

endesa 80 AÑOS

Capital Markets Day

19 NOVIEMBRE 2024





José Bogas, CEO

Plan Estratégico
2025-27

- Endesa en el contexto energético
- Plan Estratégico 2025-27



Marco Palermo, CFO

Plan Estratégico
2025-27

- 2025-27 Objetivos financieros



José Bogas, CEO

Conclusiones



José Bogas
CEO

endesa

80 años apoyando el desarrollo socioeconómico de España



80 años creando futuro a tu lado

Principales hitos

El reto de electrificar un país

- Llevar electricidad a todo el país
- Desarrollo de la generación eléctrica
- Expansión de la red

Transformación del sector energético

- Crear valor para las comunidades
- Una red eléctrica sólida y de calidad
- Fomentando la electrificación
- Reforzando nuestra relación de confianza con el cliente

Transición hacia una energía sostenible

- Compromiso de descarbonización
- Reducción de emisiones
- Energías limpias

Importantes avances en los objetivos estratégicos del plan anterior



Pilares estratégicos

Cumpliendo nuestros compromisos

Objetivos financieros (miles M€)

- 1 Rentabilidad, flexibilidad y resiliencia
- 2 Eficiencia y eficacia
- 3 Sostenibilidad financiera y medioambiental

- ✓ Bien encaminados **para alcanzar** los objetivos de **2024**
- ✓ **Venta** del 49,99% de 2 GW de activos solares
- ✓ Extraordinaria generación de **flujo de caja libre**
- ✓ Garantizar **la creación de valor** para los **accionistas**

	Objetivo 2024	2024E
EBITDA	4,9-5,2	5,2 ✓
Resultado Ordinario Neto	1,6-1,7	1,8 ✓
Deuda neta	10-11	9-10 ✓



Endesa en el contexto energético

José Bogas
CEO



endesa

Electrificación **limpia**: la solución a tres grandes retos



Asequibilidad



Reducción de **costes energéticos** para el cliente



Seguridad



Reducción de la **dependencia** energética



Sostenibilidad



Reducción de las **emisiones de GEI**

Electrificación
limpia para
asegurar
sistemas
energéticos
asequibles,
seguros y
sostenibles

Marco estratégico de energía y clima

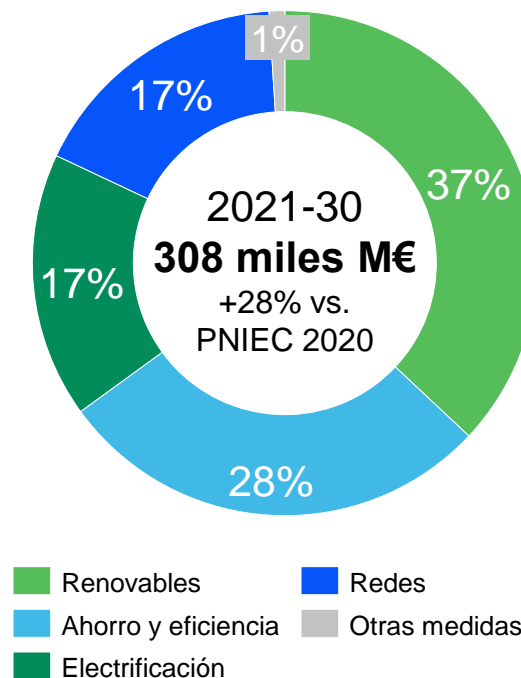
Nuevo PNIEC 2023-2030



Objetivos principales

	Objetivos 2030		
	2023	PNIEC 2020	PNIEC 2024
Emisiones de GEI ⁽¹⁾	-6%	-23%	-32%
Renovables ⁽²⁾	24%	42%	48%
Eficiencia energética ⁽³⁾	36%	~40%	43%
Gx renovable ⁽⁴⁾	54%	74%	81%

Inversiones



Un **plan más ambicioso**, el cuál exige un importante **esfuerzo inversor**, que **requiere una regulación adecuada** y acciones concretas

(1) Con respecto al año base 1990
(2) Energía renovable en % del consumo de energía total bruta

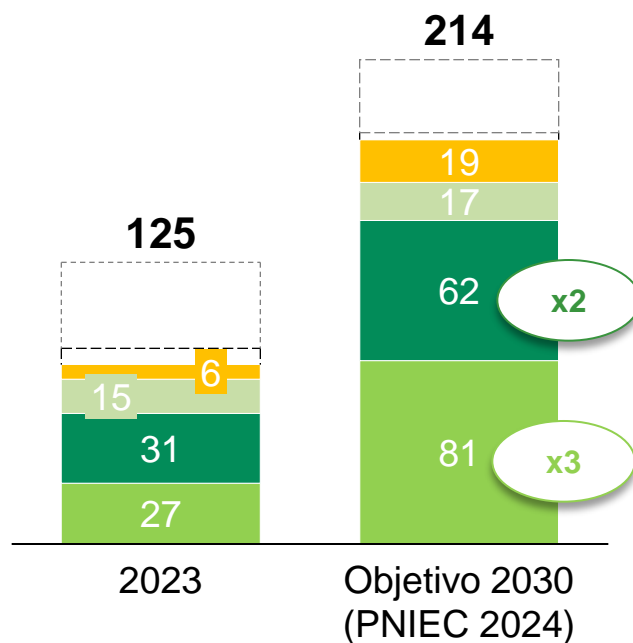
(3) Ahorro en el consumo de energía primaria/final frente al nivel de referencia
(4) % de energías renovables sobre la generación total de electricidad

Marco estratégico de energía y clima

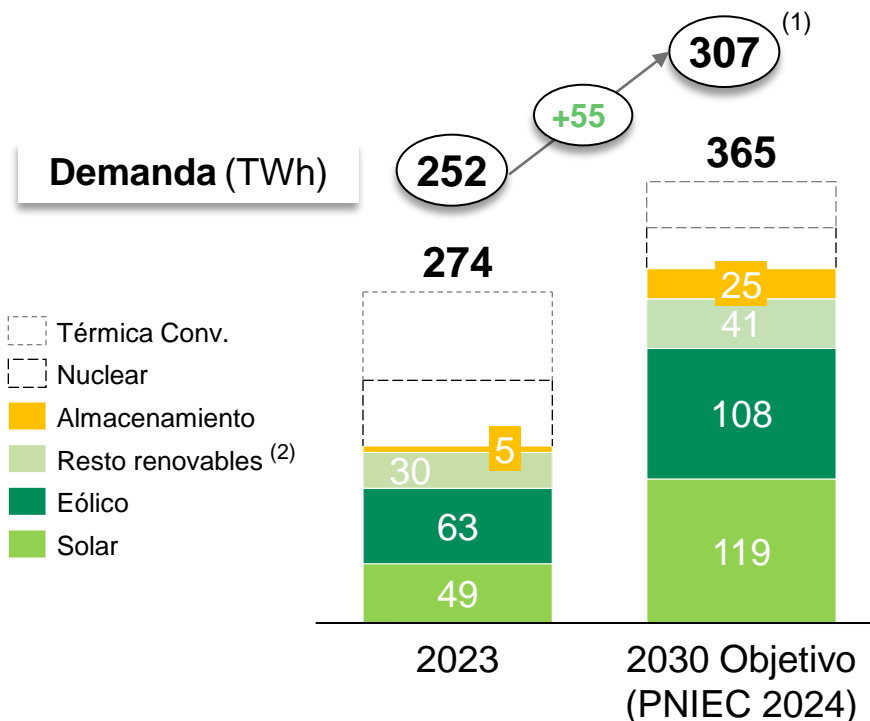
Sector eléctrico (PNIEC 2023 vs 2030)



Capacidad (GW)



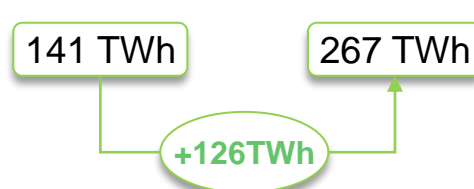
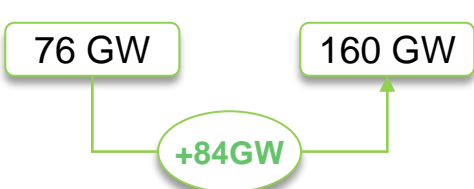
Producción ex-H2 (TWh)



Demanda (TWh)

- Térmica Conv.
- Nuclear
- Almacenamiento
- Resto renovables (2)
- Eólico
- Solar

Total Renovables



- > **Ambiciosos** objetivos renovables (+84 GW) requiriendo un **ágil** proceso de **concesión de permisos** unido a...
- > ...**fuerte repunte de la demanda** debido al aumento de la tasa de electrificación: **307 TWh (+55 TWh)**
- > **La seguridad de suministro es clave** y para ello se requiere **mecanismos de pagos por capacidad**

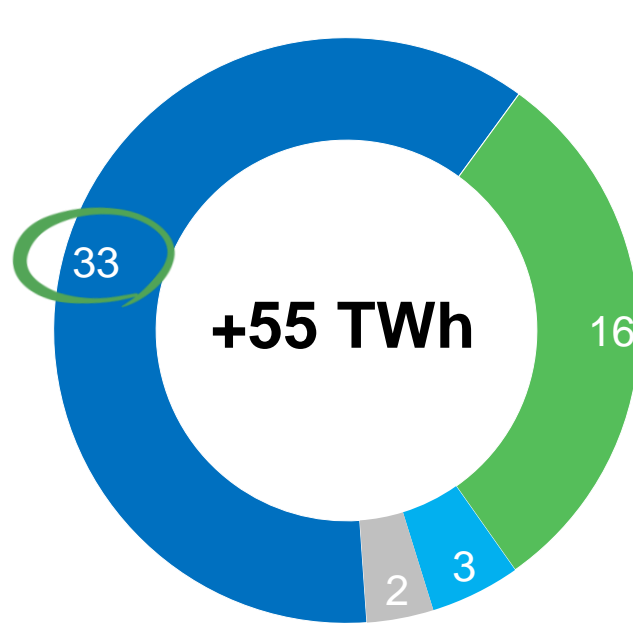
(1) No incluye ~50 TWh de Hidrogeno verde

(2) Incluye hidráulica, biogás, biomasa, residuos y otras energías renovables.

Los objetivos del PNIEC implican un aumento significativo de la demanda eléctrica



Demanda eléctrica 2023-30



Electrificación del transporte
x4



Demanda industrial
+48%



Residencial & Servicio
+5%

Inversiones en electrificación **x3** VS. antiguo PNIEC

Necesidad de impulsar la demanda interna

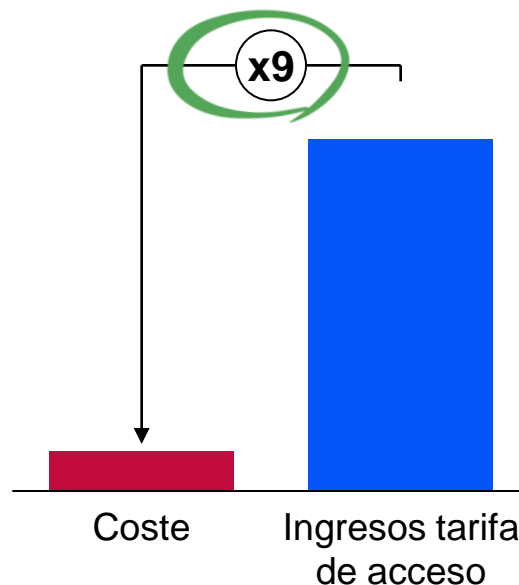
- > **Electrificación** de sectores económicos clave:
 - Movilidad
 - Industria
 - Calefacción y refrigeración
- > **Atraer nueva demanda es clave** para el desarrollo de renovables
- > **Desarrollo de redes**, digitalización y automatización
- > **Incentivos a la demanda** son esenciales (Mejorar la fiscalidad, fomento de los puntos de carga...)

Solicitudes industriales que ya apoyan la electrificación



Costes vs ingresos ⁽¹⁾

- ✓ ~50 GW (16 GW de Centros de Datos) ya solicitados en el periodo 2020-23 a nivel sectorial
- ✓ Aproximadamente el 40% han conseguido conexiones a la red



x9
Los ingresos superan con creces los costes

Oportunidad única para la **reindustrialización** y el **crecimiento económico**

Atraer nueva demanda aprovechando los **costes competitivos de la energía** y un mix energético descarbonizado

Los **ingresos** de la nueva demanda compensan con creces el **aumento de los costes** asociados al desarrollo de la red

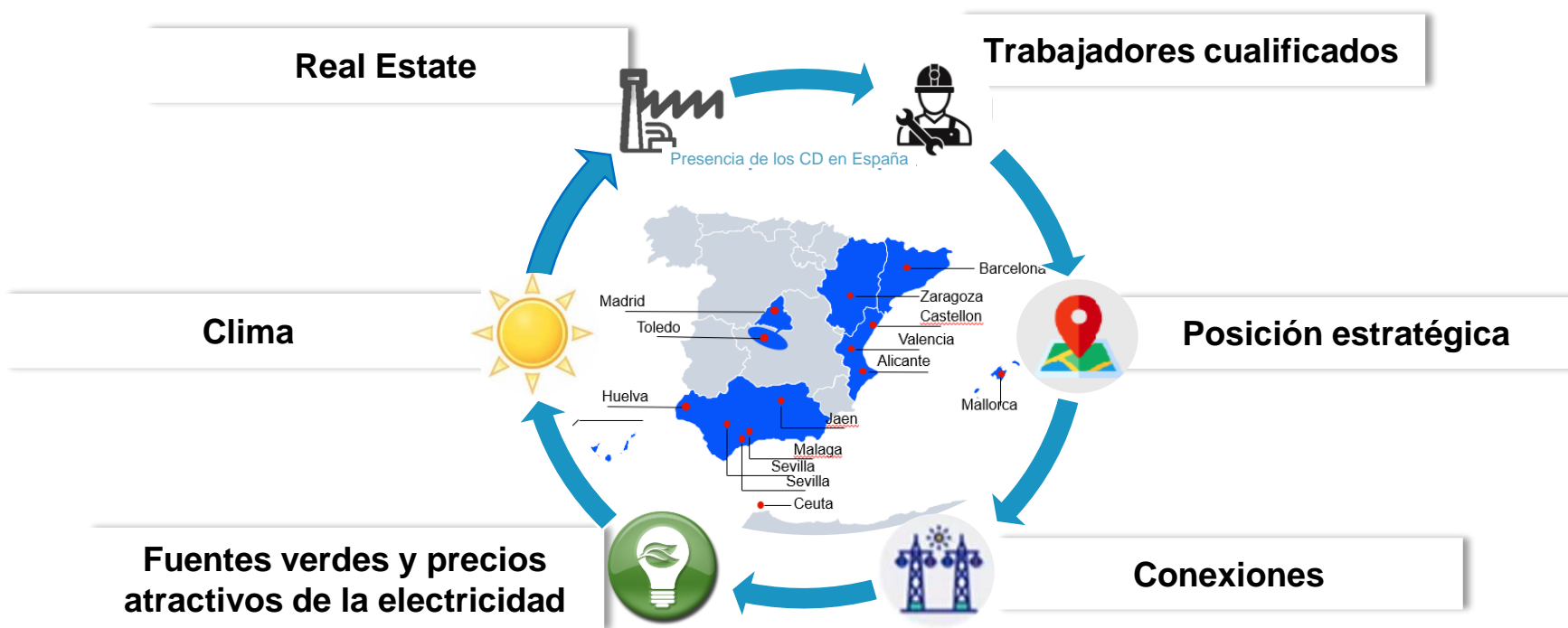
Suficiente para alcanzar los objetivos de demanda industrial del PNIEC a 2030 (~ **33TWh**)

(1) Costes de desarrollo de la red frente a ingresos asociados por tarifas de acceso

Centros de datos: un importante impulsor de la demanda eléctrica



España: un país atractivo



Posición de Endesa

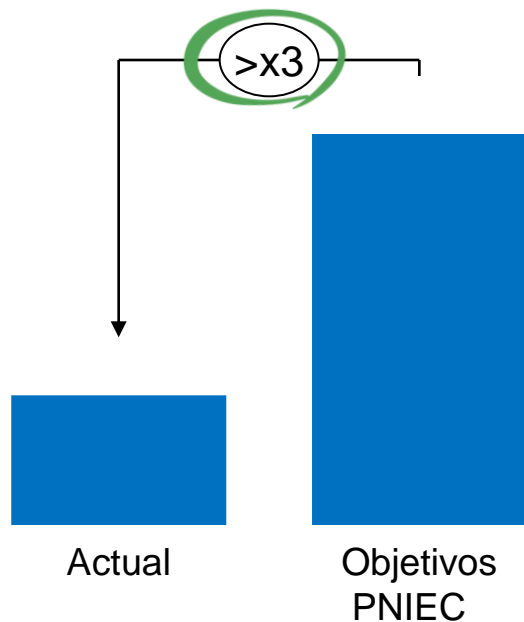
- > Participante activo de los centros de datos
- > **Propuesta de valor:** facilitar la conexión a la red y la comercialización de energía
- > Bien posicionada para **captar nuevas oportunidades**
- > **La capacidad de la red**, principal cuello de botella: margen para **aumentar las inversiones** si mejora la regulación

Gran oportunidad económica para atraer nueva demanda

Necesidad de aumentar la inversión en **redes** para alcanzar los ambiciosos objetivos del PNIEC

Inversiones en redes⁽¹⁾ 2021-30 PNIEC : **52,4** miles M€

Inversiones anuales del Sector ⁽¹⁾
Miles M€



Necesidades de la red

- > Incremento **de la integración** de la nueva capacidad Renovable
- > Capacidad para hacer frente a las **nuevas necesidades de la demanda**
- > Mayor **resiliencia** y **seguridad de suministro**
- > Reducción de **costes** y **pérdidas**

Requisitos de inversión

- > **Remuneración adecuada** en línea con otros países europeos (7,3%-8,7%)
- > **Aumentar el tope** regulatorio
- > **Pleno reconocimiento** de las inversiones auditadas
- > Mejorar el **sistema de incentivos**
- > **Simplificación** de los procedimientos administrativos

(1) Incluye inversiones en distribución y transporte



Plan Estratégico 2025-27

endesa

Los pilares y los principales indicadores del periodo confirmados



Redes

- **Inversiones** acordes con una **rentabilidad** adecuada
- Mejoras continuas de la **resiliencia de la red, eficiencia y calidad** operativa
- Aprovechar la **digitalización** y la **innovación** para hacer posible la **transición energética**



Generación

- **Asignación selectiva de capital** para aumentar la flexibilidad y la resiliencia
- “Modelo **Partnership**” para **maximizar** el perfil de **riesgo-rentabilidad**
- Manteniendo la **opcionalidad de compra o venta**
- **Búsqueda de PPAs** vinculados a nuestros activos de generación



Clientes

- Enfocados en **mejorar el valor de la cartera de clientes** mediante ofertas combinadas
- **Optimización** de los **canales de gestión de las relaciones con los clientes y adquisiciones**

NUESTROS PILARES ESTRATÉGICOS

1

Rentabilidad, flexibilidad y resiliencia

2

Eficiencia y eficacia

3

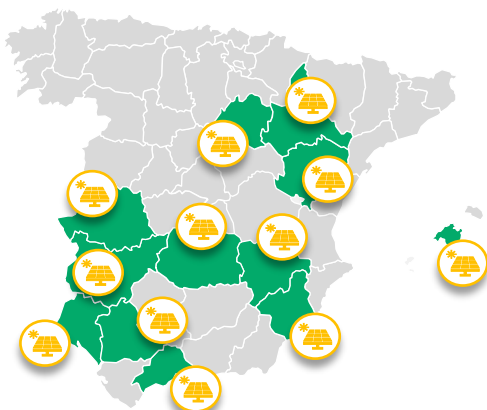
Sostenibilidad financiera y medioambiental

Optimización del perfil de riesgo-rentabilidad para potenciar la creación de valor

Mejora rápida y progresiva de la base de activos renovables

Julio 2024

**Venta del 49,99%
de activos solares**

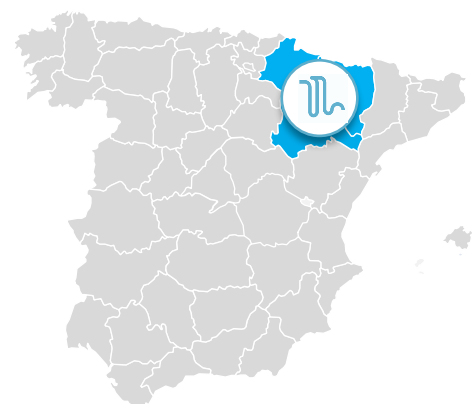


Valor de empresa⁽¹⁾ (miles M€) **1,7**

Capacidad (GW) **2,0**

Noviembre 2024

**Adquisición
centrales hidráulicas**



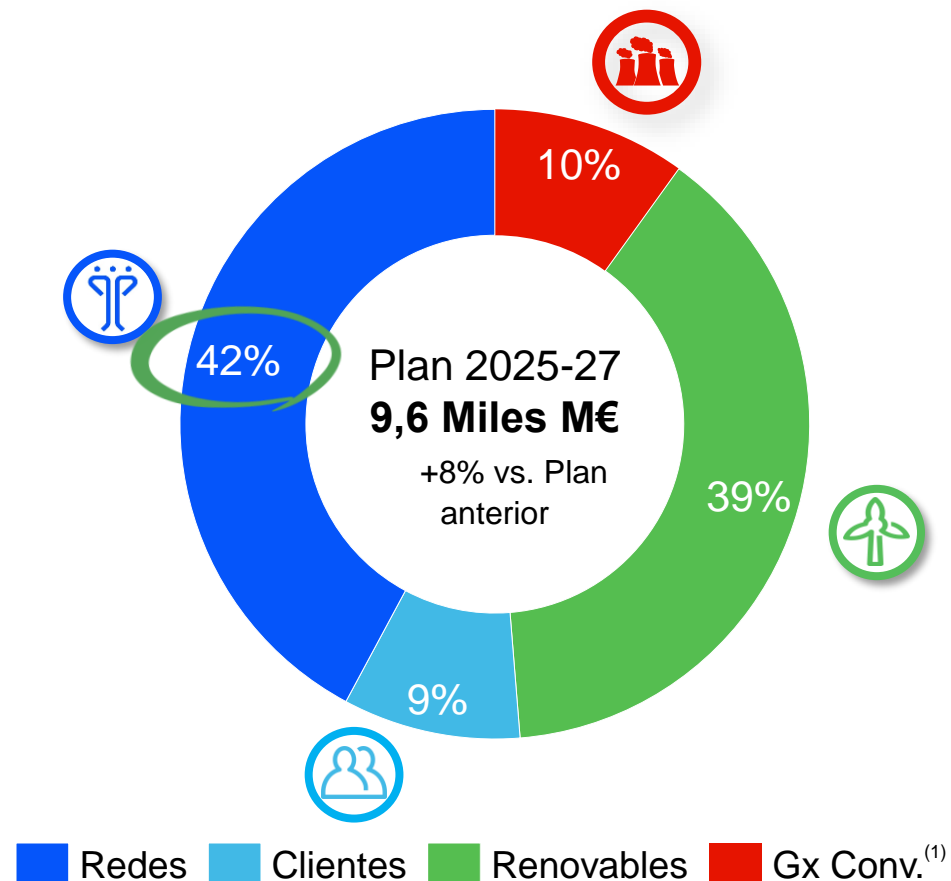
Valor de empresa (miles M€) **1,0**

Capacidad (GW) **0,6**

- ✓ **Reducción** de la **exposición** a la cartera a activos **solares volátiles** en favor de centrales **hidráulicas de inmediata disponibilidad**
- ✓ **Aumento** de la **capacidad gestionable** para garantizar la **flexibilidad** y **fiabilidad** de la base de activos
- ✓ La adquisición es crucial para **maximizar la remuneración** generada por nuestra **estrategia integrada**

Un plan de inversiones adaptado al nuevo contexto energético: impulsando las inversiones en redes

Inversiones por negocio (miles M€)



Factores clave

- ~45% aumento de la inversión en redes, suponiendo la **mejora** necesaria en la **remuneración** para abordar la transición energética
- Inversión en energías renovables considerando la **opción** de creación de valor **entre hacer o comprar**
- Plan parcialmente desarrollado bajo el **esquema "Partnership"**
- Optimización de la **cartera de clientes** de alto valor
- **Inversiones en extrapeninsular**: a la espera de la resolución de la subasta y la visibilidad regulatoria

(1) La cifra de Gx convencional incluye CCGT, generación nuclear, negocio extrapeninsular, Estructura Corporativa, Servicios y Ajustes y Otros.

Plan de inversión en redes para afrontar los próximos retos

% de la inversión bruta

Transición energética PNIEC 2030 y nueva demanda

- Aumento estructural de la red para facilitar la electrificación y satisfacer mejor el creciente número de solicitudes de nuevos puntos de conexión
- Despliegue de redes para atender el aumento previsto de la demanda del PNIEC
- Acciones de refuerzo de la red para resolver los puntos críticos

~45%

Mejora de la calidad

- Mejorar la principal métrica de calidad mediante:
 - Desarrollo y mejora de la estructura de la red
 - Aumento de los dispositivos de control remoto en la red de MT y BT

~25%

Digitalización y modernización de la red

- Optimización operativa, reducción de pérdidas no técnicas y reducción de costes del sistema:
 - Renovación y modernización de elementos por actualización tecnológica
 - Renovación del parque de contadores inteligentes
 - Digitalización de redes para supervisión y control a distancia

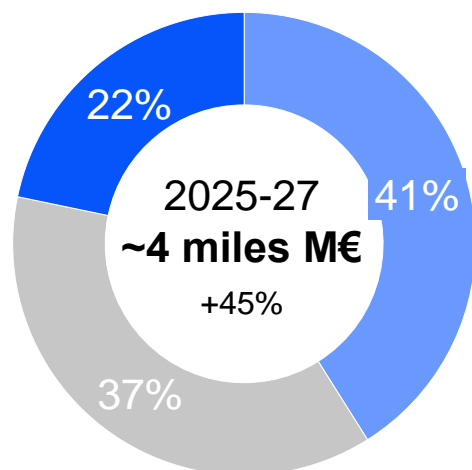
~30%

Redes

Inversión bruta:
~4 miles M€
+45% vs. plan anterior

+45% de inversiones en redes respaldadas por una remuneración adecuada

Inversión bruta (miles M€)



- Calidad, Resiliencia & Digitalización
- Gestión de redes
- Conexiones

RAB (miles M€)



Inversión neta⁽⁴⁾ ~3,0 miles M€

KPIs

	2024E	2027	
TIEPI ⁽¹⁾ (min)	47,8	38,6	-9,2
NIEPI ⁽²⁾ (#)	0,8	0,7	-12%
Pérdidas ⁽³⁾ (%)	9,9	9,5	-0,4

> **Transición energética:** La inversión en redes como **factor clave** para alcanzar los objetivos de la transición energética

> **Fuerte aumento de las inversiones**, sujeto a:

- **Incremento** de la remuneración financiera a un **7,5% de RoR**
- **Incremento del límite regulatorio de inversión**
- **Mejora** del sistema de incentivos

(1) Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada. Según regulador español. Minutos de interrupción Propio + Programado y Transporte

(2) Número de Interrupciones Equivalente a la Potencia Instalada

(3) En barras de central (criterios REE). A nivel país. No ajustado.

(4) Contribuciones de clientes y subvenciones: 1 miles M€ en el periodo 2025-27

Tasa de remuneración de la distribución entre los “peers” europeos

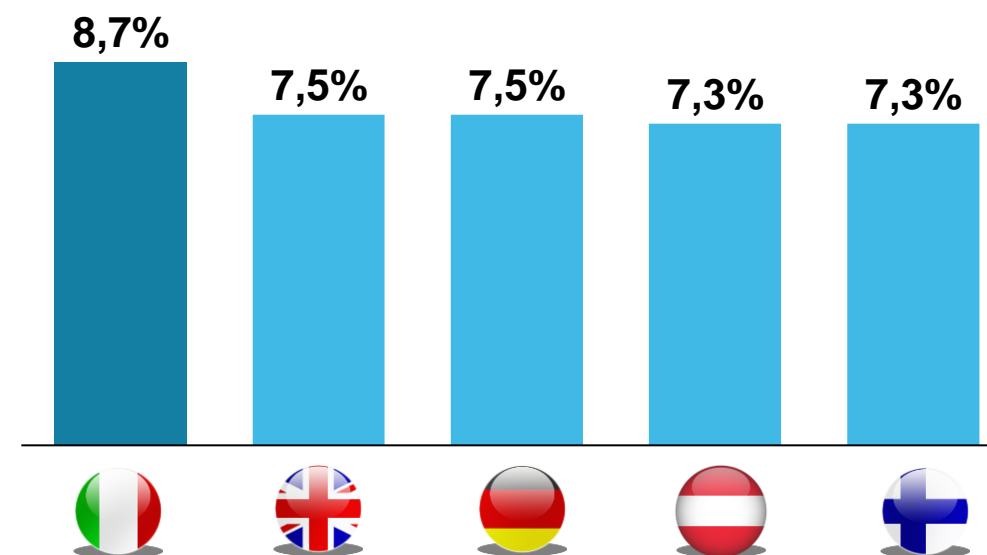


Orientaciones
Política
Energética
(30 Oct 24)

- **Competencia mundial por los recursos financieros y las inversiones** en la transición energética
- **Incentivar el transporte y la distribución de electricidad** para atender la nueva demanda e integrar la nueva capacidad renovable
- **Adecuada remuneración financiera** para afrontar los retos de la transición energética sin penalizar las tarifas de los clientes finales

Tipo español resultante ⁽¹⁾

(nominal antes de impuestos) aplicando la tasa libre de riesgo con la metodología de los países europeos

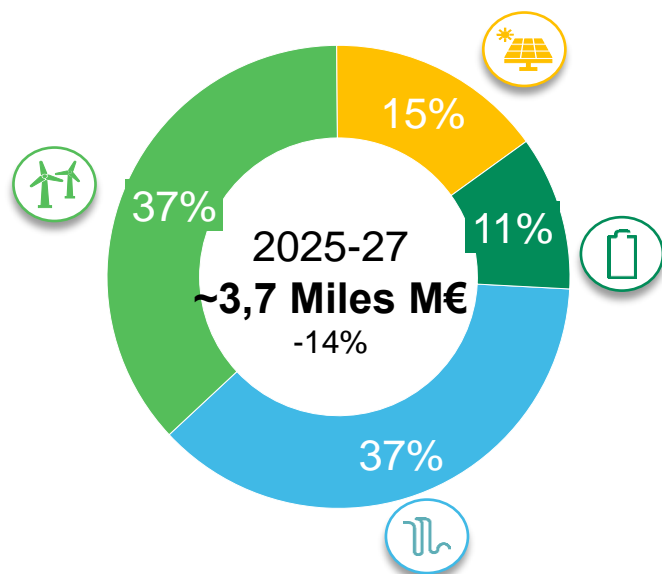


El **diferencial medio** de los reguladores europeos sobre el bono soberano a 10 años es **>500 puntos básicos** ⁽¹⁾

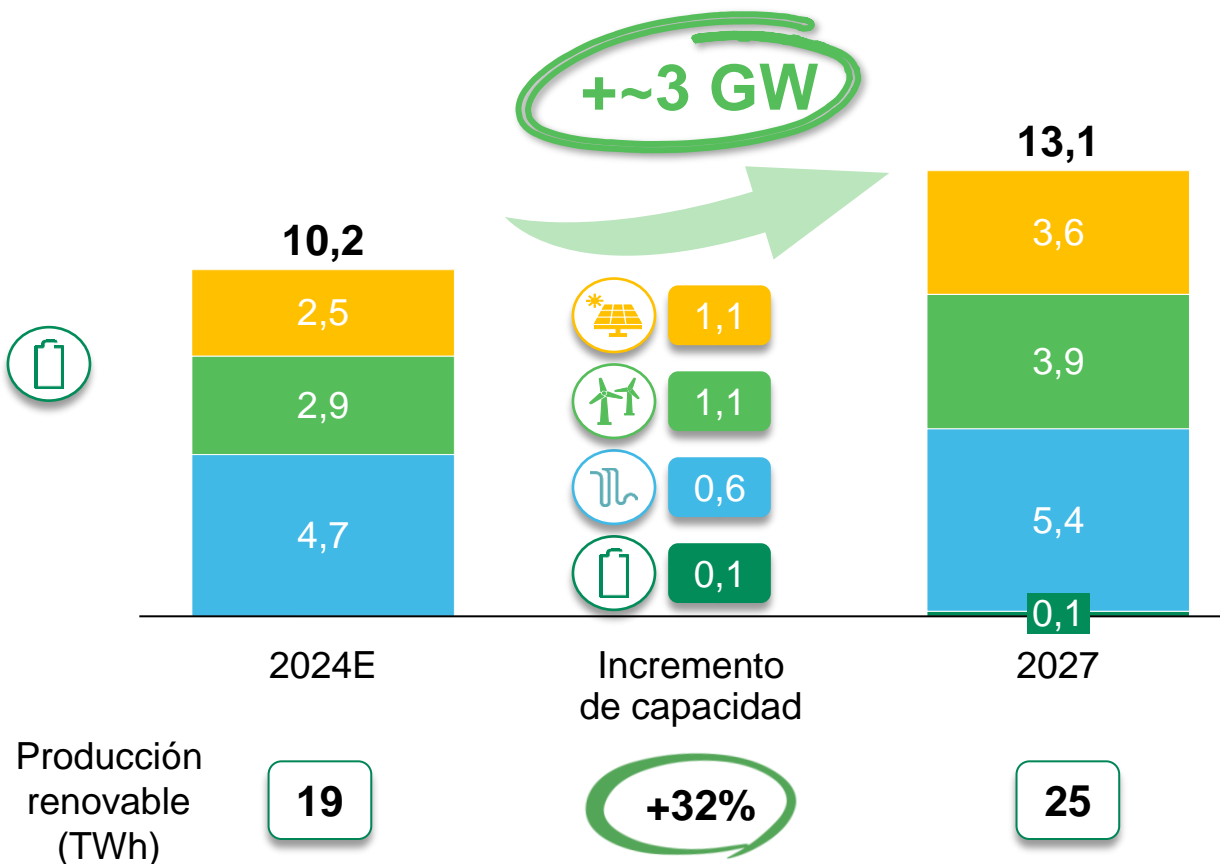
(1) Fuente: NERA

Cambiando el mix de generación hacia activos de mayor valor añadido

Inversiones



Capacidad neta⁽¹⁾ (GW)



> **Reajuste** del mix de generación vs plan anterior: **reduciendo la exposición** en solar y centrándonos en activos de mayor valor añadido:

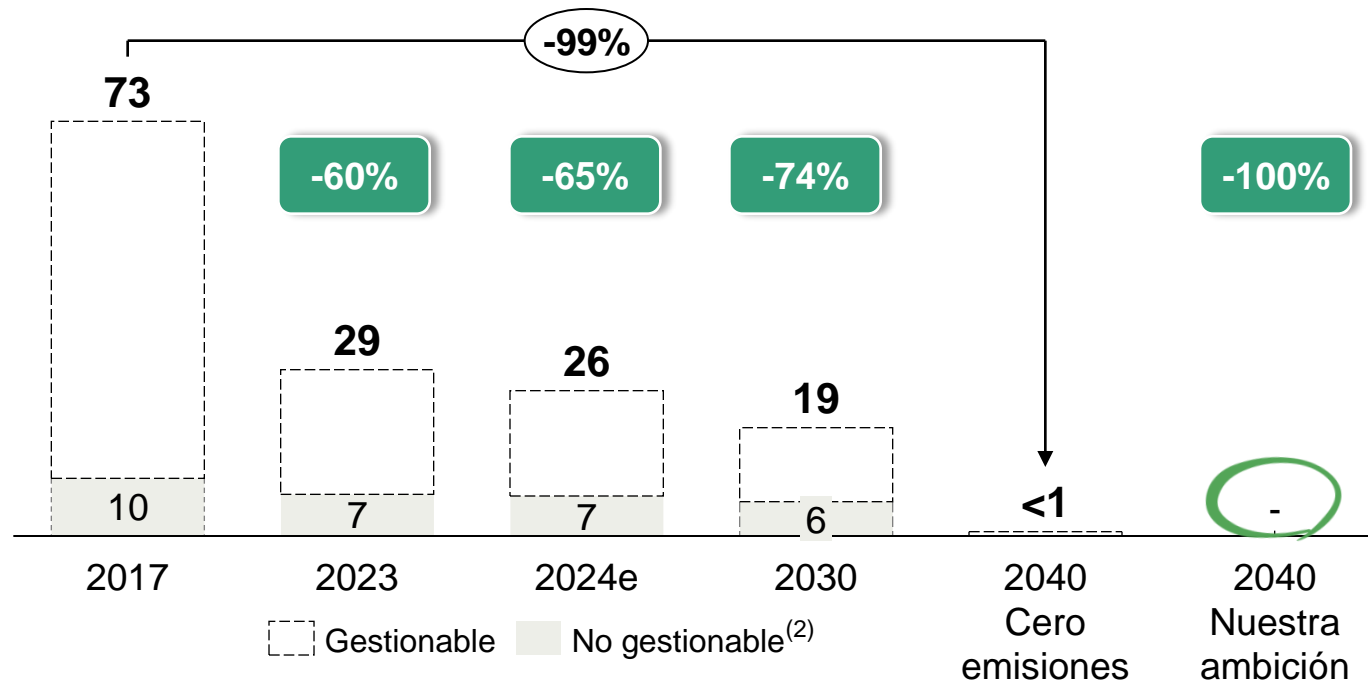
- Adquisición de **0,6 GW** activos **hidráulicos**
- El **despliegue** de proyectos **eólicos** se ralentiza por la concesión de permisos

> **Continuamos “Modelo Partnership”**

Sostenibilidad medioambiental

Emisiones absolutas totales (MtCO₂eq)

Reducción vs 2017



Cero emisiones - Senda alineada con el Acuerdo de París (senda 1,5°C)
 cubriendo las emisiones directas e indirectas a
 través de objetivos específicos

2027

Fin de la producción con **carbón**⁽¹⁾

2040

Cero emisiones de gases de efecto invernadero tanto en generación como en comercialización minorista

Transición justa

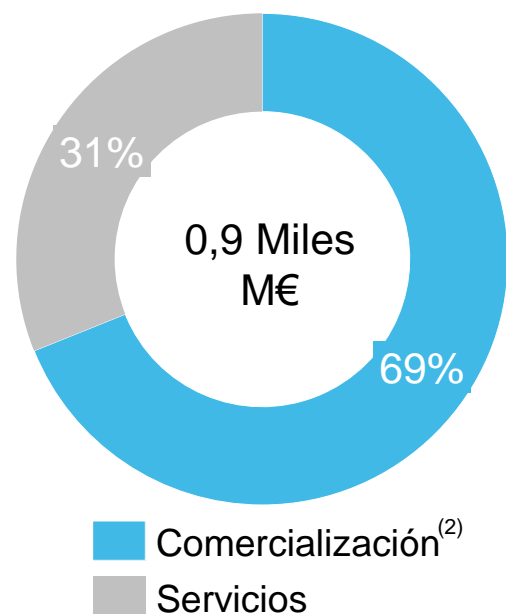
Un **plan** que preserva el contexto social y económico

(1) El cierre de una central térmica de carbón no es responsabilidad exclusiva de Endesa, sino que está sujeto a un proceso de autorización

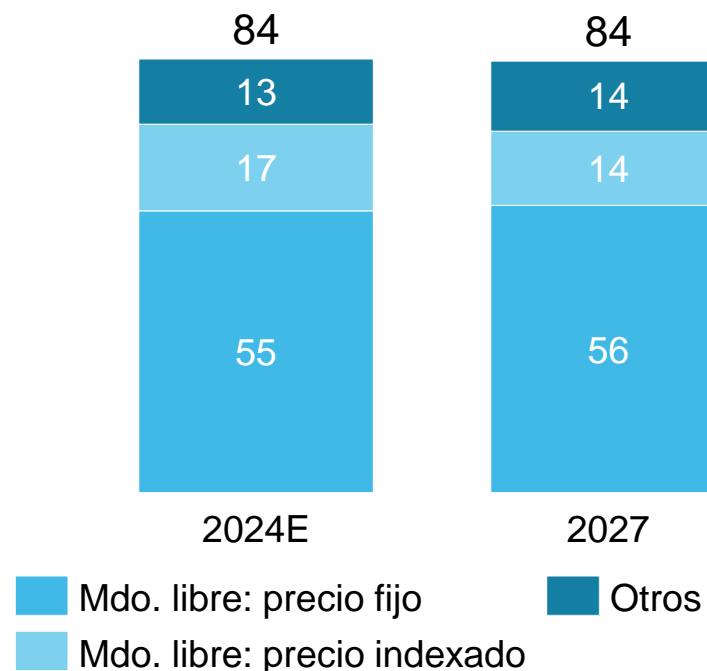
(2) Sistemas extrapeninsulares

Centrados en la recuperación de clientes aprovechando los programas de fidelización y las asociaciones estratégicas

Inversión bruta (miles M€)



Ventas eléctricas totales⁽¹⁾ (TWh)



- > Refuerzo de los **canales comerciales** con especial atención a la **digitalización**
- > **Gestión integrada** más adaptada a las **necesidades del cliente**
- > **Oferta comercial** con programas de **fidelización**
- > Centrados en los clientes de **mayor valor**



Cientes liberalizados Electricidad (M)

6,7

+6%

7,1

(1) Cifras redondeadas. Incluye regulado PVPC y ventas internacionales
 (2) Electricidad y gas



Objetivos financieros para 2025-27

Marco Palermo

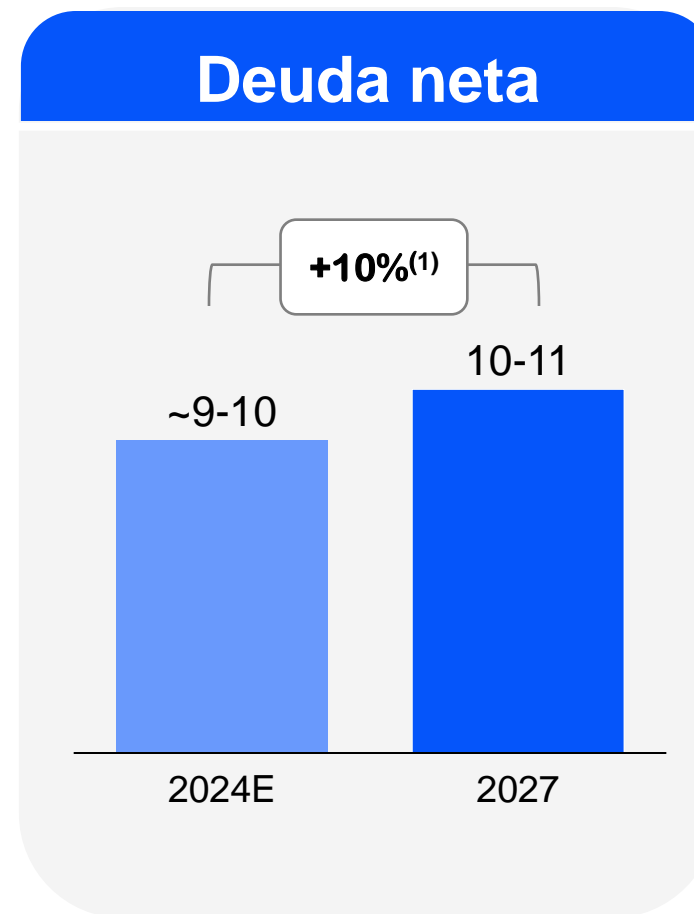
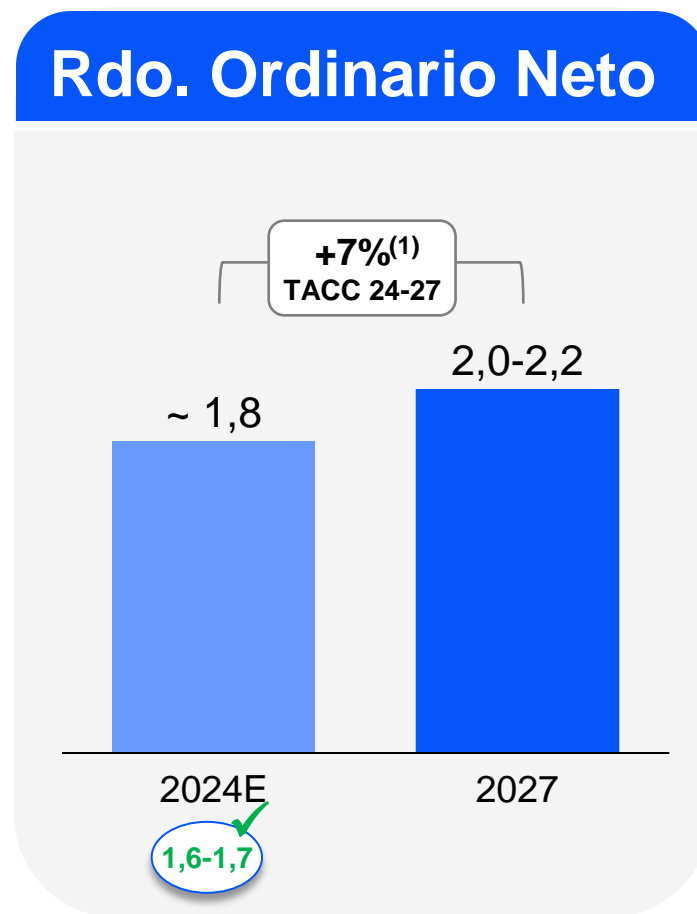
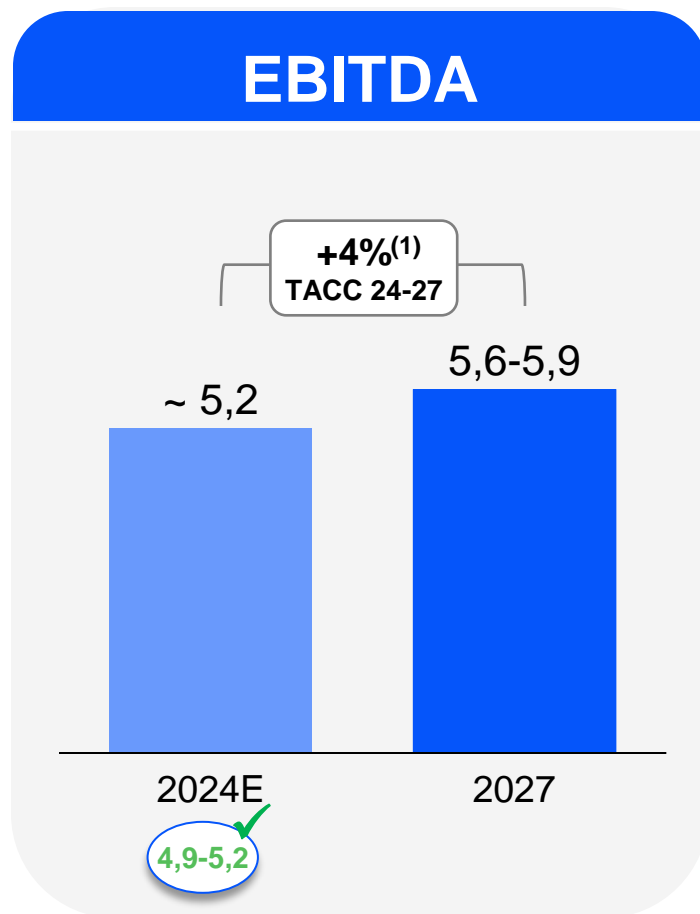
CFO



Principales objetivos financieros



miles M€



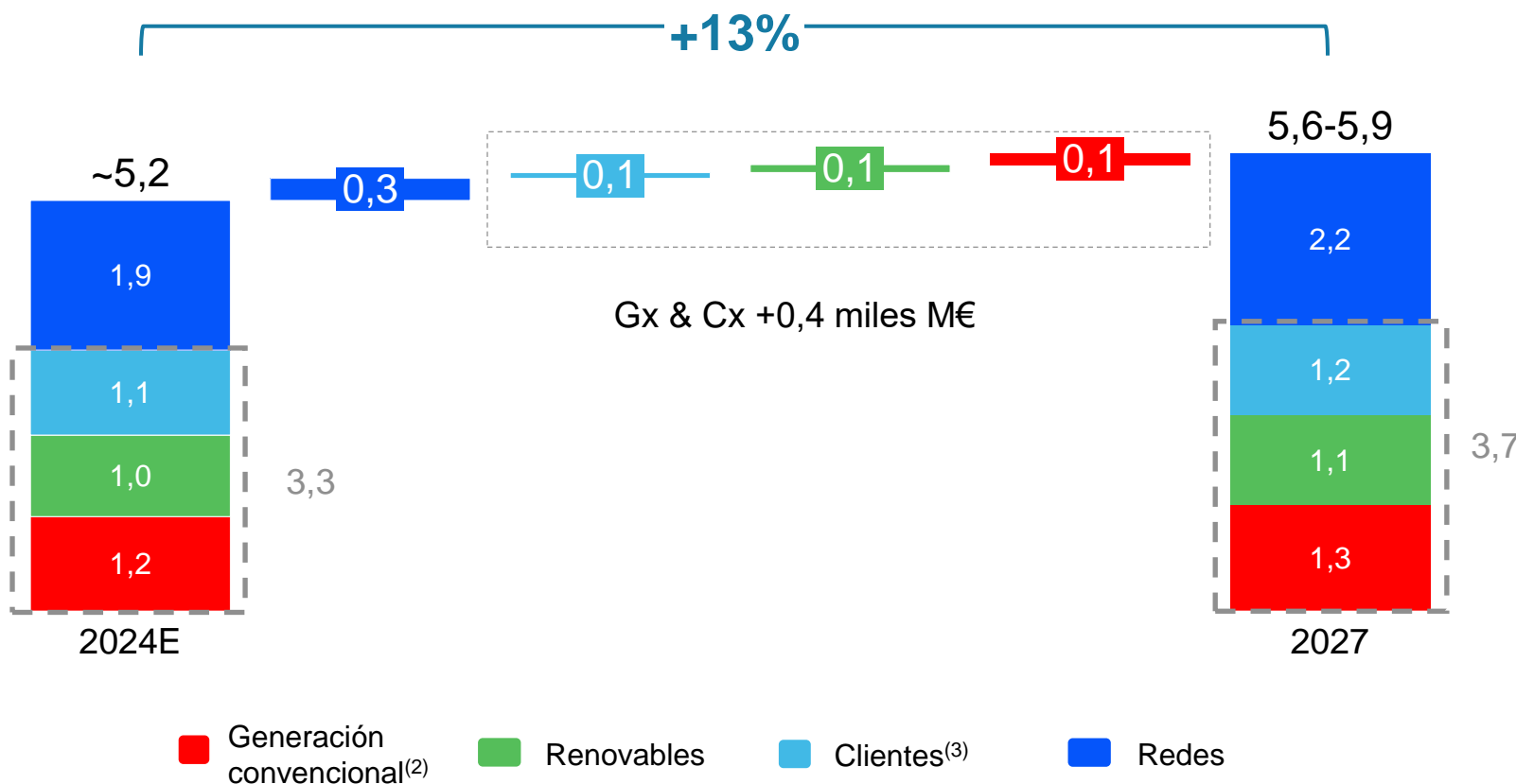
Objetivo para 2024 en BP 2024-26

(1) Calculado sobre el 2024E y el rango alto de 2027

Crecimiento del EBITDA impulsado por la gestión integrada y la mejora regulatoria



EBITDA por negocio⁽¹⁾ (miles M€)



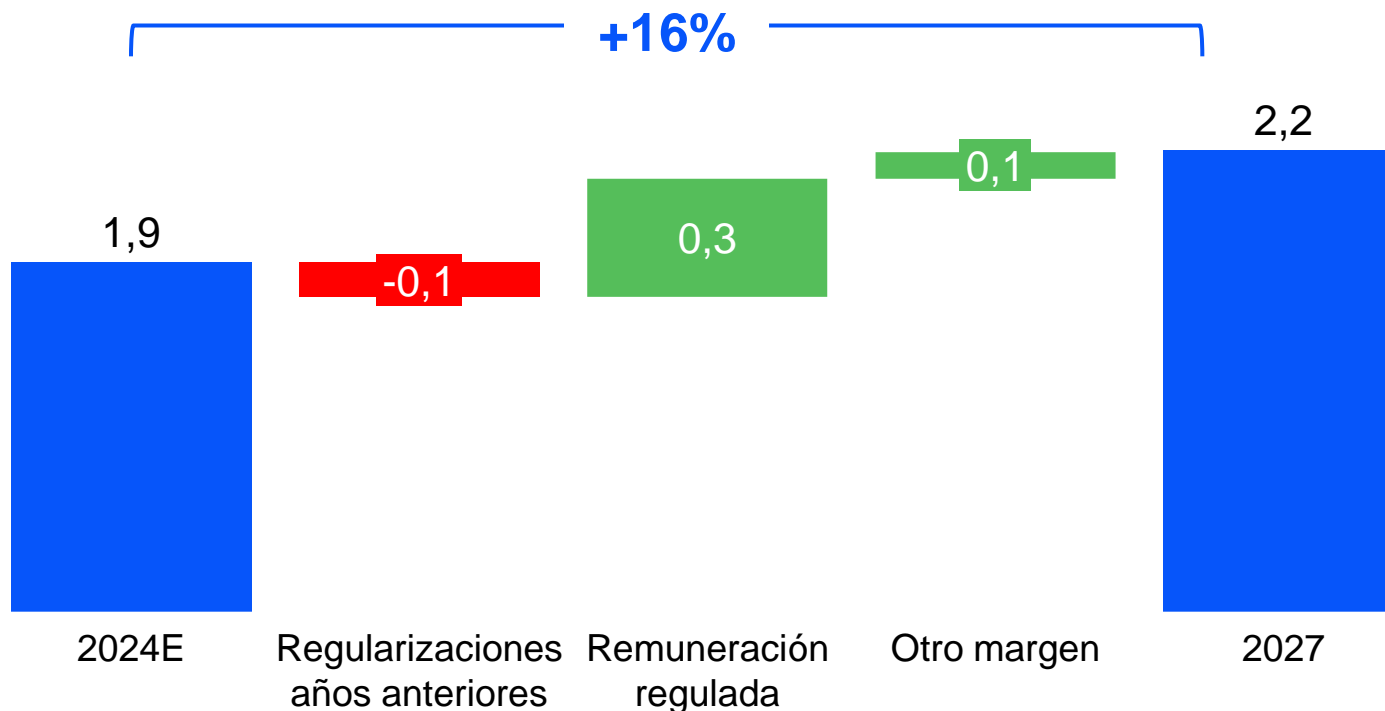
- > **+16%** Distribución gracias a mayores inversiones respaldadas por la mejora de la remuneración regulada
- > **+12%** en Gx y Cx con crecimiento en todas las líneas de negocio
- > El gravamen temporal energético del 1,2% **no estará en vigor más allá de 2024**

(1) Cifras redondeadas. Variación según el rango alto de 2027
 (2) Incluye Gx térmica, nuclear, extrapeninsular, actividades de aprovisionamiento de gas y otros
 (3) Comercialización + Endesa X

16% Aumento del EBITDA de redes



Evolución del EBITDA (miles M€)



RAB
(miles M€)

~11,4

+0,7
miles M€

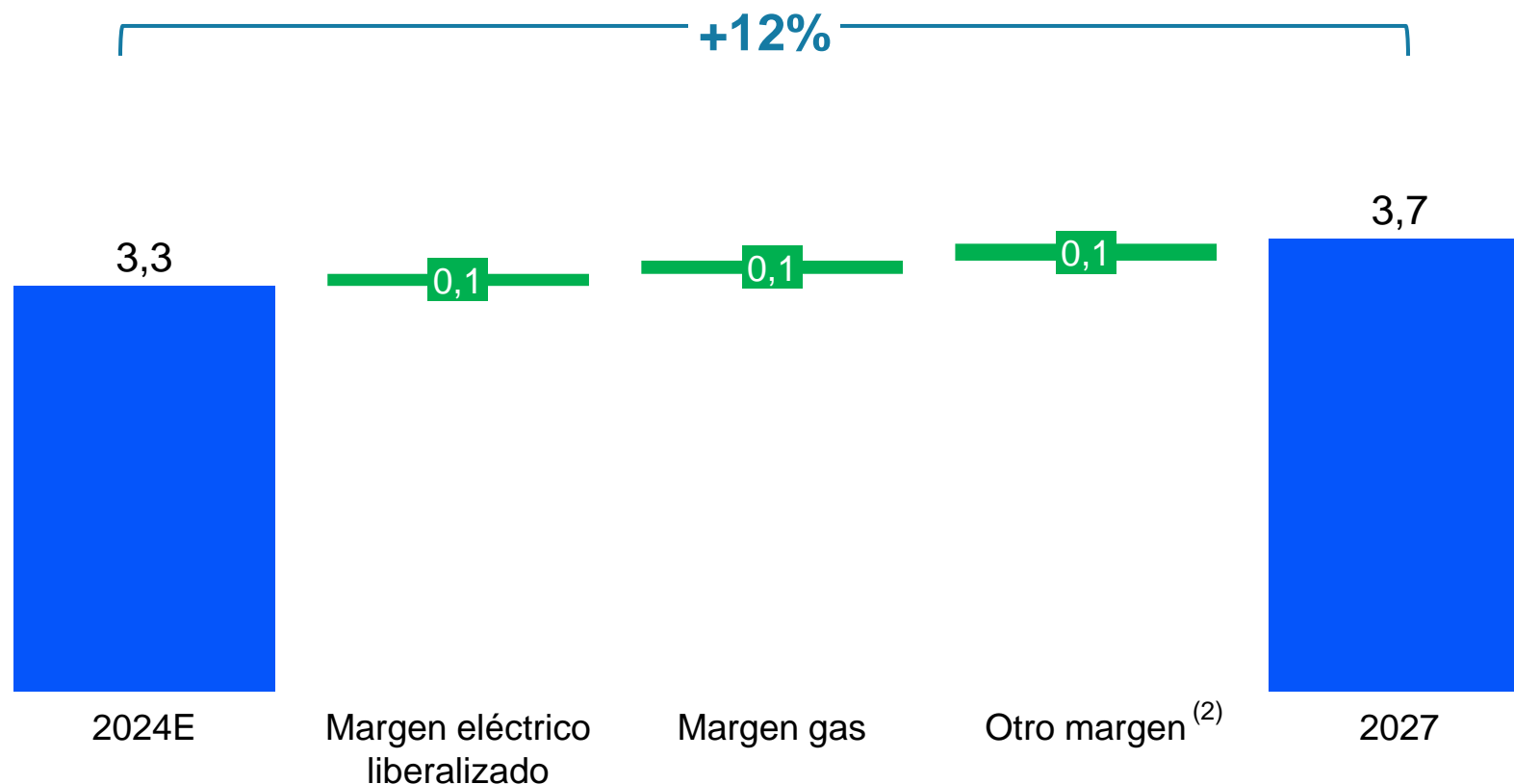
~12,1

- > Aumento de la remuneración regulada suponiendo un **rendimiento financiero del 7,5%** sobre la RAB
- > **Incremento de otros márgenes** compensado por la **regularización de años anteriores** considerada en 2024

12% Incremento EBITDA Gx y Cx



Evolución del EBITDA⁽¹⁾ (miles M€)



- > El **margen eléctrico liberalizado** aumenta ligeramente a lo largo del plan en un contexto de normalización de precios
- > **Mejora del margen del gas** gracias a una gestión competitiva de la cartera

(1) Cifras redondeadas

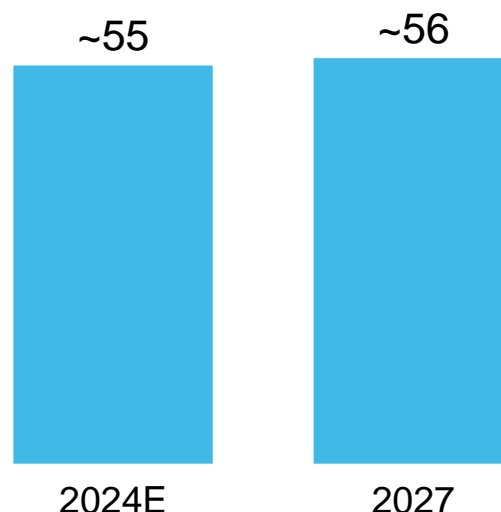
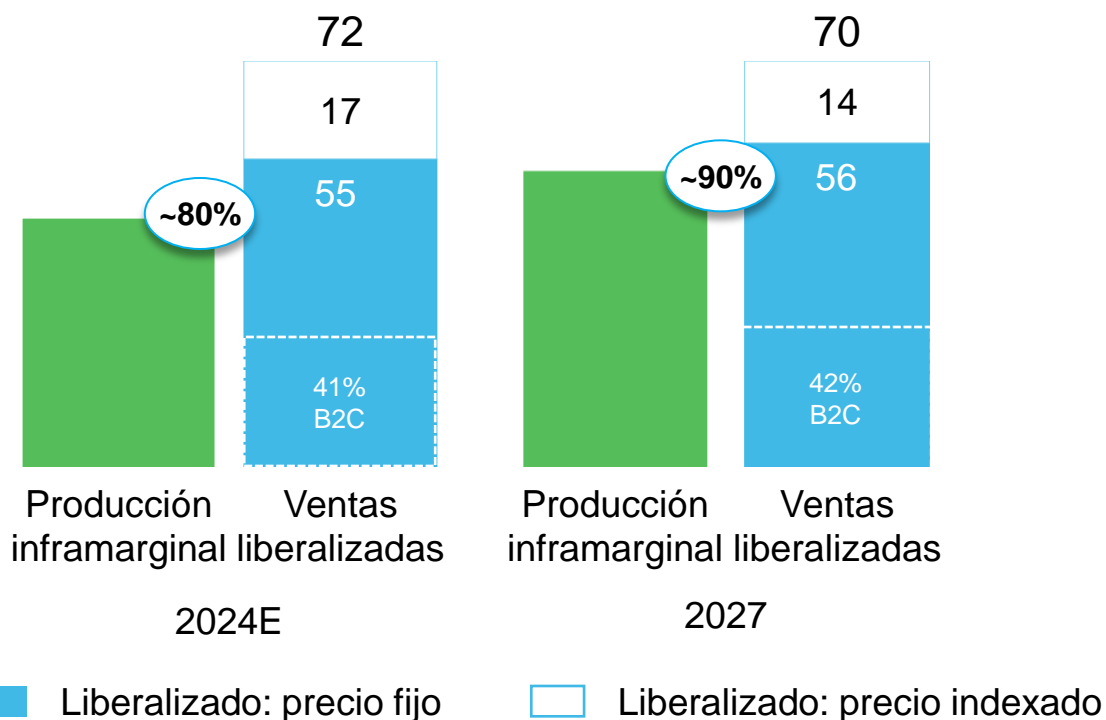
(2) Incluye extrapeninsular, servicios y productos de valor añadido y Otros

Resiliencia del margen eléctrico favorecida por la estrategia integrada y la mejora del mix de ventas



Cobertura de ventas eléctricas liberalizadas (TWh)

Margen unitario eléctrico liberalizado⁽¹⁾ (€/MWh)



- > **Incremento** de la producción renovable y **mejora** del mix de ventas a clientes para **mejorar** el margen
- > **Sólido** margen eléctrico liberalizado a lo largo del plan:
 - **Aumento** de la producción de tecnologías inframarginales
 - Margen Cx **resiliente** gracias a la reducción de los costes de aprovisionamiento y a la mejora del mix de ventas

~80% Ventas a precio fijo cubiertas con producción inframarginal (%)

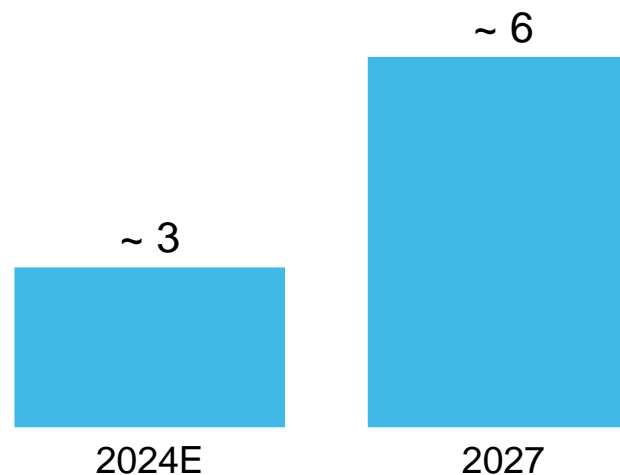
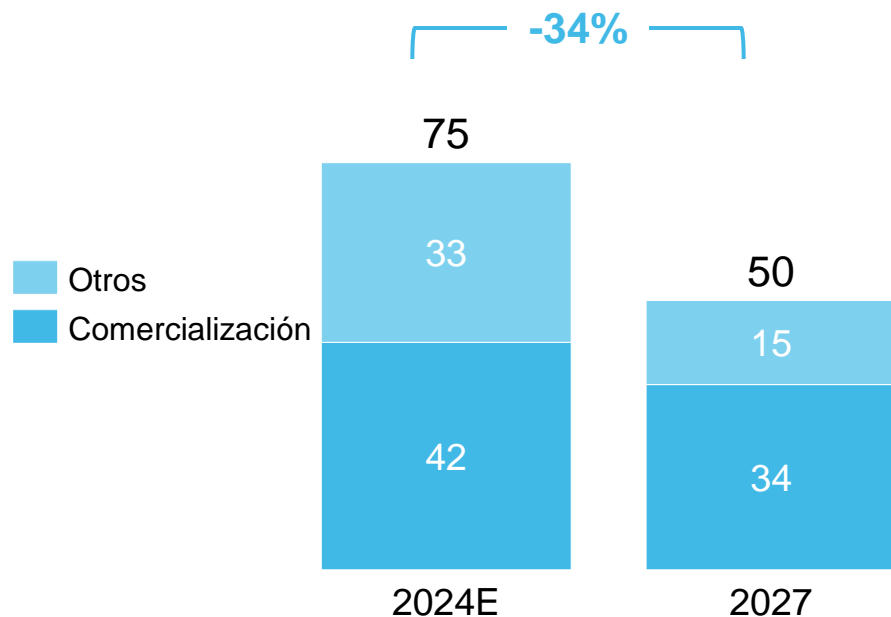
(1) Calculado a partir de las ventas eléctricas en el mercado liberalizado de España y Portugal

Repunte del margen del gas impulsado por una buena gestión de cartera



Ventas de gas⁽¹⁾ (TWh)

Margen unitario del gas⁽²⁾ (€/MWh)



Cientes liberalizados (M)

1,3

+8%

1,4

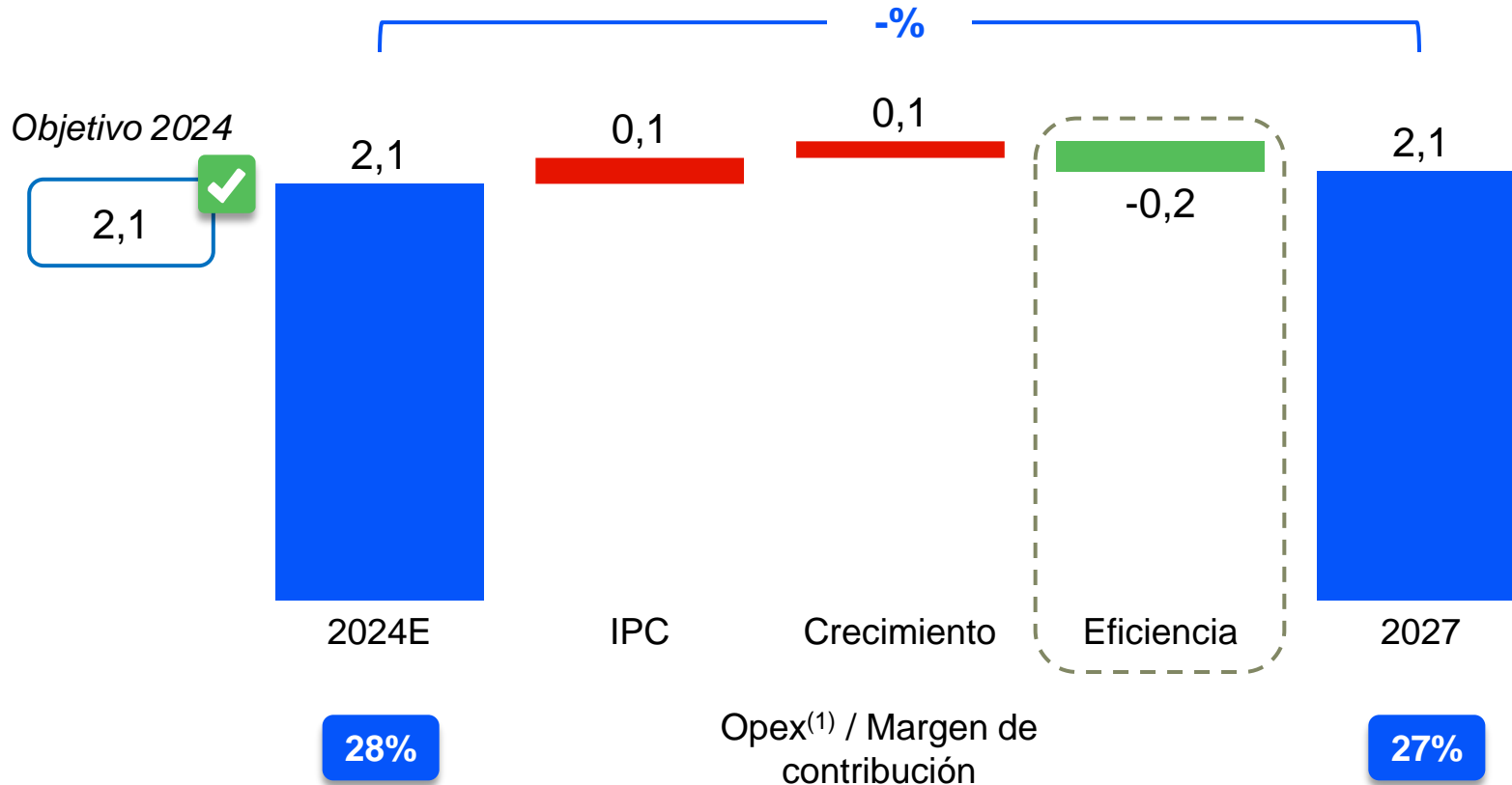
- > **Rescisión** de los **contratos** de gas de Qatar (2025) y Nigeria (2026), junto con un **reequilibrio del mix de ventas**
- > Una mayor cuota de clientes residenciales aporta **estabilidad al margen unitario**
- > Cartera de contratos de gas altamente **competitiva**

(1) Cifras redondeadas
(2) Margen unitario total

Estabilidad de los costes fijos absorbiendo los efectos de la inflación y el crecimiento



Evolución del Opex⁽¹⁾ (miles M€)



Continúa el plan de eficiencias basado en la **optimización**, la **digitalización** y la **contención de costes**

(1) Opex: Costes fijos totales en términos nominales (netos de capitalizaciones). Cifras redondeadas

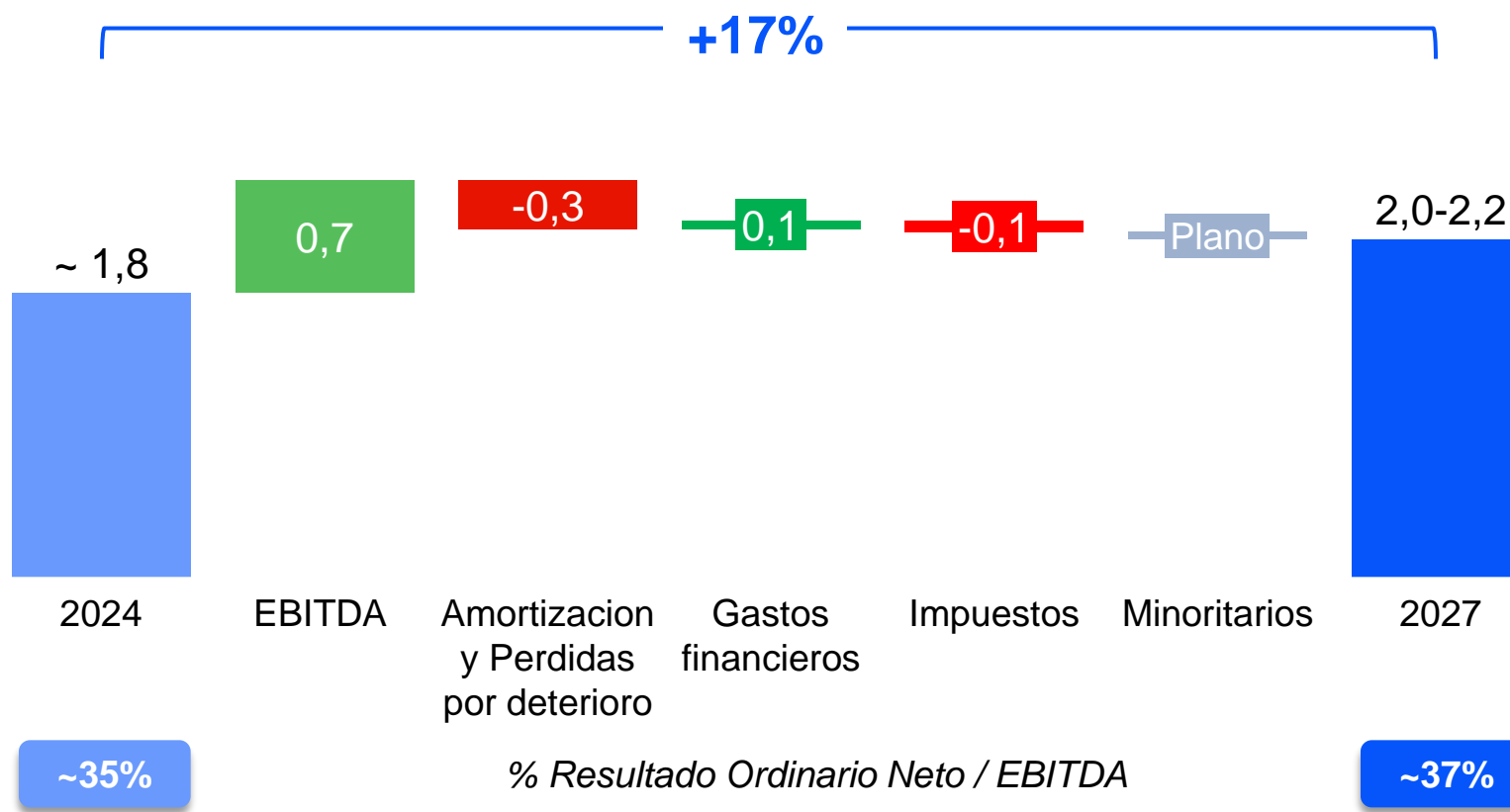
(2) Excluidos los no recurrentes

+17% Resultado Ordinario Neto

miles M€



Evolución del Resultado Ordinario Neto⁽¹⁾ (miles M€)



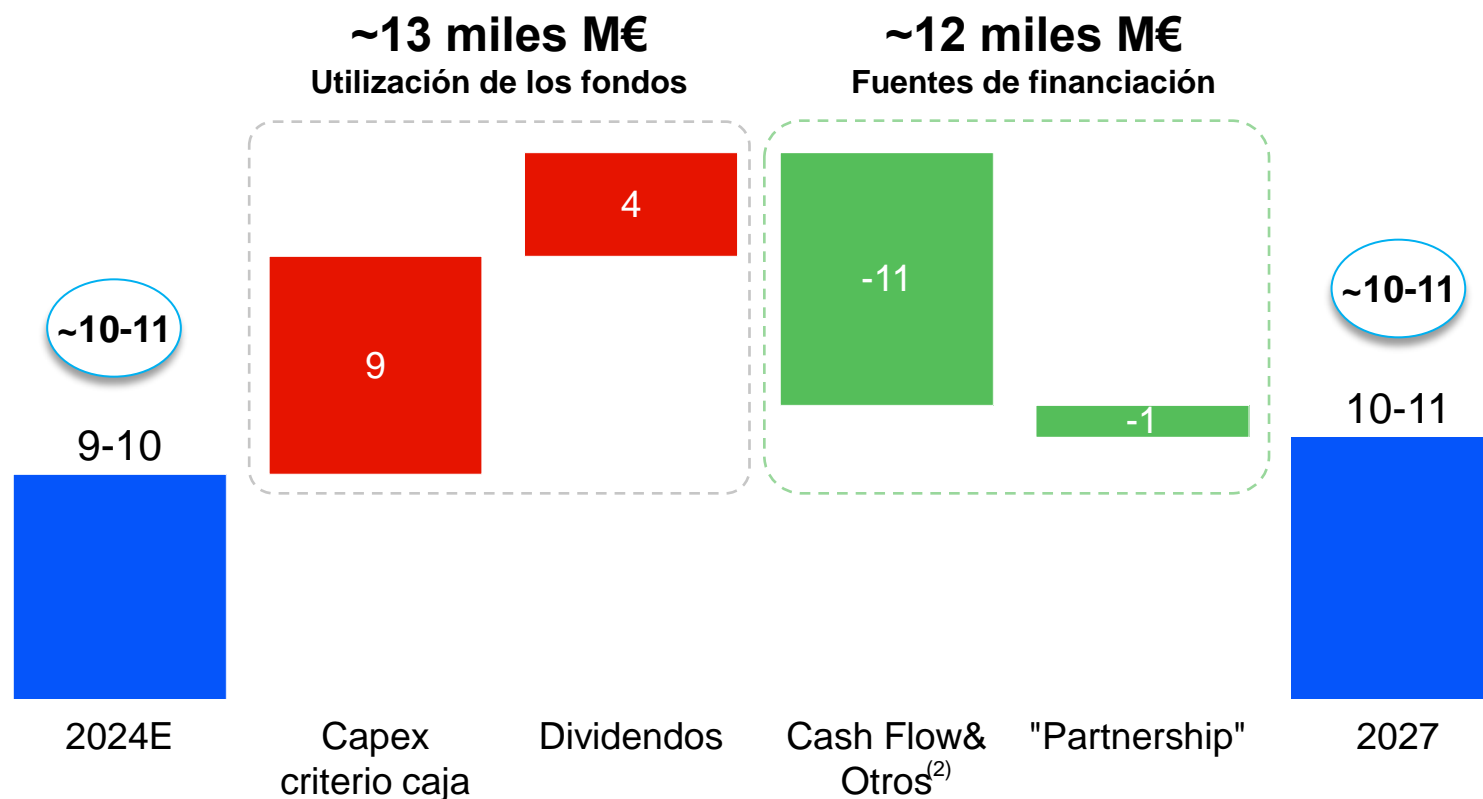
- > **Amortización y Pérdidas por deterioro**
Mayor amortización debido al esfuerzo inversor
- > **Resultados financieros**
Menor coste de la deuda parcialmente compensado por una deuda bruta ligeramente superior
- > **Normalización fiscal** sin efecto del gravamen temporal energético del 1,2%
- > **Minoritarios**
Sin incremento relevante incluso considerando el “modelo Partnership”

(1) Cifras redondeadas. Gráficos basados en 2024E y en el rango alto de 2027

La sólida generación de caja impulsa unos sanos parámetros crediticios



Evolución de la deuda neta⁽¹⁾ (miles M€)



KPIs

	2024E	2027
Cash Flow / Deuda neta	34%	37%
Cash Flow / EBITDA	61%	66%
Deuda neta / EBITDA	1,8x	1,8x
Coste de la deuda	3,6%	3,2%
Financiación sostenible (%)	88%	90%

(1) Cifras redondeadas
 (2) Incluye el efecto de la NIIF 16 y otros

Deuda bruta (miles M€)



Conclusiones

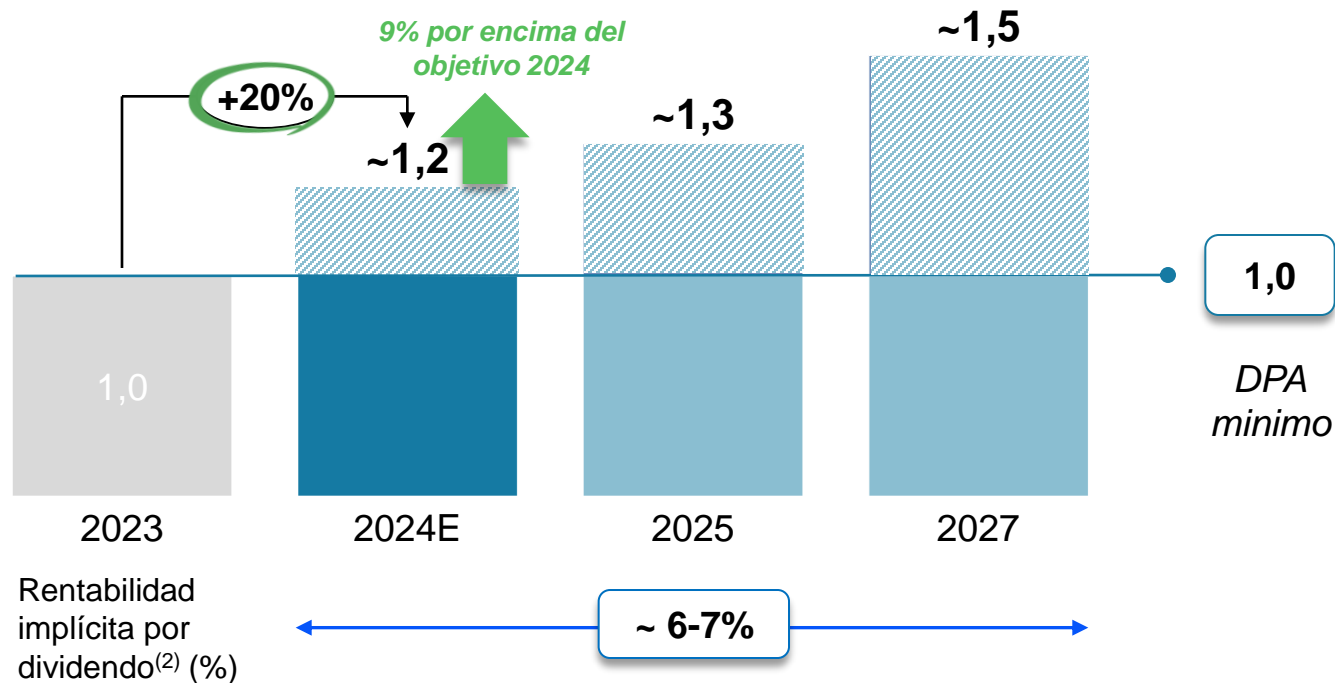
José Bogas
CEO

endesa

Una estrategia basada en la creación de valor sostenible para los accionistas



Política de dividendos (€/acc.)⁽¹⁾



Política de dividendos 2024-27

- ✓ **70% payout** y un dividendo mínimo garantizado de **1,0 €/acción**
- ✓ **Eliminación de la barrera de la neutralidad del flujo de caja**
- ✓ Remuneración al accionista en **efectivo** mediante **2 pagos anuales**
- ✓ **Dividendo 2024:**
 - **DPA** estimado de **~1,2 €/acc.** (+20% vs año anterior y +9% frente al objetivo)
 - **0,5 €/acción** dividendo a cuenta pagar el de 8 enero 2025

(1) La política de dividendos prevé un DPA mínimo fijo de 1,0 €/acc. durante el periodo 2025-27, con un potencial incremento de hasta el 70% sobre el Resultado Ordinario Neto.

(2) Cotización a 18 de noviembre de 2024: 19,785 €

Evolución de los indicadores financieros 2024E-27




	2024E	2025	2027	TACC 2024E - 2027 ⁽¹⁾
EBITDA (miles M€)	~5,2	5,4-5,6	5,6-5,9	~4%
Resultado Ordinario Neto (miles M€)	~1,8	1,9-2,0	2,0-2,2	~7%
DPA ⁽²⁾ (€/acc)	~1,2	~1,3	~1,5	
<i>DPA minimo</i> (€/acc)	1,0	1,0	1,0	
Inversiones brutas (miles M€)	2,2	4,1	2,6	2025-27 Inversiones 9,6


(1) Calculado sobre 2024E y el rango alto de 2027

(2) Asumiendo un 70% de payout

Conclusiones



Momento clave para alcanzar los objetivos de transición energética a 2030: la regulación debe ser **favorable**



El nuevo Plan Estratégico sienta las bases para **aprovechar las oportunidades** en este contexto

Proporcionando una amplia capacidad financiera para **acelerar la inversión**

Creación de valor para nuestros grupos de interés

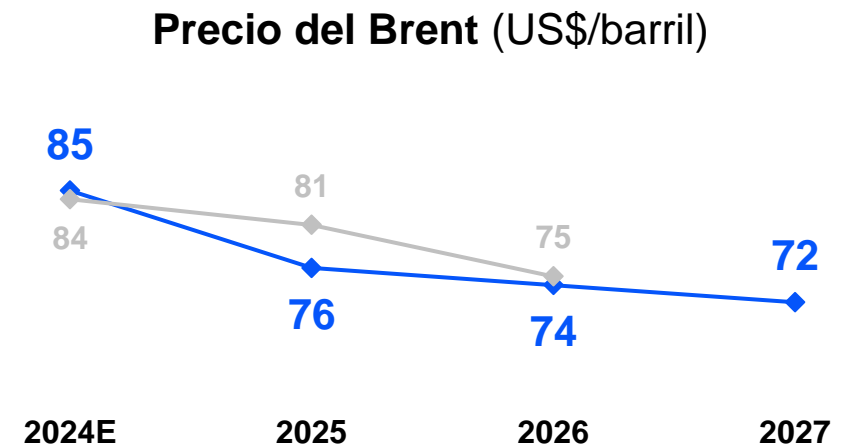
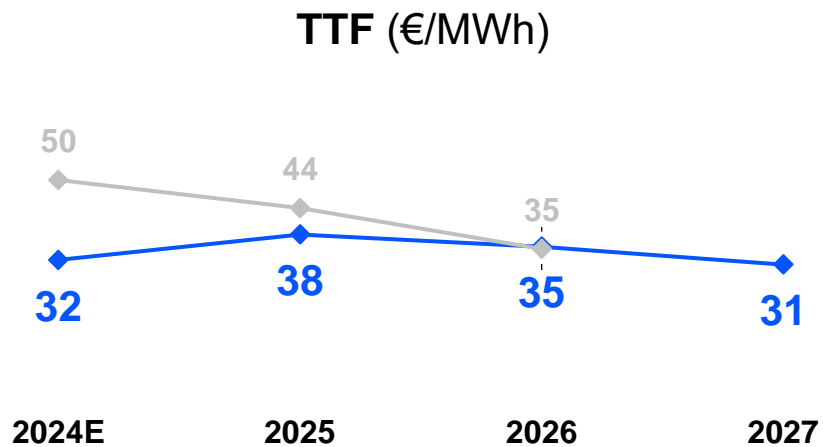
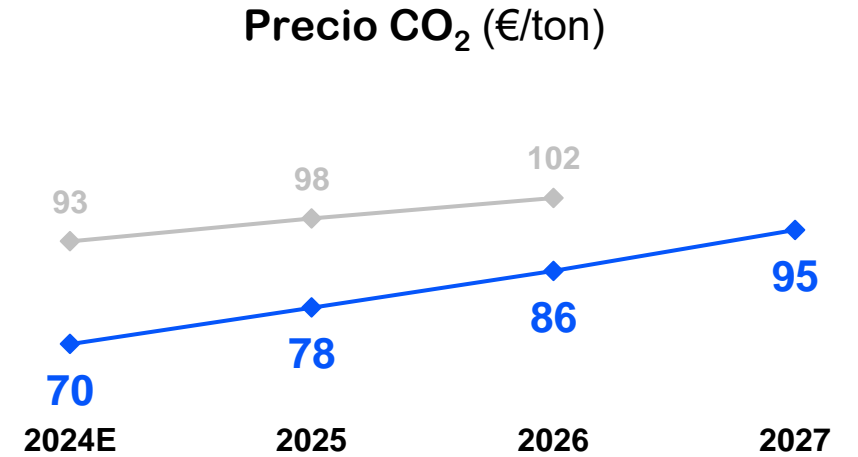
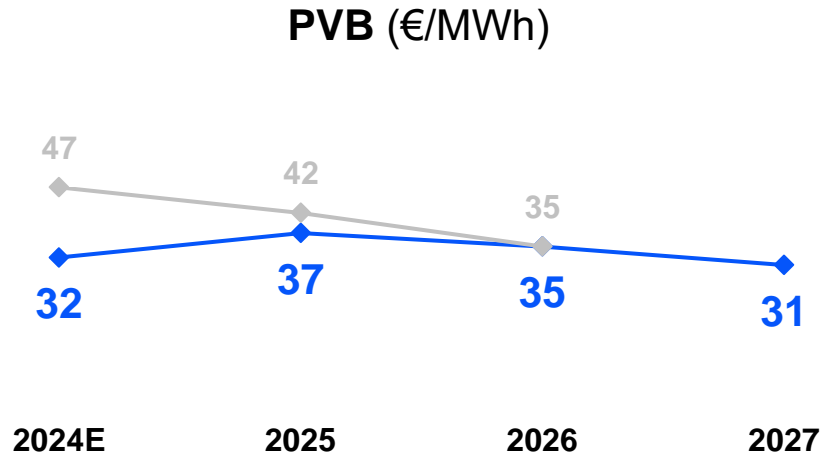


Anexo

Contexto macro



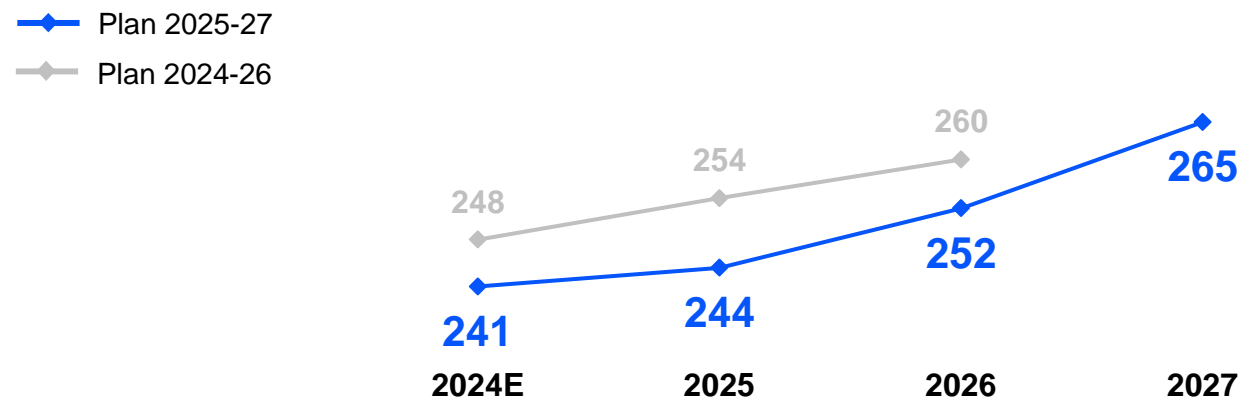
Plan 2025-27
Plan 2024-26



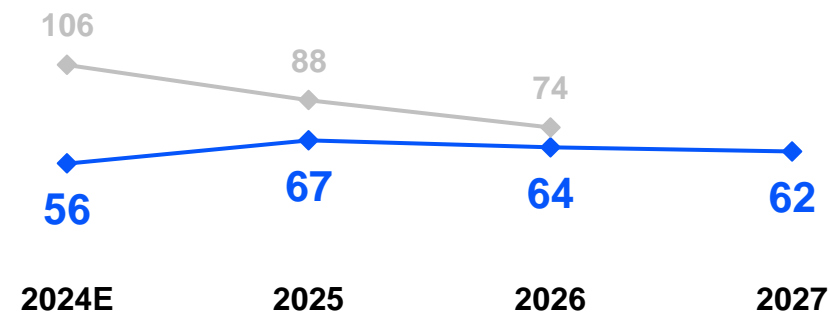
Contexto macro



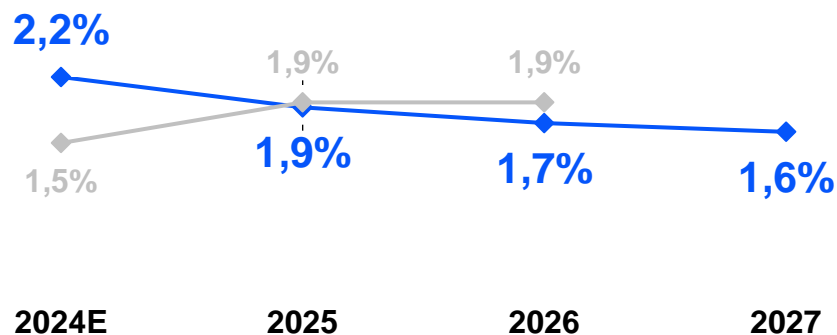
Demanda peninsular⁽¹⁾ (TWh)



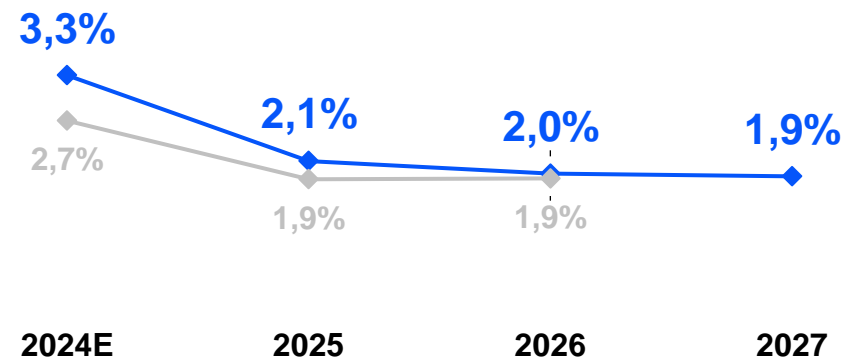
Precio medio del mercado diario⁽²⁾ (€/MWh)



Crecimiento del PIB España (%)



IPC⁽³⁾ (%)



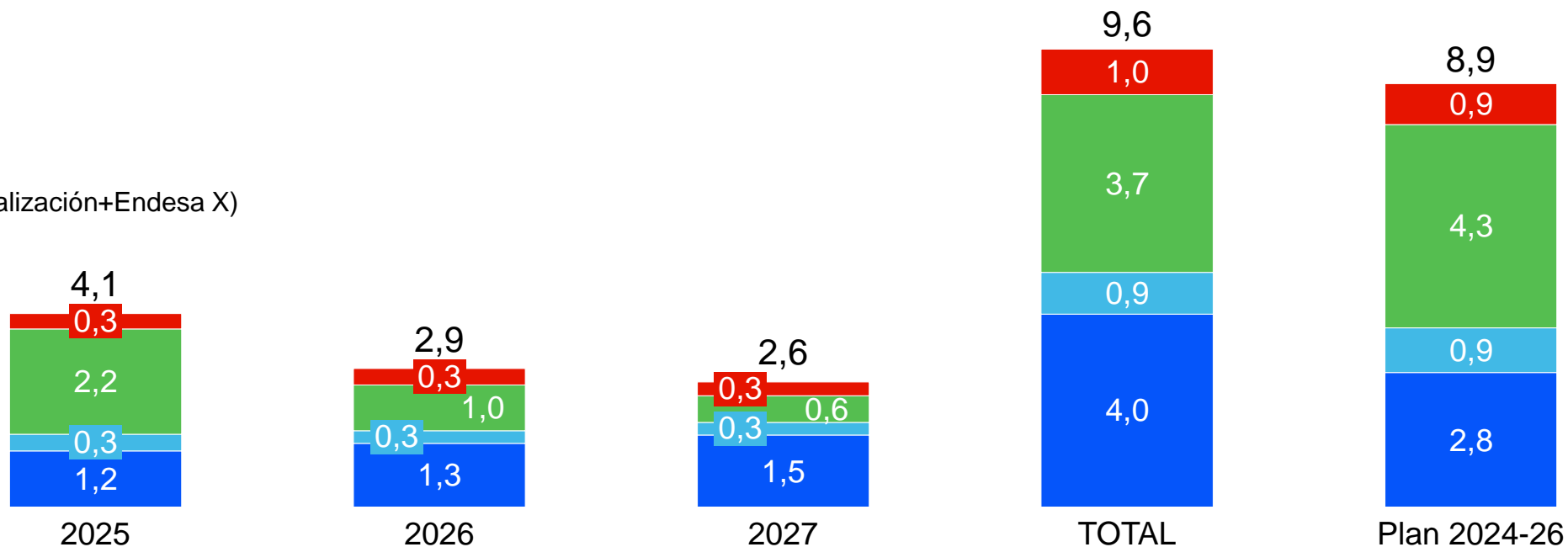
(1) En barras de central. Incluye autoconsumo y H2
(2) Precios aritméticos de la electricidad
(3) IPC medio

2025-27 Inversiones brutas por negocio

miles M€



- Generación convencional ⁽¹⁾
- Renovables⁽²⁾
- Clientes (Comercialización+Endesa X)
- Redes ⁽³⁾



Nota: Cifras redondeadas

(1) Incluye inversiones en CCGT, generación nuclear, negocios extrapeninsulares, Estructura Corporativa, Servicios y Ajustes y Otros

(2) Las inversiones en renovables incluyen mantenimiento y crecimiento inorgánico

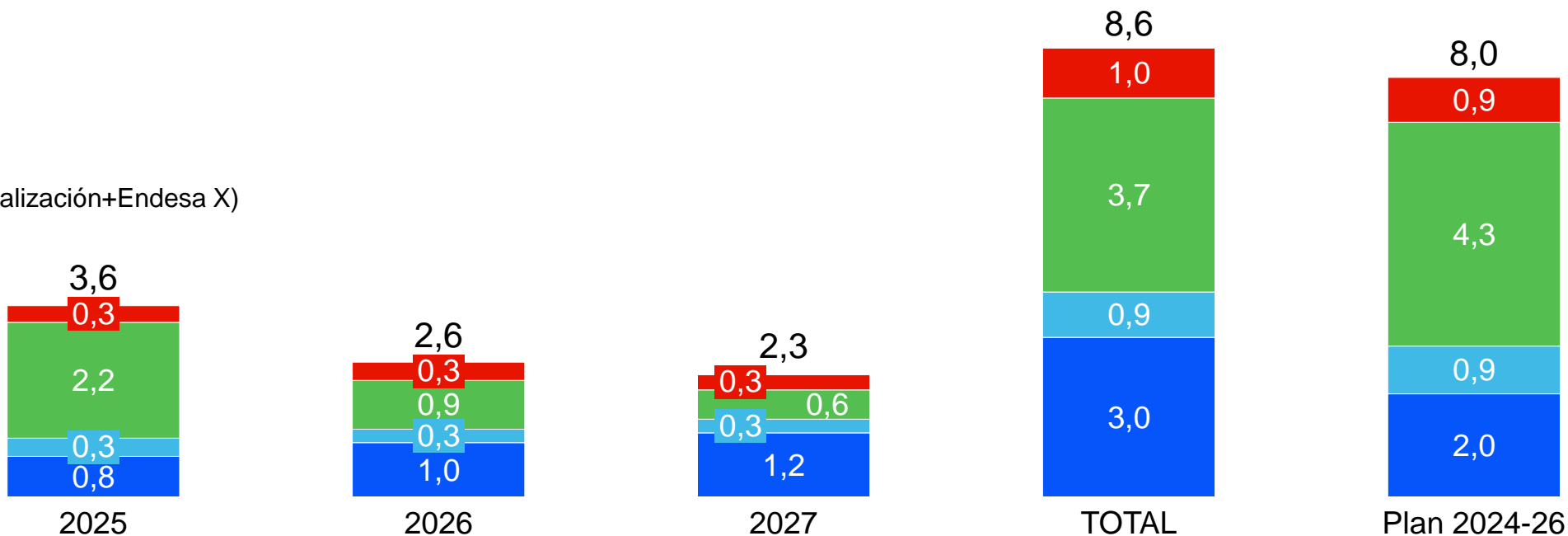
(3) Incluye las contribuciones de los clientes

2025-27 Inversiones netas por negocio

miles M€



- Generación convencional ⁽¹⁾
- Renovables⁽²⁾
- Clientes (Comercialización+Endesa X)
- Redes ⁽³⁾



Nota: Cifras redondeadas

(1) Incluye inversiones en CCGT, generación nuclear, negocios extrapeninsulares, Estructura Corporativa, Servicios y Ajustes y Otros

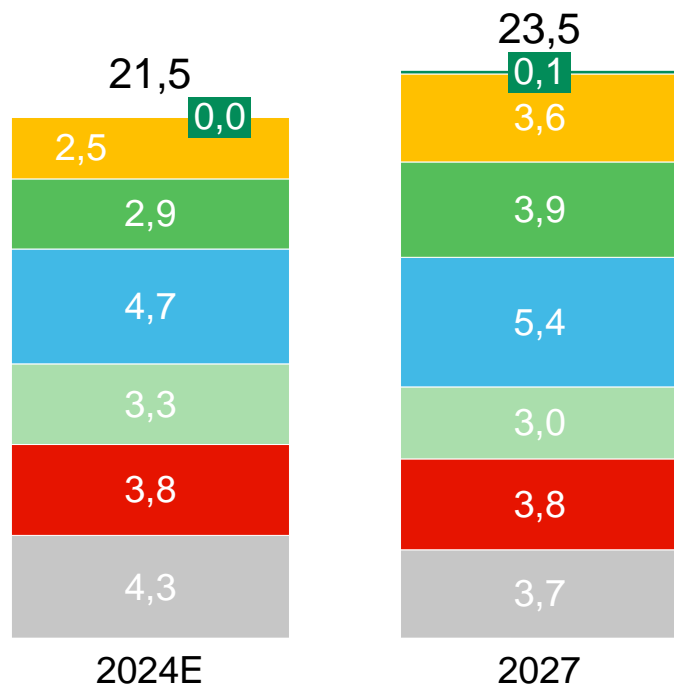
(2) Las inversiones en renovables incluyen mantenimiento y crecimiento inorgánico

(3) Sin incluir las contribuciones de los clientes

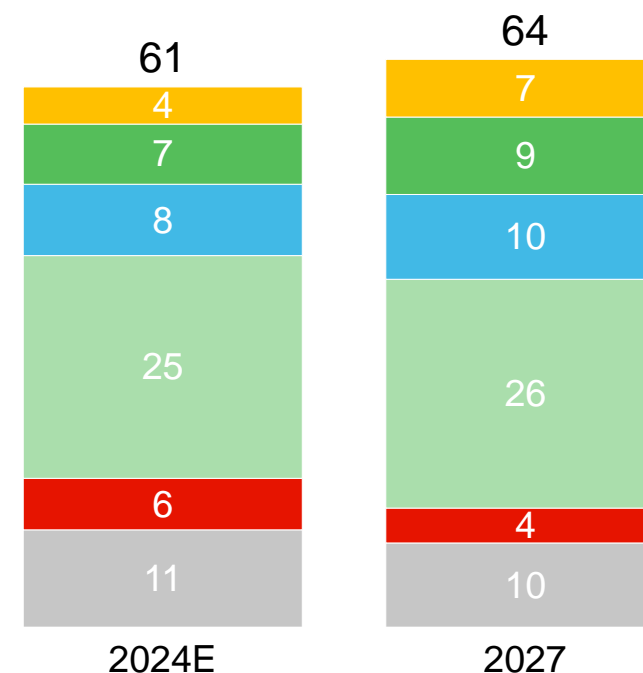
Capacidad neta y evolución de la producción



Capacidad total⁽¹⁾ (GW)



Producción total⁽¹⁾ (TWh)



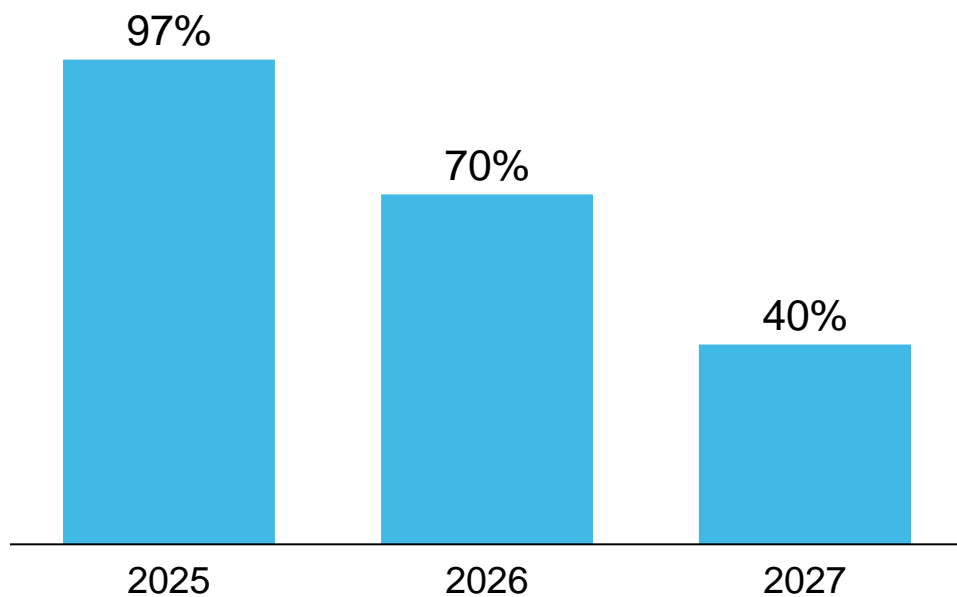
- Baterías + H2
- Solar
- Eólico
- Hidráulica
- Nuclear
- Gx Conv.
- Extraperinsular

(1) Cifras redondeadas

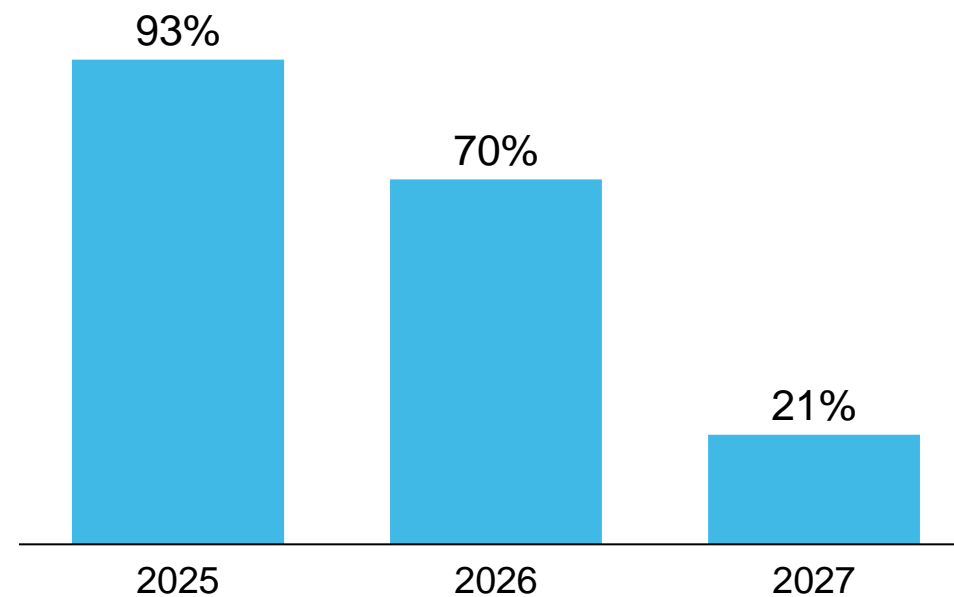
Coberturas



Electricidad (%)



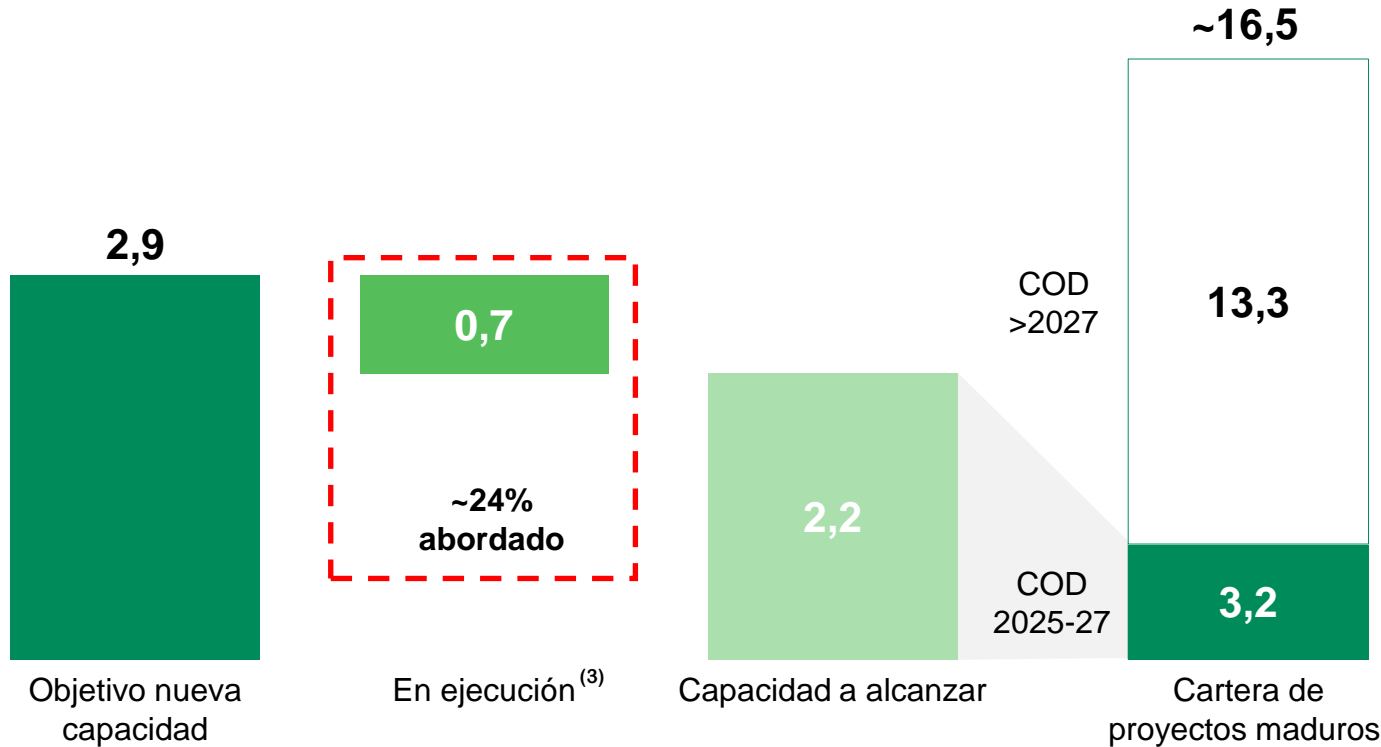
Gas (%)



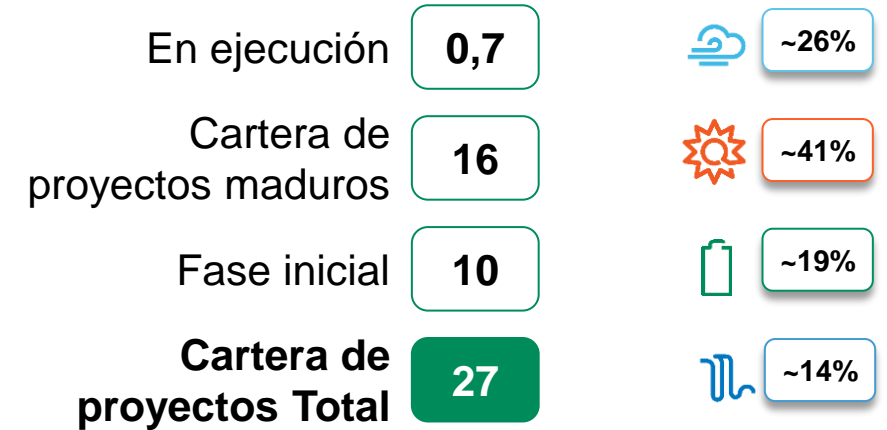
La cartera de proyectos soporta el crecimiento de renovables



Crecimiento renovable en 2025-27: cuota a alcanzar vs cartera de proyectos⁽¹⁾ (GW)



Cartera de proyectos total ⁽²⁾ (TWh)



~6,5 GW con puntos de conexión adjudicados por el O.S⁽⁴⁾

(1) A 31 de octubre de 2024. Cifras redondeadas. Proyectos de baterías no incluidos (~4GW)

(2) Proyectos de baterías incluidos en cada fase

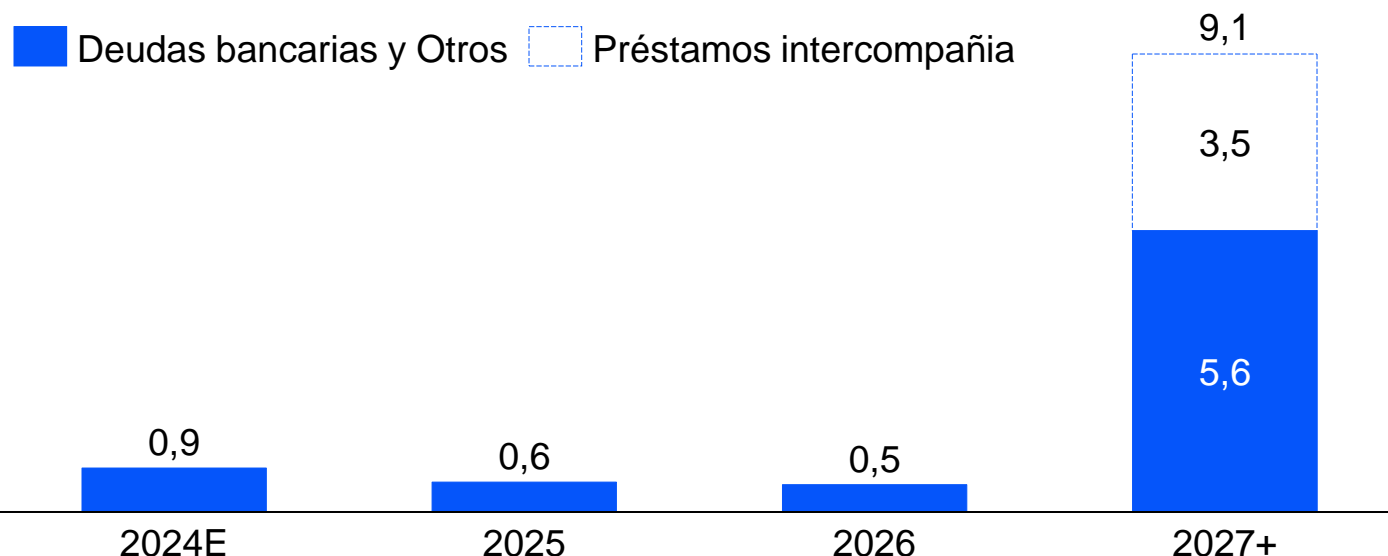
(3) Sólo se consideran los proyectos con fecha de entrada en servicio 2025-27

(4) Operador del Sistema. Gestor de la red de transporte

La sólida posición de liquidez permite un cómodo calendario de vencimientos



Vencimiento bruto de la deuda financiera⁽¹⁾ (miles M€)



Vida media de la deuda (años) **4,2**

Liquidez (miles M€) **6,1**

KPIs

	2024E	2027
Coste de la deuda	3,6%	3,2%
Deuda bruta a tipo fijo	63%	42%
Deuda sostenible (%)	88%	90%

(1) Cifras redondeadas. A Octubre de 2024

Glosario de términos (I/II)



Concepto	Cálculo
Coste medio de la deuda financiera bruta (%)	$(\text{Coste deuda financiera bruta}) / \text{Deuda financiera media bruta}$
Vida media de la deuda financiera bruta (nº de años)	$(\text{Principal} \times \text{número de días de vigencia}) / (\text{Principal Vigente al Cierre del Periodo} \times \text{Número Días del Periodo})$
Flujo neto de efectivo de las actividades de explotación (M€)	Resultado Bruto Antes de Impuestos + Ajustes del Resultado + Cambios en el Capital Corriente + Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación
Cobertura vencimientos de deuda (meses)	Periodo de vencimientos (nº meses) de la deuda vegetativa y el gasto financiero asociado que se podría cubrir con la liquidez disponible
Resultado bruto de explotación (EBITDA) (M€)	Ingresos – Aprovisionamientos y servicios +- Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo - Gastos de Personal - Otros Gastos Fijos de Explotación + Otros Resultados
Resultado de explotación (EBIT) (M€)	Resultado bruto de explotación (EBITDA) - Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro
Costes fijos / Opex (M€)	Gastos de personal + Otros gastos fijos de explotación - Trabajos realizados por el Grupo para su activo
Margen de contribución (M€)	Ingresos – Aprovisionamientos y servicios +- Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas
Apalancamiento (veces)	Deuda financiera neta / Resultado bruto de explotación (EBITDA)
Inversiones netas (M€)	Inversiones Brutas - Instalaciones Cedidas y Subvenciones de Capital
Fondos Procedentes de Operaciones (Cash Flow) (M€)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación - Cambios en el Capital Corriente - Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo

Glosario de términos (II/II)



Concepto	Cálculo
Deuda financiera neta (M€)	Deuda Financiera no Corriente + Deuda Financiera Corriente + Derivados de Deuda Registrados en Pasivo - Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes - Derivados de Deuda registrados en Activo - Garantías Financieras Registradas en Activo
Resultado financiero neto (M€)	Ingreso financiero - Gasto financiero +/- Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados - Diferencias de cambio netas
Ingresos (M€)	Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios + Otros ingresos de explotación
Margen eléctrico integrado (M€)	Margen de Contribución Gx conv. + Margen Renovables + Margen Comercialización - Margen SENP - Margen gas gestional - Otros

Aviso Legal



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

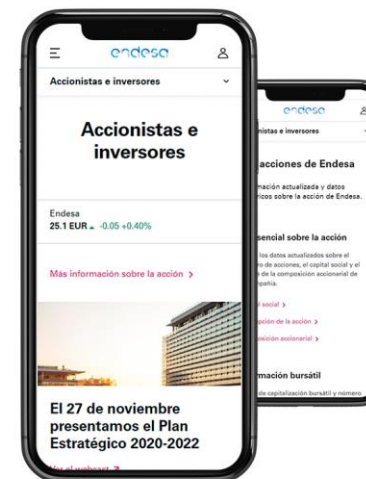


Nuevo diseño, más claro e intuitivo.



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