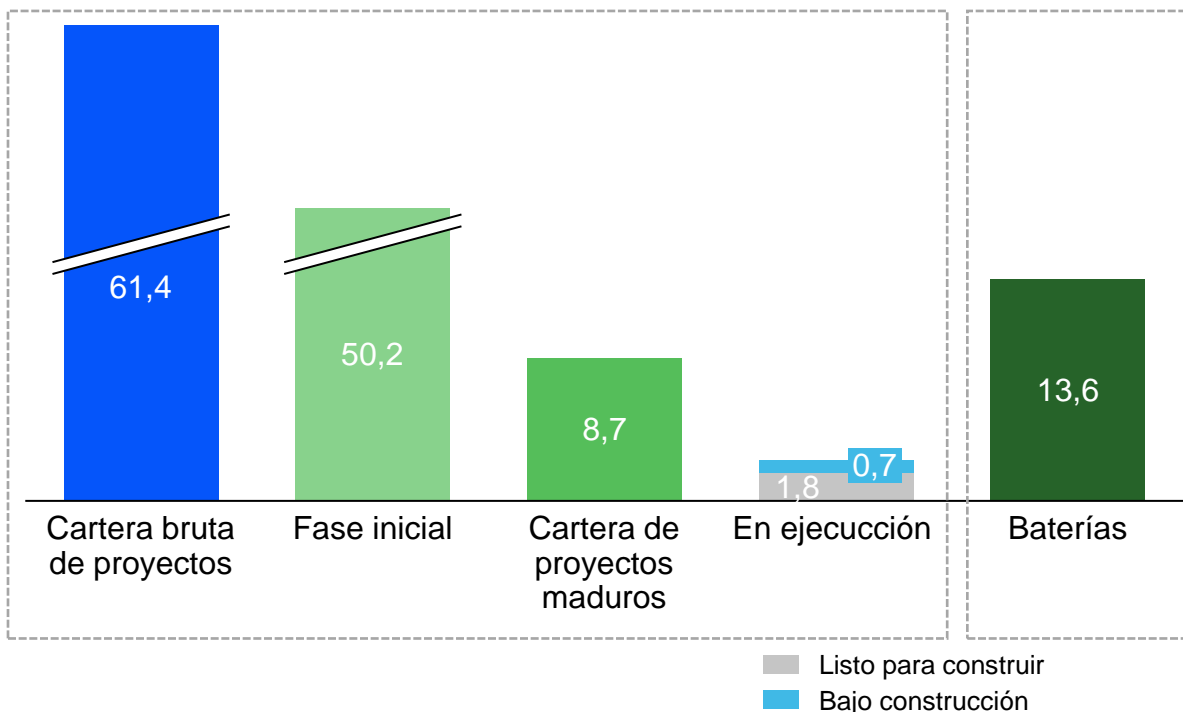


Cartera bruta de proyectos renovables⁽¹⁾, GW



GENERACIÓN

ALMACENAMIENTO



- Cartera bruta de proyectos: 61,4 GW
 - **11,2 GW** Cartera de proyectos maduros + En ejecución
- Almacenamiento (BESS): **13,6 GW**

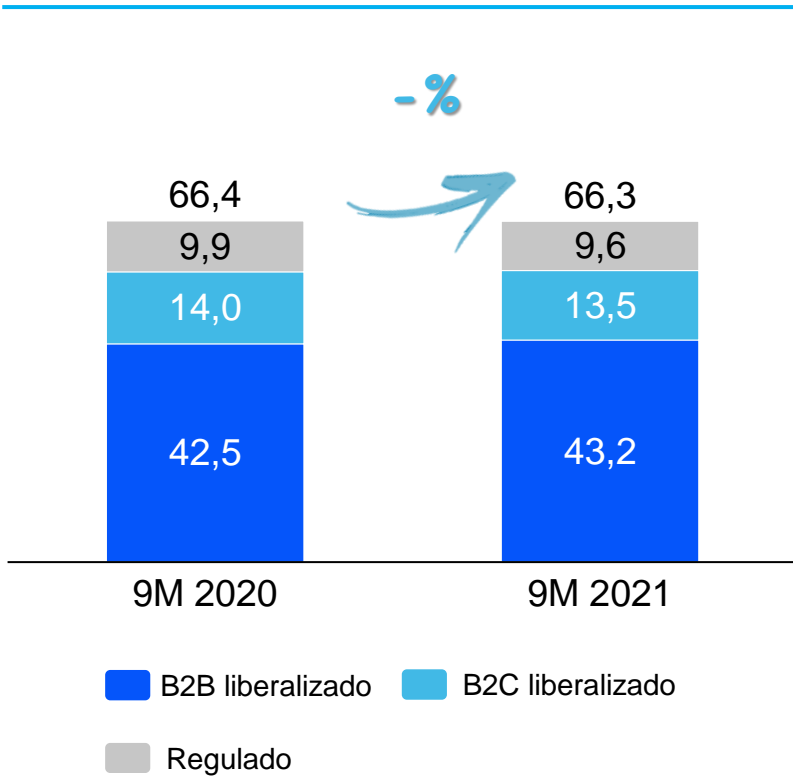
Expandiendo la cartera de proyectos renovables para facilitar futuras decisiones de aceleración

Electrificación

Retail & Endesa X



Energía vendida⁽¹⁾, TWh



Clientes, miles

	2020	1T 2021	1S 2021	9M 2021	% Var. Acum.
<i>Liberalizado</i>	5.690	5.627	5.568	5.623	-1%
<i>Regulado</i>	4.730	4.681	4.645	4.550	-4%
Total clientes eléctricos	10.420	10.308	10.213	10.173	-2%
<i>Puntos de recarga, k#</i>	7,1			8,4	+19%

Reducción de la tendencia de pérdida de clientes a pesar de la presión competitiva

Electrificación

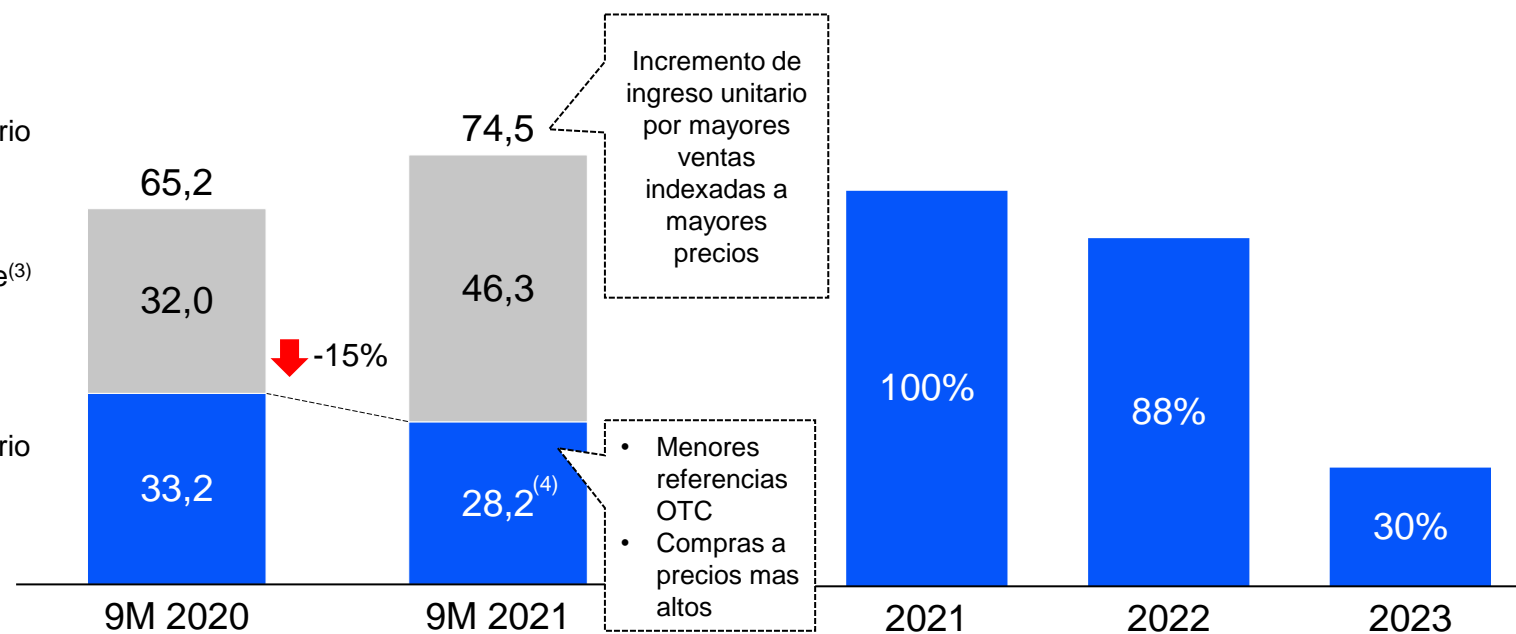
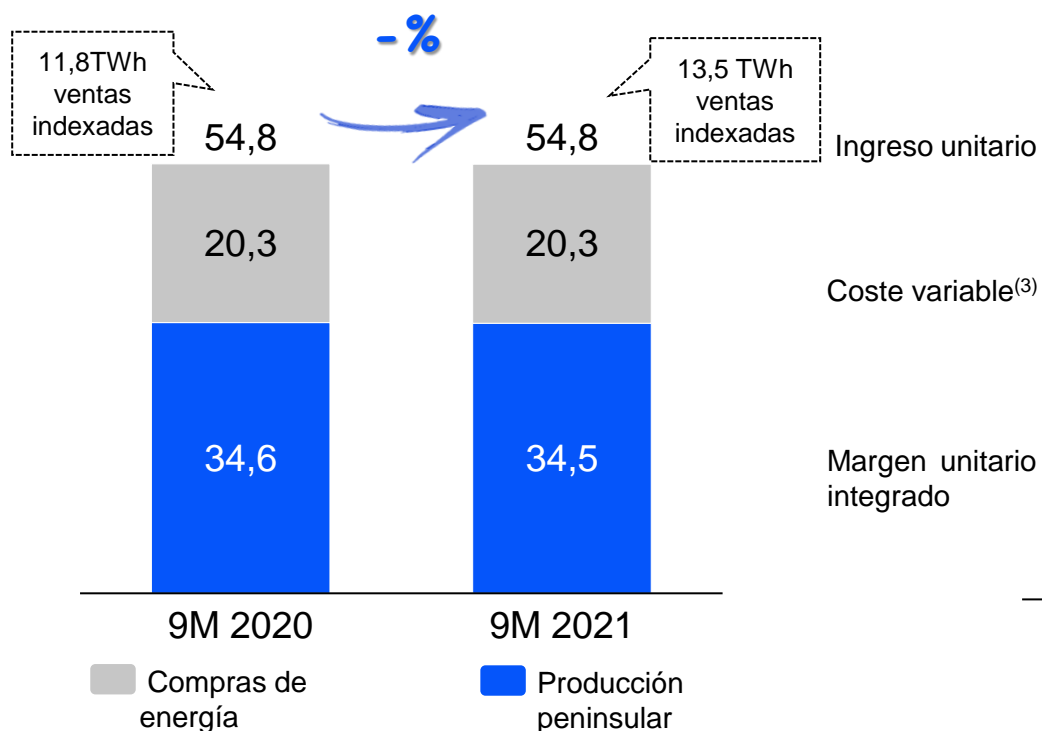
Gestión de la energía



Ventas liberalizadas⁽¹⁾, TWh

Margen unitario integrado⁽¹⁾, €/MWh

Producción⁽²⁾ cubierta



Margen integrado afectado principalmente por el contexto de mercado coyuntural

(1) Ventas totales liberalizadas excluyendo las ventas internacionales y PVPC, no consideradas en el margen integrado. El margen integrado unitario, tanto en 9M 2021 como en 9M 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
 (4) 26,7 €/MWh sin incluir la cobertura de commodities por 85 MME

9M 2021

Resultados financieros

endesa

Principales magnitudes financieras

MM€

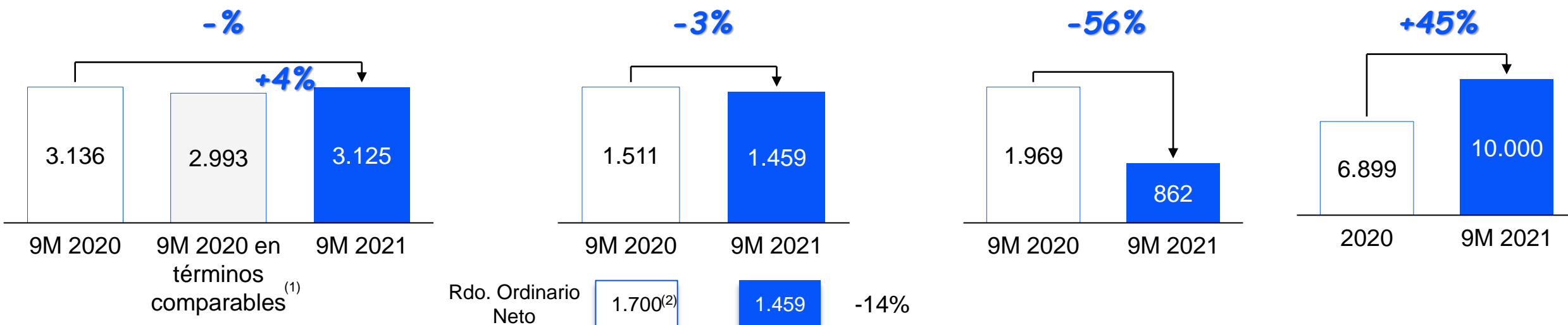


EBITDA

Resultado Neto

FCO

Deuda Neta

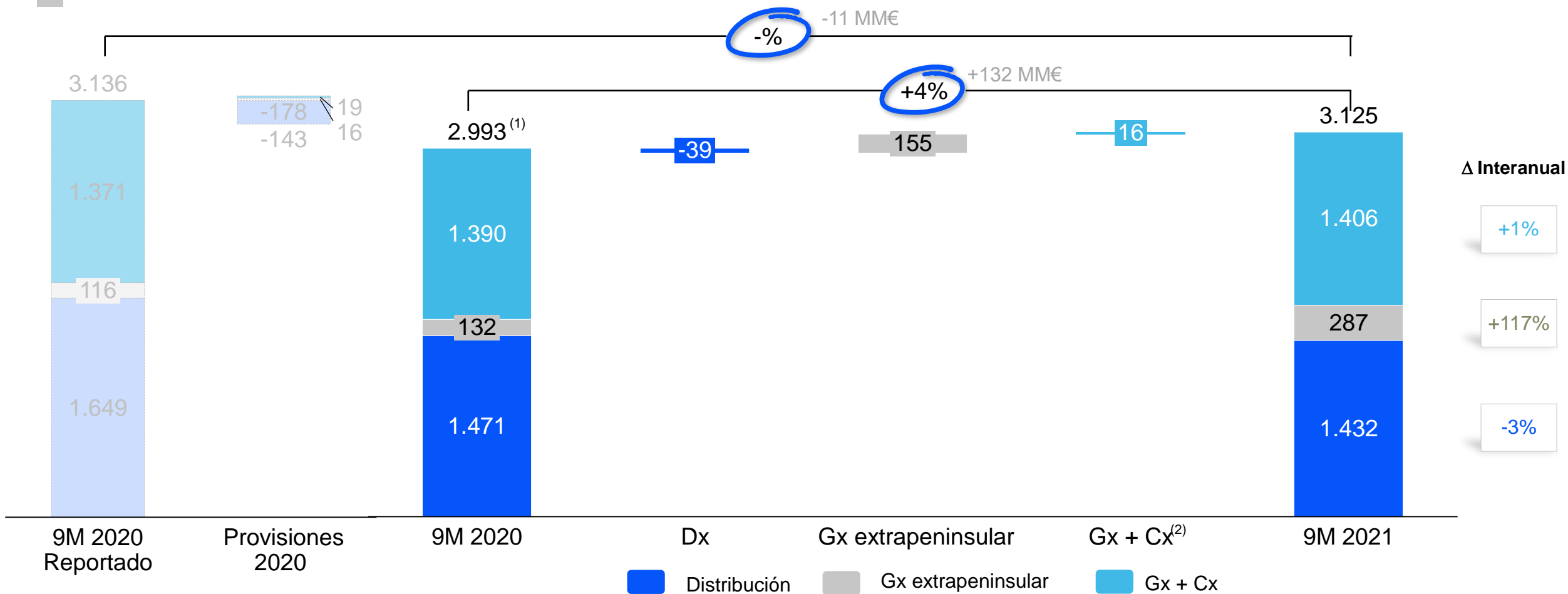


(1) EBITDA 9M 2020 en términos comparables excluyendo +515 MM€ de reversión de provisiones de los compromisos incluidos en el nuevo Convenio Colectivo, -159 MM€ de provisión adicional registrada para planes de reestructuración de la plantilla y -213 MM€ de la provisión inicial neta de costes de personal debido a los planes de reestructuración relacionados con el proceso de descarbonización.
 (2) Resultado Ordinario Neto: Resultado Reportado Neto (1.511 MM€) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros superiores a 10 MM€ (-14 MM€) - Dotación inicial neta de gastos de personal por planes de reestructuración de plantilla relativos al plan de descarbonización (-160 MM€) - gastos netos correspondientes al Plan de Responsabilidad Pública por la Crisis Sanitaria COVID-19 (-15 MM€) = 1.700 MM€

Evolución EBITDA en términos comparables



MM€



Ligero aumento del EBITDA gracias a partidas no recurrentes

(1) Ver detalles en la diapositiva 12

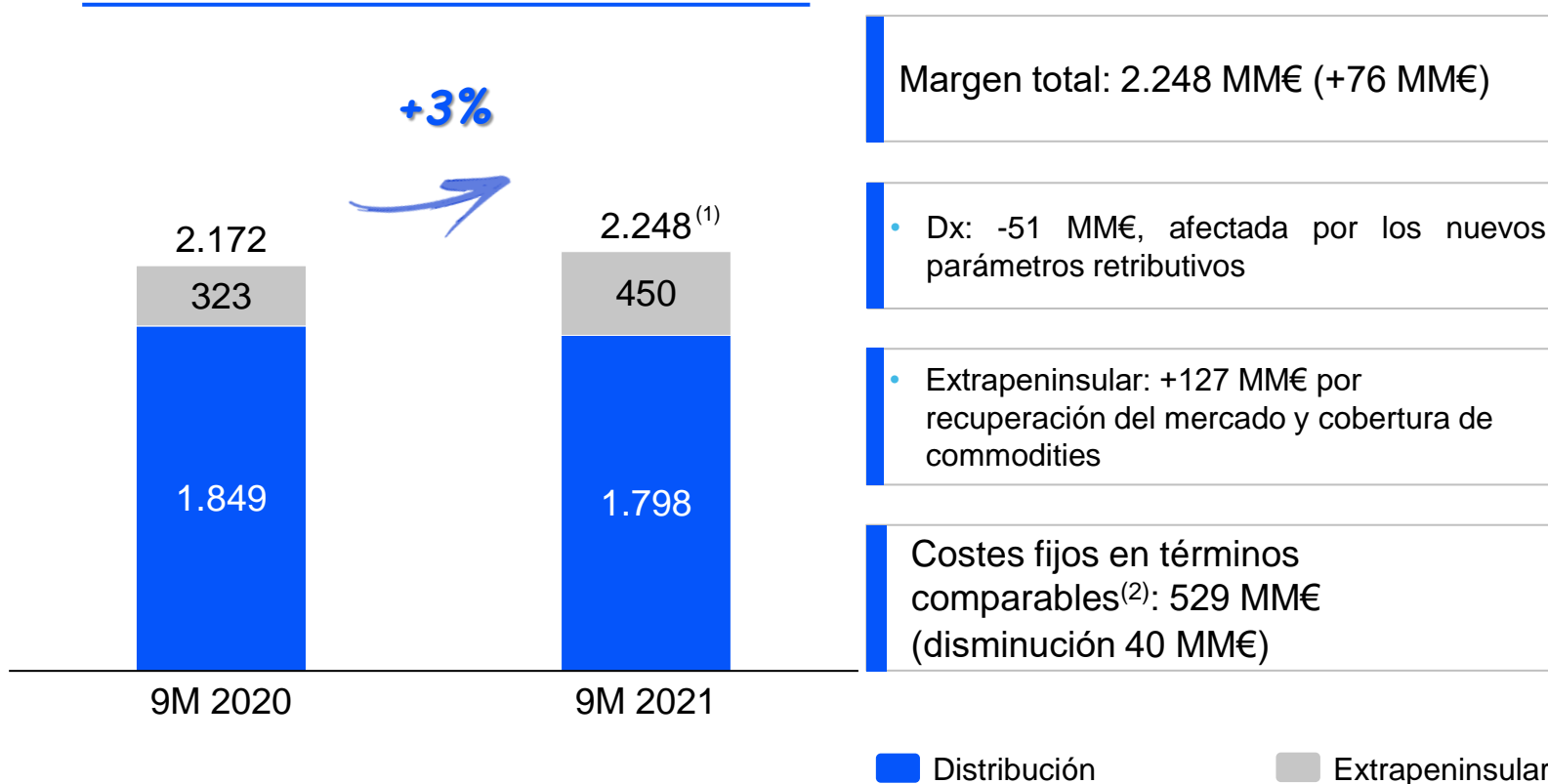
(2) Las cifras Gx + Cx incluyen el negocio de Generación y Comercialización, Estructura Corporativa, Servicios y Ajustes, y no incluyen la generación extrapeninsular

Negocio Regulado

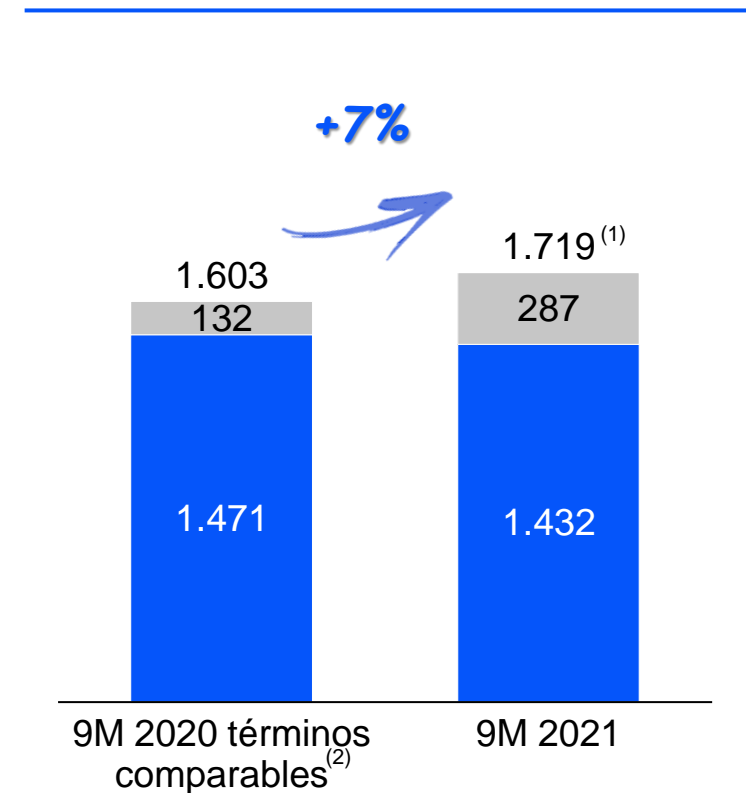
MM€



Margen bruto



EBITDA



Desempeño del negocio regulado en línea con las expectativas

(1) Incluye 85 MM€ de cobertura de commodities asignados a los activos extrapeninsulares

(2) Los costes fijos reportados 9M 2020 excluyen +289 MM€ (+269 MM€ Dx y + 20 MM€ extrapeninsular) de reversión de provisiones de los compromisos incluidos en el nuevo Convenio Colectivo, y -99 MM€ (-91 MM€ Dx y -8 MM€ extrapeninsular) de provisión adicional registrada para planes de reestructuración de la plantilla y -28 MM€ (extrapeninsular) de la provisión inicial neta de los costes de personal debido a los planes de reestructuración relacionados con el proceso de descarbonización.

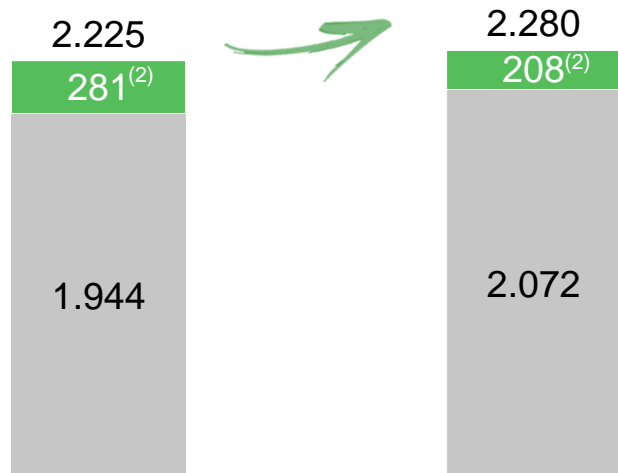
Negocio liberalizado⁽¹⁾

MM€



Margen bruto

+2%



Margen liberalizado: 2.280 MM€ (+55 MM€)

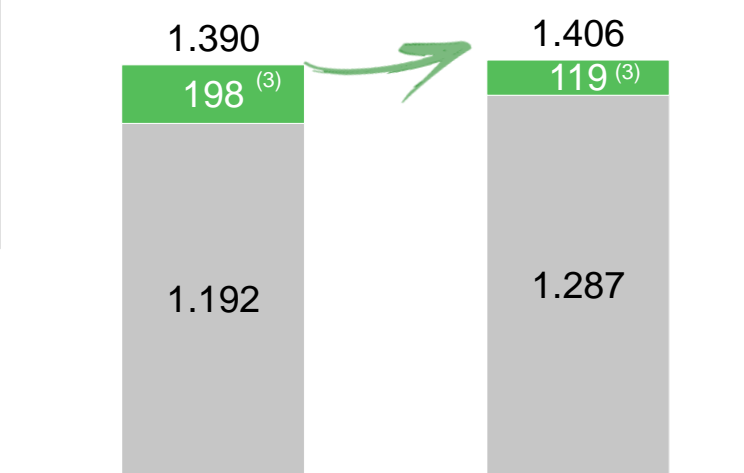
- Electricidad y Otros: 2.213 MM€ (+186 MM€):
 - Contexto de mercado (~-350 MM€)
 - Otros: Regularizaciones del CO₂ (+188 MM€), canon hidráulico (+48 MM€) y derivados de commodities (+297 MM€)

- Gas⁽⁴⁾: 67 MM€ (-131 MM€), afectado negativamente por contexto de mercado

Costes fijos en términos comparables⁽⁵⁾: 874 MM€ (aumento 39 MM€)

EBITDA

+1%



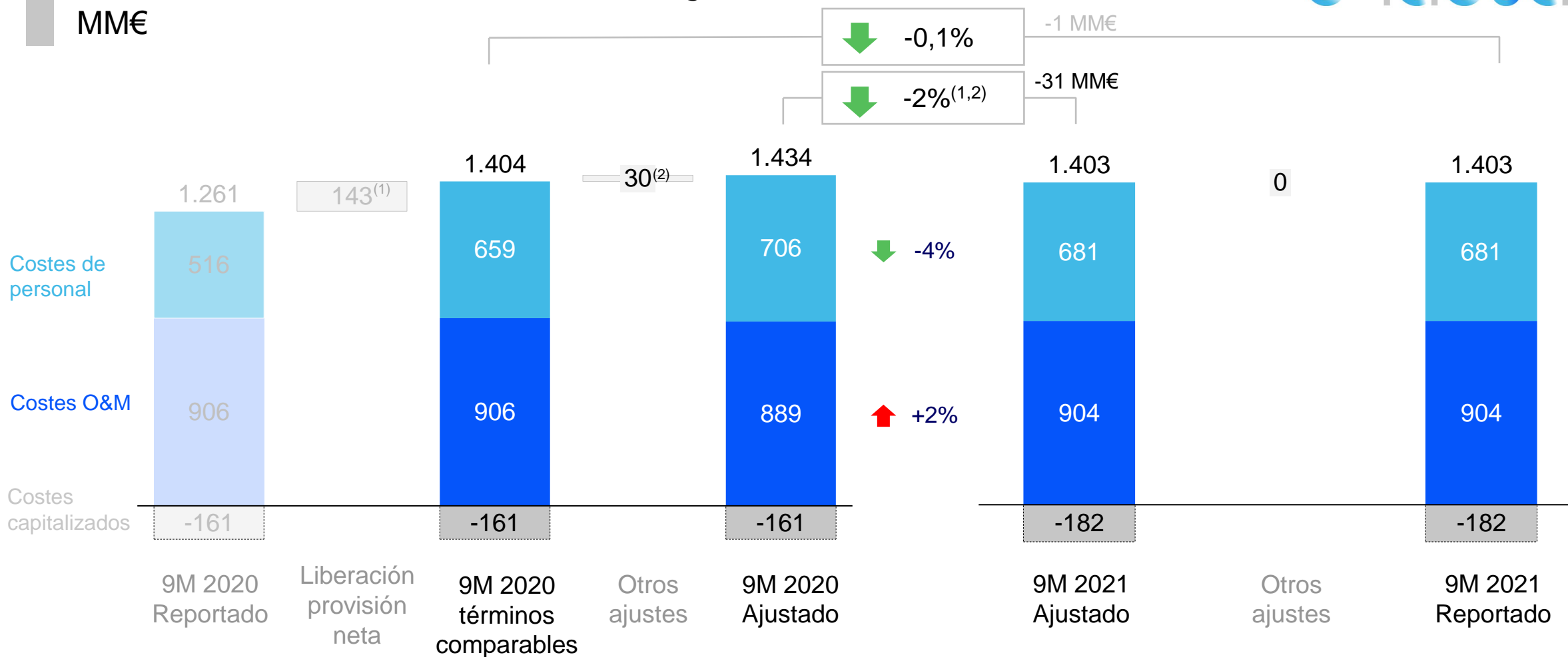
■ Negocio liberalizado (exEGPE) ■ EGPE

Difícil contexto de mercado eléctrico y de gas, parcialmente compensado con partidas no recurrentes

- (1) Las cifras del negocio liberalizado incluyen el negocio de Generación y Comercialización, Estructura Corporativa, Servicios y Ajustes y no incluye la generación extrapeninsular. No incluye +85 MM€ de coberturas de commodities
- (2) Margen bruto gestional. Margen bruto contable: 332 MM€ en 9M2021 y 216 MM€ en 9M2020
- (3) EBITDA gestional. EBITDA contable: 243 MM€ en 9M2021 y 133 MM€ en 9M2020
- (4) No incluye las actividades de aprovisionamiento de gas para los ciclos combinados
- (5) Costes fijos reportados 9M 2020 excluyendo +226 MM€ de reversión de la provisión por los compromisos contenidos en el nuevo convenio colectivo, y -60 MM€ de provisión adicional registrada por los planes de reestructuración de la plantilla y -185 MM€ de la provisión inicial neta de los costes de personal debido a los planes de reestructuración relacionados con el proceso de descarbonización.

Evolución de los costes fijos

MM€



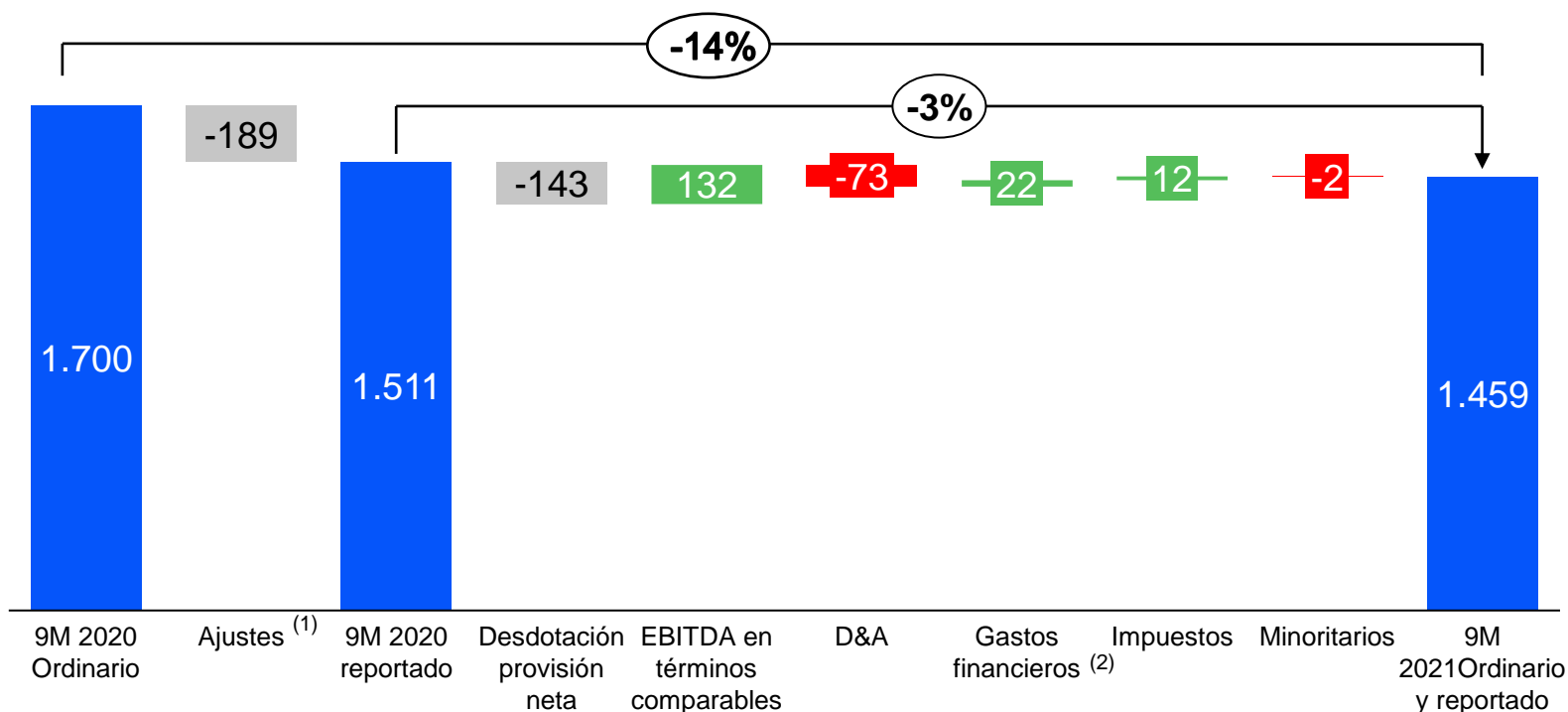
Mejora de los costes fijos gracias a los planes de eficiencia de personal

(1) Ver detalles en la diapositiva 12

(2) Costes fijos 9M 2020 ajustados por la actualización de las provisiones de los planes de reestructuración de plantilla en marcha (47 MM€) y el Plan de Responsabilidad Pública por la Crisis Sanitaria Covid-19 (-17 MM€)

Evolución del Resultado Neto

MM€



+4% EBITDA en términos comparables

Mayores ingresos financieros impulsados por el CO₂ y los intereses devengados del canon hidráulico (+84 MM€)

Tasa impositiva efectiva del 23,9% (vs. 23,7% en 9M 2020)

Resultados 9M 2021

3.125

-1.177

-22

-461

-6

1.459

Variación %

+4%

+7%

+50%

-3%

+50%

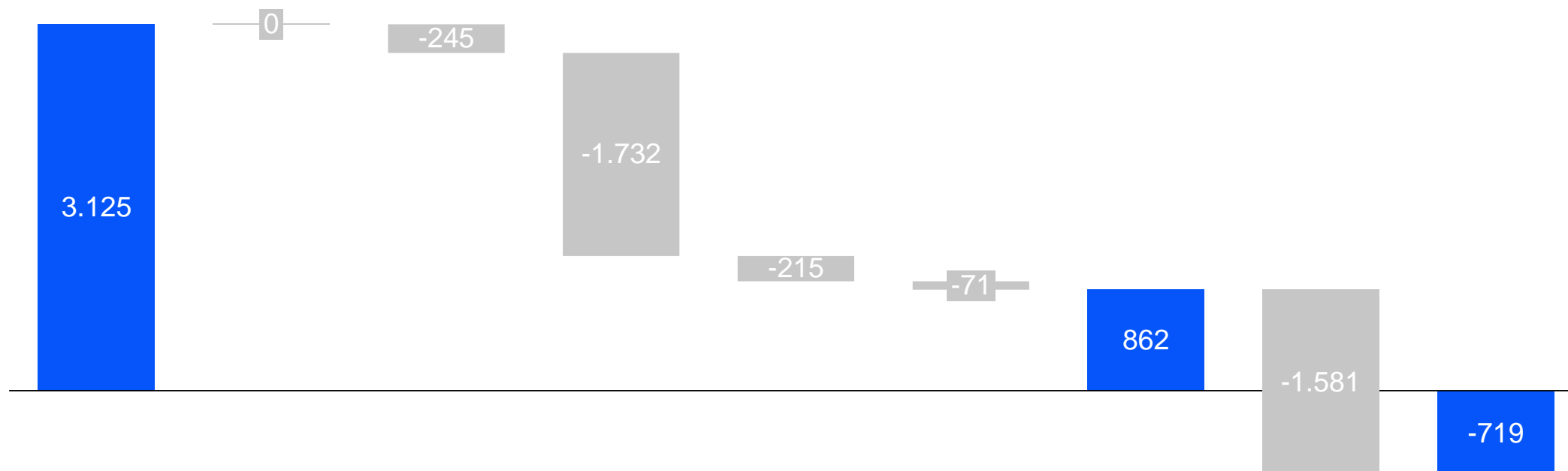
-3%

(1) Ajustes en el Resultado Neto Ordinario 9M2020: Resultados netos por deterioro de activos no financieros superiores a 10 M€ (14 MM€) + la provisión inicial neta de los costes de personal debido a los planes de reestructuración relacionados con el proceso de descarbonización (160 MM€) + gastos netos correspondientes al Plan de Responsabilidad Pública por la Crisis Sanitaria COVID-19 (15 MM€) = 189 MM€.

(2) Incluye Resultado neto de sociedades por el método de participación y por resultados en venta de activos

Flujo de caja

MM



	EBITDA	Liberación provisión neta	Provisiones pagadas	Capital Circulante y Otros ⁽¹⁾	Impuesto de Sociedades	Gastos financieros	Flujo Caja Op.	Capex ⁽²⁾	Flujo Caja Libre
--	--------	---------------------------	---------------------	---	------------------------	--------------------	----------------	----------------------	------------------

Año anterior

3,136	-143	-183	-616	-164	-61	1,969	-1,301	668
-------	------	------	------	------	-----	-------	--------	-----

Variación (%)

-0%	n.a.	+34%	2.8x	+31%	+16%	-56%	+22%	-208%
-----	------	------	------	------	------	------	------	-------

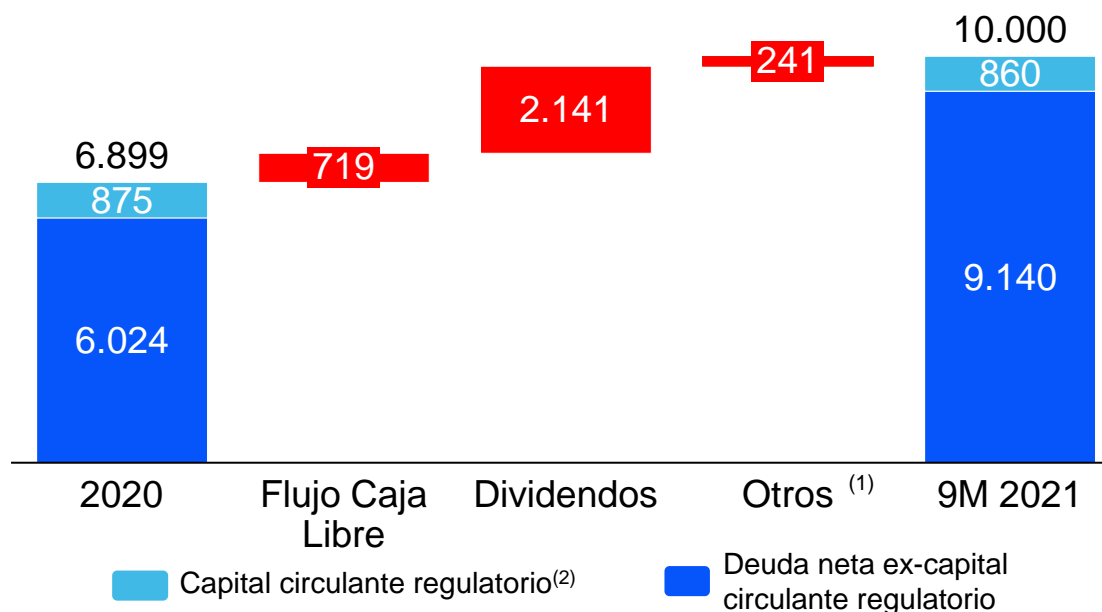
Flujo de caja afectado por medidas regulatorias, escenario de commodities y partidas temporales no cobradas

Análisis de la deuda financiera neta

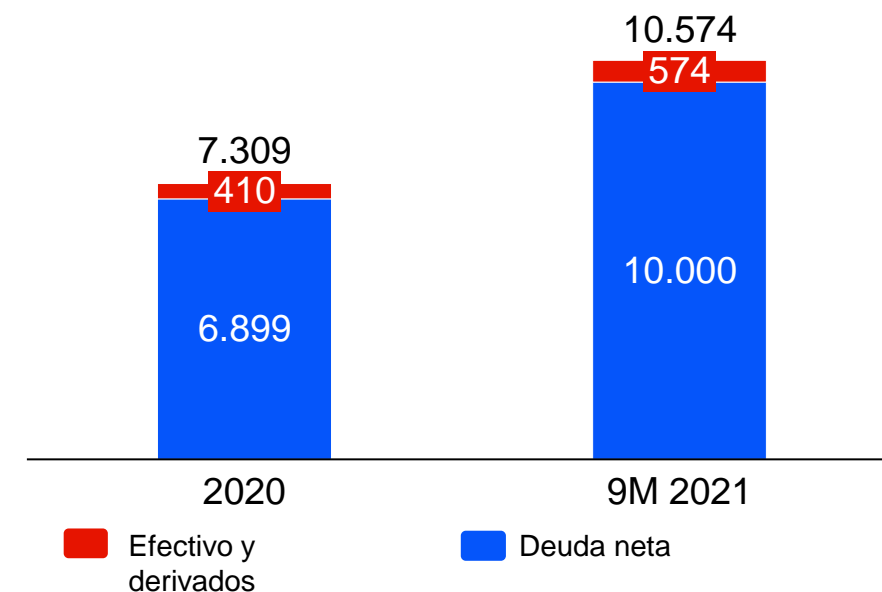
MM€



Evolución de la deuda neta



Deuda bruta



Apalancamiento ⁽³⁾ (veces)

1,8x

2.7x

En términos comparables

2.4x

Coste de la deuda (%)

1,7

1,5

Deuda bruta sostenible(%)

45

57

Coste de financiación más competitivo entre las utilities integradas europeas

(1) Principalmente derechos de uso y derivados y cambios de perímetro

(2) Saldo neto con las liquidaciones de la CNMC

(3) Calculado como Deuda Neta / EBITDA (12 últimos meses)

Conclusiones



3,1 miles MM€ a pesar de un adverso contexto de mercado apoyados por partidas no recurrentes

Encaminados al cumplimiento de los objetivos 2021, gracias a los continuos esfuerzos de gestión

Diálogo continuo para encontrar soluciones eficientes en el contexto del precio del pool

Los principales índices ESG reconocen el liderazgo de Endesa

9M 2021

Anexos

endesa

Endesa: PyG 9M 2021

MM€



	Gx+Cx	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
Ingresos	16.803	1.930	397	-527	18.603
Aprovisionamientos y servicios	-14.019	-132	-37	113	-14.075
Margen de contribución	2.784	1.798	360	(414)	4.528
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	77	92	13	0	182
Gastos de Personal	-354	-193	-145	11	-681
Otros Gastos Fijos de Explotación	-803	-265	-239	403	-904
EBITDA	1.704	1.432	(11)	-	3.125
D&A	-658	-471	-48	0	-1.177
EBIT	1.046	961	(59)	-	1.948
Resultado financiero neto	15	-42	15	0	-12
Resultado Neto por el Método de Participación	10	3	0	0	13
Resultado de otras Inversiones	0	0	143	-143	0
Resultado en Ventas de Activos	-23	-1	1	0	-23
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	1.048	921	100	(143)	1.926
Impuesto sobre Sociedades	-241	-226	6	0	-461
Intereses Minoritarios	-5	-1	0	0	-6
RESULTADO NETO ATRIBUIBLE	802	694	106	(143)	1.459

Endesa: PyG 9M 2020

MM€

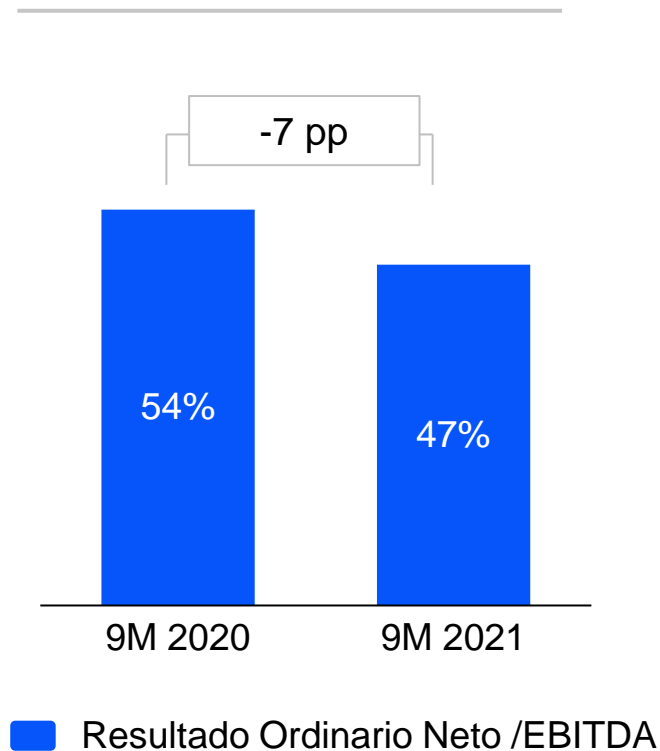


	Gx+Cx	Dx	Estructura	Ajustes	TOTAL
Ingresos	11.125	1.971	393	-530	12.959
Aprovisionamientos y servicios	-8.524	-122	-32	116	-8.562
Margen de contribución	2.601	1.849	361	(414)	4.397
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	52	94	15	0	161
Gastos de Personal	-365	-7	-154	10	-516
Otros Gastos Fijos de Explotación	-776	-287	-247	404	-906
EBITDA	1.512	1.649	(25)	-	3.136
D&A	-599	-464	-41	0	-1.104
EBIT	913	1.185	(66)	-	2.032
Resultado financiero neto	-55	-32	5	0	-82
Resultado Neto por el Método de Participación	36	3	0	0	39
Resultado de otras Inversiones	0	0	915	-915	0
Resultado en Ventas de Activos	-11	10	0	0	-1
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	883	1.166	854	(915)	1.988
Impuesto sobre Sociedades	-207	-277	11	0	-473
Intereses Minoritarios	-3	-1	0	0	-4
RESULTADO NETO ATRIBUIBLE	673	888	865	(915)	1.511

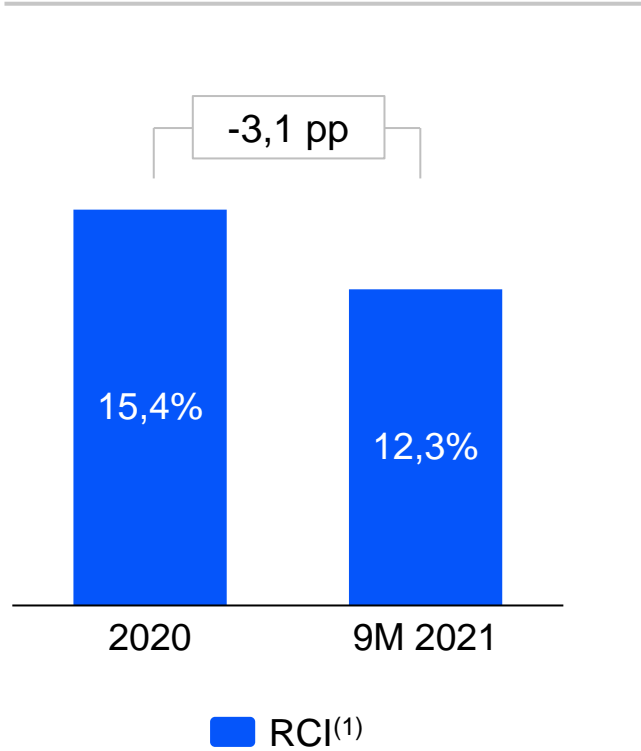
Métricas de rentabilidad y crediticias



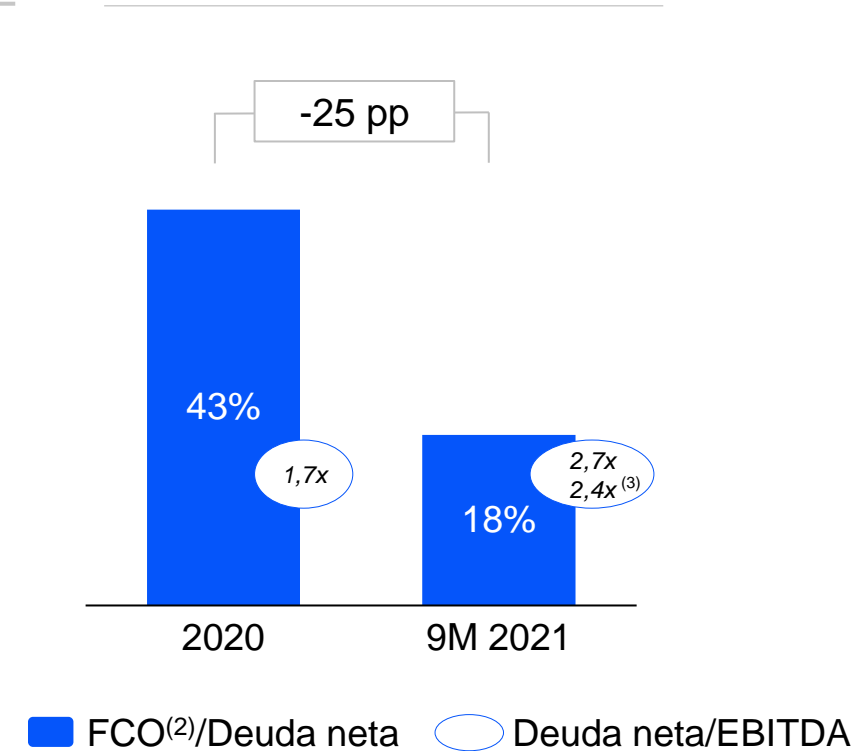
Rentabilidad



Rendimiento del capital invertido



Métricas crediticias



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

Capacidad instalada y producción



Capacidad total instalada neta, MW

	9M 2021	2020	Var. (%)
Peninsular	17.397	17.388	+0%
Renovables ²⁾	7.790	7.781	+0%
Hidraulica	4.743	4.749	-0%
Eólica	2.422	2.423	-0%
Solar	625	609	3%
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	4.263	4.264	-0%
Carbón	241	241	0%
Fuel - Gas	2.333	2.334	0%
Ciclos combinados	1.688	1.689	0%
Total	21.660	21.652	+0%

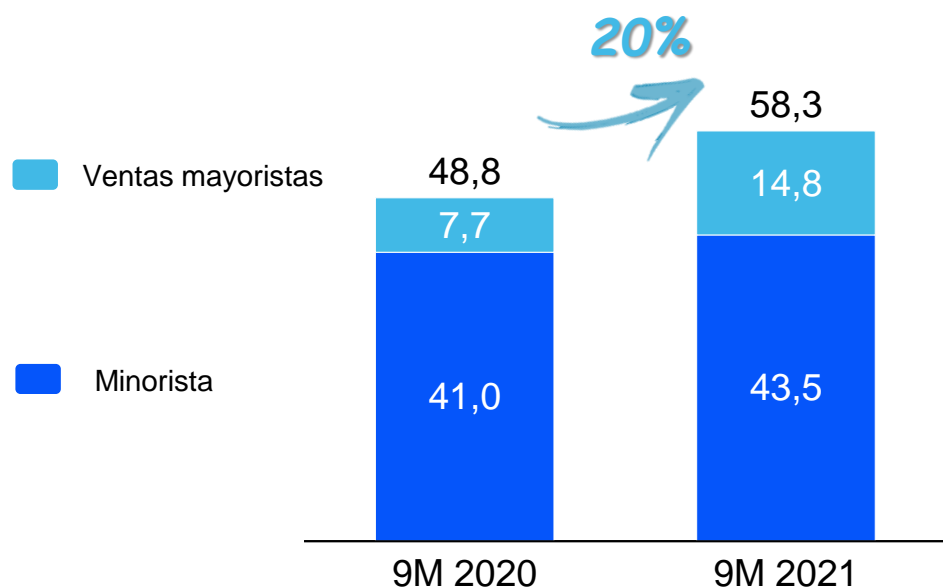
Producción total bruta ⁽¹⁾, GWh

	9M 2021	9M 2020	Var. (%)
Peninsular	34.494	34.560	-0%
Renovables ²⁾	9.523	9.943	-4%
Hidraulica	4.864	6.042	-19%
Eólica	3.853	3.481	11%
Solar	805	420	92%
Otras	1	0	n.a.
Nuclear	19.895	19.523	2%
Carbón	415	975	-57%
Ciclos combinados	4.662	4.119	13%
Territorios extrapeninsulares	8.086	7.590	+7%
Carbón	47	55	-15%
Fuel - Gas	2.965	3.184	-7%
Ciclos combinados	5.074	4.351	17%
Total	42.581	42.150	+1%

Principales magnitudes operativas de gas



Volúmenes vendidos⁽¹⁾, TWh



Datos principales

	2020	9M 2021	Δ
Clientes totales mn	1,7	1,7	-1%
Margen unitario ⁽²⁾ €/MWh	4,0	1,1	-72%
Margen unitario exMtM ⁽²⁾ €/MWh	3,7	-0,8	-122%

(1) Cifras redondeadas.

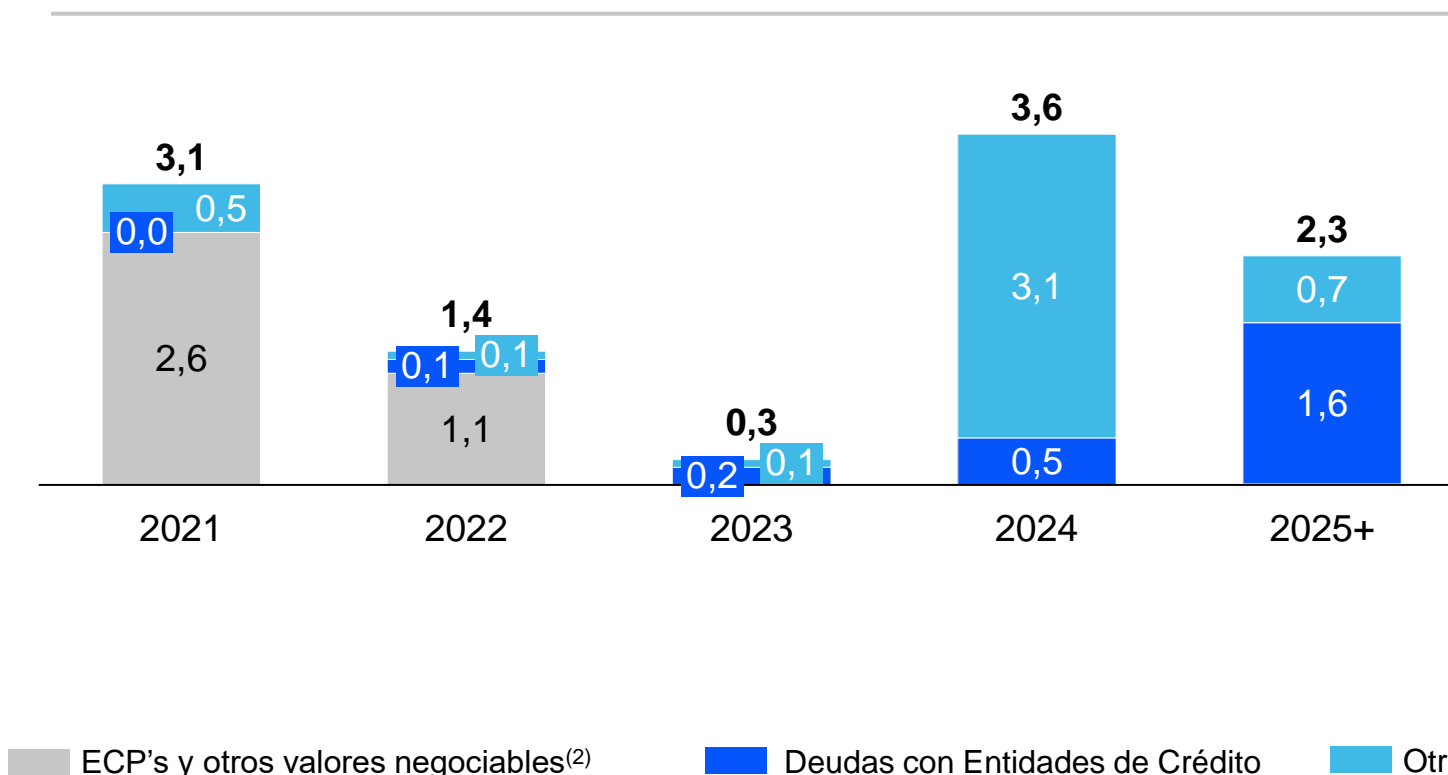
(2) Comparado 9M 2021 vs.9M 2020. El margen unitario integrado, tanto en el 9M 2020 como en el 9M 2021, excluye las actividades de compra de gas para los ciclos combinados y el efecto MtM

Calendario de vencimientos deuda financiera

Miles MM€



Saldo bruto de vencimientos⁽¹⁾



- Vida media de la deuda: 4,2 años
- Cobertura de 20 meses de vencimiento de la deuda
- Tipo fijo 49% de la deuda bruta
- 98% in Euros
- Liquidez 4.629 MM€: 568 MM€ en efectivo y 4.061 MM€ disponibles en líneas de crédito
- Refuerzo adicional de la liquidez en 4.725 MM€

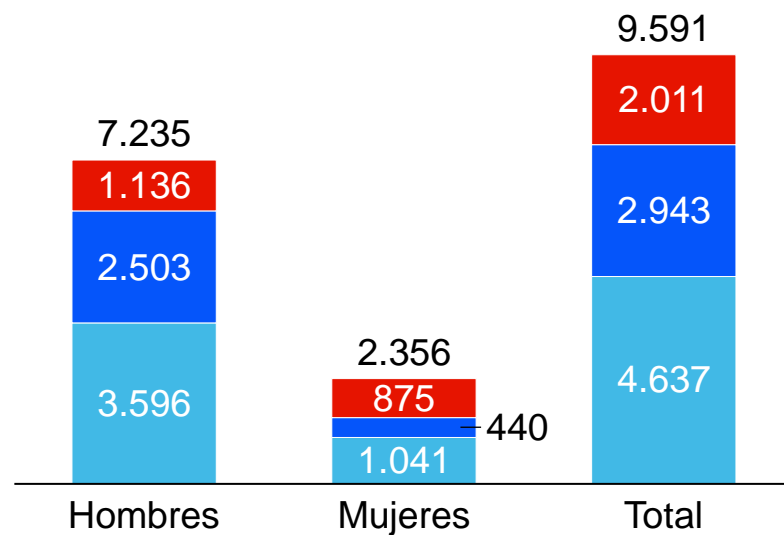
(1) Pendientes a 30 de septiembre de 2021. Cifras redondeadas. No incluye los derivados financieros.

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

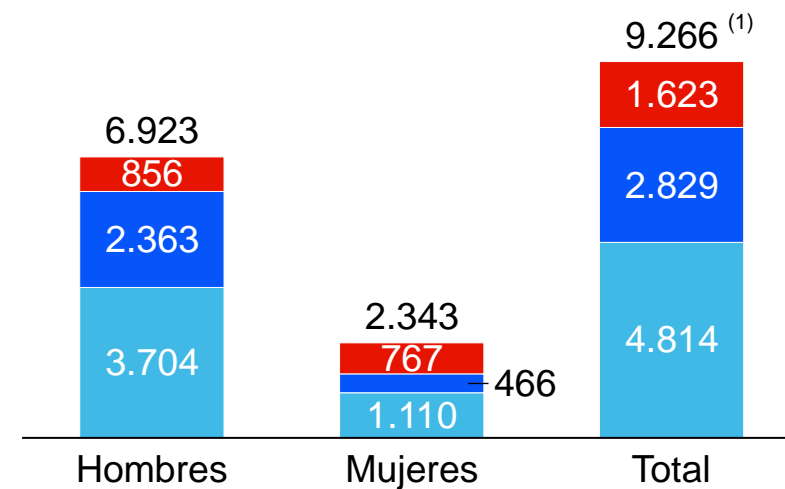
Plantilla final



2020



9M 2021



Generación & Comercialización

Distribución

Estructura & otros

Glosario de términos (I/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Coste medio de la deuda (%)	$(\text{Coste deuda financiera bruta}) / \text{Deuda financiera media bruta}: (99 \text{ MM€} \times (360/270) + 4 \text{ MM€}) / 8.911 \text{ MM€} = 1,5\%$	6.2
Vida media de la deuda (nº de años)	$(\text{Principal} \times \text{número de días de vigencia}) / (\text{Principal Vigente al Cierre del Periodo} \times \text{Número Días del Periodo}): 44.483 / 10.546 = 4,2 \text{ años}$	6.2
Flujo de caja de las operaciones (MM€)	Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación (862. MM€)	6.5
Flujo de caja libre (MM€)	Flujo de caja de las operaciones (862 MM€) - Variación neta de inmovilizado material e inmaterial (1.304 MM€) + Subvenciones y otros Ingresos Diferidos (71 MM€) - Variación neta de Otras Inversiones (348 M€) = -719 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: 20 meses	6.2
Resultado bruto de explotación -EBITDA- (MM€)	Ingresos (18.603 MM€) – Aprovisionamientos y servicios (14.075 MM€) + Trabajos realizados por el Grupo para su activo (182 MM€) – gastos de personal (681 MM€) – Otros Gastos Fijos de Explotación (904 MM€) = 3.125 MM€	5.2
Resultado de explotación -EBIT- (MM€)	Resultado bruto de explotación (3.125 MM€) - Depreciación y amortización (1.177 MM€) = 1.948 MM€	5.2
Costes fijos -Opex- (MM€)	Gastos de personal (681 MM€) + Otros gastos fijos de explotación (904 MM€) - Trabajos realizados por el Grupo para su activo (182 MM€) = 1.403 MM€	5.2
Margen de contribución (MM€)	Ingresos (18.603 MM€) – Aprovisionamientos y servicios (14.075 MM€) = 4.528 MM€	5.2
Apalancamiento (veces)	Deuda financiera neta (10.000 MM€) / Resultado bruto de explotación (647 MM€ de 3T y 4T 2020 + 3.125 M€ de 9M 2021) = 2,7x	n/a

Glosario de términos (II/II)



Concepto	Cálculo	Nº de referencia del Informe de Gestión Consolidado
Inversión bruta (MM€)	Inversiones brutas materiales (1.182 MM€) e inmateriales (212 MM€) - derechos de uso (164 MM€) = 1.230 MM€	6.6
Deuda financiera neta (MM€)	Deuda financiera a largo y corto plazo (6187. MM€ + 4387. MM€) - Caja y otros medios líquidos equivalentes (568 MM€) – Derivados reconocidos como activos financieros (6 MM€) = 10000. MM€	6.2
Resultado financiero neto (MM€)	Ingreso financiero (114 MM€) - Gasto financiero (122 MM€) - Diferencias de cambio netas (4 MM€) = -12 MM€	5.2
Ingresos (MM€)	Ventas (13.425 MM€) + Otros ingresos de explotación (4968 MM€) = 18.393 MM€	5.2
Resultado Neto Ordinario (MM€)	Resultado Neto de la Sociedad Dominante (1459. 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€) = 1459. MM€	5.2
Margen eléctrico integrado (MM€)	Margen de Contribución Gx+Cx (2.784 MM€) - Margen SENP (450 MM€) - Cobertura commodities (85 MM€) - Margen PVPC (54 MM€) - Margen gas (67 MM€) - Margen Endesa X (90 MM€) - Otros (663 MM€) = 1.546 MM€	n/a
Margen eléctrico unitario integrado (€/MWh)	Margen eléctrico integrado / Ventas eléctricas en el mercado liberalizado en España y Portugal: 1.546 MM€ / 54,8 TWh = 28,2 €/MWh	n/a
Margen unitario de gas (€/MWh)	Margen Gestionable de Gas / Ventas de Gas: 66.8110 MM€ / 58.3 TWh = 01 €/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 = 90 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.

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

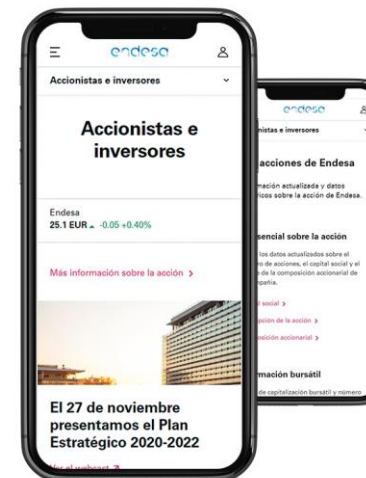


Nuevo diseño, más claro e intuitivo.



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