

The background of the cover is a black and white photograph of a large, modern architectural structure, possibly a bridge or a large staircase, with a series of parallel concrete beams extending from the foreground into the distance. The sky is overcast. A large orange rectangular area is overlaid on the right side of the image, containing the title and subtitle in white text.

enesa

**ENDESA, S.A.
Y SOCIEDADES
DEPENDIENTES**

**INFORME
DE GESTIÓN
CONSOLIDADO**

**CORRESPONDIENTE
AL PERIODO DE NUEVE
MESES TERMINADO
A 30 DE SEPTIEMBRE
DE 2026**



endesa

■ Vision

Drive
electrification,
fulfilling people's
needs
and shaping
a better
world.

■ Positioning

Your energy choices,
our responsibility.
Every day,
powered by
clean energy.

■ Values

Trust
Innovation
Proactivity
Respect
Flexibility



Índice

GUÍA DE NAVEGACIÓN DEL DOCUMENTO

Para facilitar la consulta, el documento, además de los enlaces de hipertexto, está dotado de interacciones que permiten la navegación.



Volver al menú general



Buscar



Imprimir



Retroceder/Avanzar

Informe de Gestión Consolidado 7

1.	Magnitudes Relevantes	8
2.	Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados.....	10
3.	Descripción de la entidad	11
3.1.	Estructura organizativa	11
3.2.	Modelo de Negocio	13
4.	Escenario de referencia	14
4.1.	Entorno macroeconómico	14
4.2.	Mercado de electricidad y gas	15
5.	Hechos relevantes del periodo	18
5.1.	Variaciones en el perímetro de consolidación	18
5.2.	Situación geopolítica	19
5.3.	Interrupción del suministro de energía en la Península Ibérica ..	20
6.	Evolución operativa y resultado de Endesa en el tercer trimestre de 2026	22
6.1.	Evolución operativa.....	22
6.2.	Análisis de resultados	28
7.	Análisis patrimonial y financiero.....	40
7.1.	Capital invertido neto.....	40
7.2.	Gestión financiera	42
7.3.	Gestión de capital.....	45
7.4.	Gestión de la calificación crediticia.....	48
7.5.	Flujos de efectivo.....	48
7.6.	Inversiones.....	52
8.	Información por Segmentos.....	53
8.1.	Criterios de segmentación.....	53
8.2.	Información por Segmentos.....	54
8.3.	Generación y Comercialización.....	63
8.4.	Distribución	64
8.5.	Estructura y Otros	65
9.	Marco regulatorio	66
10.	Otra Información.....	82
10.1.	Información bursátil.....	82
10.2.	Dividendos	84
10.3.	Principales riesgos e incertidumbres.....	85
10.4.	Partes vinculadas.....	89
10.5.	Compromisos de adquisición y garantías comprometidas con terceros.....	92
10.6.	Activos y pasivos contingentes	92
11.	Hechos posteriores	96
12.	Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs).....	97
13.	Evolución previsible de la gestión	103

Anexos 107

Anexo I: Estados Financieros Consolidados correspondientes al periodo de 9 meses terminado a 30 de septiembre de 2026	108
Aviso legal.....	114



Actividad	Descripción de Actividad
	Generación Convencional
	Generación Renovable
	Comercialización de Energía
	Comercialización de otros Productos y Servicios
	Distribución
	Estructura y Servicios

Informe de Gestión Consolidado





1. Magnitudes Relevantes

€ INGRESOS

Ingresos

+9,0 %

17.389 millones de euros

15.948 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025

Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) ⁽¹⁾

+8,4 %

4.577 millones de euros

4.224 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025

RENDIMIENTO

Resultado Neto

+14,7 %

1.962 millones de euros

1.711 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025

Resultado Ordinario Neto ⁽¹⁾

+22,5 %

2.125 millones de euros

1.735 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025

Deuda Financiera Neta ⁽¹⁾

+10,7 %

11.187 millones de euros

10.110 millones de euros a 31 de diciembre de 2025

INVERSIONES

Inversiones Brutas en Inmovilizado Material y Activo Intangible

+19,4 %

1.622 ⁽²⁾ millones de euros

1.358 ⁽³⁾ millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025

Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación

+0,9 %

3.467 millones de euros

3.437 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025

PERSONAS

Plantilla Final

-0,7 %

8.886 empleados

8.946 empleados a 31 de diciembre de 2025

GENERACIÓN RENOVABLE Y CONVENCIONAL

Capacidad Instalada Neta

+0,6 %

22.741 MW

22.616 MW a 31 de diciembre de 2025

Capacidad Instalada Neta Peninsular de Fuentes Renovables

+1,1 %

11.319 MW

11.191 MW a 31 de diciembre de 2025

Generación de Electricidad ⁽⁴⁾

+6,3 %

49.296 GWh

46.377 GWh en el periodo enero-septiembre de 2025

Generación de Electricidad Renovable ⁽⁴⁾

+7,5 %

14.944 GWh

13.896 GWh en el periodo enero-septiembre de 2025

 DISTRIBUCIÓN
Redes de Distribución y Transporte**+0,3 %****322.882** km**321.843** km a 31 de diciembre de 2025**Energía Distribuida⁽⁵⁾****+4,9 %****114.285** GWh**108.985** GWh en el periodo
enero-septiembre de 2025**Usuarios Finales⁽⁶⁾****+0,5 %****12.783** miles**12.719** miles a 31 de diciembre de 2025**Relación de Clientes Digitalizados⁽⁷⁾****99 %****99 %** a 31 de diciembre de 2025
 **COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD, GAS
Y OTROS PRODUCTOS Y SERVICIOS**
Ventas de Electricidad Netas⁽⁸⁾**-2,0 %****55.465** GWh**56.610** GWh en el periodo
enero-septiembre de 2025**Número de Clientes
Electricidad^{(9) (10)}****-1,4 %****9.452** miles**9.590** miles a 31 de diciembre
de 2025**Número de Clientes
Electricidad (Liberalizado)⁽¹¹⁾****-0,7 %****6.158** miles**6.201** miles a 31 de diciembre
de 2025**Ventas de Gas⁽¹²⁾****-8,2 %****38.553** GWh**41.978** GWh en el periodo
enero-septiembre de 2025**Número de Clientes Gas⁽¹³⁾****-0,2 %****1.695** miles**1.699** miles a 31 de diciembre
de 2025
 **Puntos de Recarga
Eléctrica Públicos y Privados**
+9,8 %**30.414** unidades**27.699** unidades a 31 de
diciembre de 2025⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.⁽²⁾ No incluye la adquisición de Energía Colectiva, S.L.U. que se incorpora como parte de la Combinación de Negocios (véase Apartado 5.1 de este Informe de Gestión Consolidado).⁽³⁾ No incluye la adquisición de E-Generación Hidráulica, S.L.U. y Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») que se incorporan como parte de la Combinación de Negocios.⁽⁴⁾ En barras de central.⁽⁵⁾ Energía suministrada a clientes, con o sin contrato, consumos auxiliares de los generadores y salidas hacia otras redes (transporte o distribuidores).⁽⁶⁾ Clientes de las sociedades distribuidoras.⁽⁷⁾ Número de Clientes Digitalizados / Usuarios finales (%).⁽⁸⁾ Ventas al cliente final.⁽⁹⁾ Puntos de suministro.⁽¹⁰⁾ Clientes de sociedades comercializadoras.⁽¹¹⁾ Clientes de sociedades comercializadoras a mercado libre.⁽¹²⁾ Sin consumos propios de generación.⁽¹³⁾ Puntos de suministro.



2. Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

Los Estados Financieros Consolidados de Endesa correspondientes al periodo de 9 meses terminado a 30 de septiembre de 2026 han sido elaborados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y las interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de la Información Financiera (CINIIF), según han sido adoptadas por la Unión Europea (UE) a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento (CE) n.º 1606/2002, de 19 de julio, del Parlamento Europeo y del Consejo, así como el resto del marco normativo de información financiera aplicable a Endesa.

Estos Estados Financieros Consolidados de Endesa correspondientes al periodo de 9 meses terminado a 30 de septiembre de 2026 se han preparado aplicando las mismas Políticas Contables, Bases de Presentación y Normas de Valoración que las descritas en las Notas 2 y 3 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciem-

bre de 2025, excepto por la aplicación inicial de aquellas nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) e interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) cuya entrada en vigor y primera aplicación por Endesa se ha producido en los Estados Financieros Consolidados de Endesa correspondientes al periodo de 9 meses terminado a 30 de septiembre de 2026.

Los Estados Financieros Consolidados de Endesa correspondientes al periodo de 9 meses terminado a 30 de septiembre de 2026 se han formulado siguiendo el principio de empresa en funcionamiento y, con carácter general, aplicando el método de coste, salvo para aquellas partidas que, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), se valoran a valor razonable. Asimismo, las partidas incluidas en el Estado del Resultado Consolidado se presentan clasificadas por naturaleza de los costes.

Modificaciones a normas aprobadas por la Unión Europea (UE) de aplicación obligatoria a 1 de enero de 2026

A la fecha de aprobación del presente Informe de Gestión Consolidado las modificaciones normativas adoptadas por la Unión Europea (UE) cuya aplicación resulta obliga-

toria para los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2026 son las siguientes:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7: « <i>Modificaciones a la Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros</i> »	1 de enero de 2026
Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7: « <i>Contratos relativos a Electricidad Dependiente de la Naturaleza</i> »	1 de enero de 2026
Modificaciones Anuales Volumen 11 ⁽¹⁾	1 de enero de 2026

⁽¹⁾ Modificaciones a la NIIF 1 «*Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera*», NIIF 7 «*Instrumentos Financieros: Información a Revelar*», NIIF 9 «*Instrumentos Financieros*», NIIF 10 «*Estados Financieros Consolidados*» y NIC 7 «*Estado de Flujos de Efectivo*».

La aplicación de las modificaciones anteriores no ha tenido un impacto significativo en los Estados Financieros Consolidados correspondientes al periodo de 9 meses terminado a 30 de septiembre de 2026.

Normas aprobadas por la Unión Europea (UE) cuya primera aplicación se producirá en 2027

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones

Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de

NIIF 18 «Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros»

1 de enero de 2027

La NIIF 18 «Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros», adoptada por la Unión Europea mediante el Reglamento (UE) 2026/338, sustituye a la NIC 1 «Presentación de Estados Financieros» e introduce nuevos requerimientos de presentación y desglose de información financiera con el objetivo de mejorar la comparabilidad, la transparencia y la utilidad de los estados financieros elaborados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Durante el periodo enero-septiembre de 2026, Endesa ha continuado avanzando en el análisis y proceso de implantación de la NIIF 18 «Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros» y a la fecha de aprobación de este Informe de Gestión Consolidado, continúa evaluando los efectos que la primera aplicación de esta Norma tendrá sobre los Estados Financieros Consolidados.

En consecuencia, el análisis del impacto derivado de la primera aplicación de la NIIF 18 «Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros» se en-

cuentra sustancialmente avanzado y se prevé su finalización durante el último trimestre del ejercicio 2026. Sobre la base de los trabajos realizados hasta la fecha, Endesa prevé que la implantación de la nueva Norma implicará modificaciones en la estructura y presentación del Estado del Resultado Consolidado, derivadas principalmente de la incorporación de las nuevas categorías de explotación, inversión y financiación, así como de los subtotales obligatorios establecidos por la Norma. Asimismo, se prevén cambios en la presentación del Estado de Flujos de Efectivo Consolidado derivados de las modificaciones introducidas en la NIC 7 «Estado de Flujos de Efectivo».

Adicionalmente, la Compañía ha seguido avanzando en la adaptación de sus procesos internos y sistemas de información con el objetivo de garantizar la adecuada implementación de los nuevos requerimientos de presentación y revelación, asegurando una transición ordenada y plenamente alineada con los requerimientos regulatorios aplicables y las mejores prácticas de mercado.

3. Descripción de la entidad

3.1. Estructura organizativa

Endesa, S.A. y sus Sociedades Dependientes desarrollan sus actividades en los negocios de electricidad y gas, fundamentalmente en los mercados de España y Portugal. Asimismo, en menor medida, Endesa desarrolla actividades de comercialización de electricidad y gas en otros mercados europeos, así como de otros productos y servicios relacionados con su negocio principal.

Endesa, S.A. y sus Sociedades Dependientes están integradas en el Grupo Enel, cuya cabecera en España es Enel Iberia, S.L.U.

A 30 de septiembre de 2026, el Grupo Enel controla, a través de Enel Iberia, S.L.U., a efectos exclusivamente contables, teniendo en cuenta las acciones en patrimonio propias en poder de Endesa, S.A., el 73,1 % del capital social de Endesa, S.A. A efectos mercantiles, el porcentaje del capital social de Endesa, S.A. que el Grupo Enel posee a través de Enel Iberia, S.L.U., a 30 de septiembre de 2026, es del 71,2 %.

A la fecha de aprobación de este Informe de Gestión Consolidado, la estructura organizativa de Endesa es la que se describe a continuación:



Alta Dirección

A la fecha de aprobación de este Informe de Gestión Consolidado la Alta Dirección, que tiene entre sus funciones la implementación de las estrategias adoptadas por la Sociedad, presenta la siguiente composición:

CONSEJERO DELEGADO

D. Gianni Vittorio Armani ⁽¹⁾

UNIDADES DE STAFF Y SERVICIO

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN

D. Carlos Pizá de Silva ⁽⁹⁾

DIRECTOR GENERAL DE PERSONAS Y ORGANIZACIÓN

D. Ernesto Martinelli ⁽⁷⁾

DIRECTOR GENERAL DE RELACIONES INSTITUCIONALES, REGULACIÓN Y SOSTENIBILIDAD

D. José Casas Marín

DIRECTORA GENERAL DE REAL ESTATE Y SERVICIOS GENERALES

D.ª Patricia Fernández Salís ⁽²⁾

DIRECTOR GENERAL DE AUDITORÍA

D. Eugenio Belinchón Güeto ⁽³⁾

DIRECTOR GENERAL DE ICT DIGITAL SOLUTIONS

D. Juan Antonio Garrido Rodríguez

DIRECTOR GENERAL DE COMPRAS

D. Paolo Bondi ⁽⁸⁾

DIRECTOR GENERAL DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL

D. Daniele Caprini ⁽⁶⁾

DIRECTOR GENERAL DE SEGURIDAD

D. Miguel Ángel García López ⁽⁴⁾

SECRETARIO GENERAL Y DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN, Y DIRECTOR GENERAL DE ASESORÍA JURÍDICA Y ASUNTOS CORPORATIVOS

D. Francisco de Borja Acha Besga

LÍNEAS DE NEGOCIO

DIRECTOR GENERAL DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA

D. Juan María Moreno Mellado



DIRECTOR GENERAL DE GENERACIÓN

D. Renato Mastroianni ⁽⁵⁾



DIRECTOR GENERAL DE INFRAESTRUCTURAS Y REDES

D. José Manuel Revuelta Mediavilla



DIRECTOR GENERAL DE COMERCIALIZACIÓN

D. Davide Ciciliato



DIRECTOR GENERAL DE NUCLEAR

D. Gonzalo Carbó de Haya



⁽¹⁾ El Consejero Delegado fue nombrado el 28 de abril de 2026 en sustitución de D. José Damián Bogas Gálvez.

⁽²⁾ D.ª Patricia Fernández Salís fue nombrada Directora General de Real Estate y Servicios Generales con efecto el 1 de enero de 2026, en sustitución de D. Pablo Azcoitia Lorente.

⁽³⁾ D. Eugenio Belinchón Güeto fue nombrado Director General de Auditoría con efecto el 1 de enero de 2026, en sustitución de D.ª Patricia Fernández Salís.

⁽⁴⁾ D. Miguel Ángel García López fue nombrado Director General de Seguridad con efecto el 1 de febrero de 2026, en sustitución de D. Florencio Retortillo Rodríguez.

⁽⁵⁾ El Director General de Generación fue nombrado el 1 de abril de 2026 en sustitución de D. Rafael González Sánchez.

⁽⁶⁾ El Director General de Administración, Finanzas y Control fue nombrado el 11 de mayo de 2026 en sustitución de D. Marco Palermo.

⁽⁷⁾ El Director General de Personas y Organización fue nombrado el 1 de julio de 2026 en sustitución de D. Paolo Bondi.

⁽⁸⁾ El Director General de Compras fue nombrado el 1 de julio de 2026 en sustitución de D. Ignacio Mateo Montoya.

⁽⁹⁾ El Director General de Comunicación fue nombrado el 6 de julio de 2026 en sustitución de D.ª María Lacasa Marquina.



3.2. Modelo de Negocio

Endesa desarrolla un Modelo de Negocio sostenible orientado a promover una Transición Energética Justa e inclusiva, integrando la Sostenibilidad en su estrategia y contribuyendo a la generación de valor compartido en los territorios donde opera.

En este contexto, la Compañía adapta de forma continua su estrategia para dar respuesta a los principales retos sociales, económicos y ambientales que caracterizan un entorno en permanente transformación. Entre estos desafíos destaca el avance hacia una economía descarbonizada y progresivamente electrificada, impulsado mediante el desarrollo y modernización de las redes eléctricas, el crecimiento de la generación a partir de fuentes renovables y la sustitución progresiva de tecnologías basadas en combustibles fósiles, procurando que los beneficios asociados a esta transformación alcancen al conjunto de la sociedad y contribuyan a una transición ordenada y equilibrada.

Esta evolución del modelo energético no solo contribuye a la reducción del impacto ambiental, sino también al impulso de la actividad económica, la creación de empleo y el desarrollo de los territorios, reforzando

la creación de valor a largo plazo para todos los grupos de interés.

Con el fin de gestionar de manera efectiva los riesgos y oportunidades de un Sector Energético en constante evolución, el Modelo de Negocio de Endesa se estructura en distintas Líneas de Negocio, lo que permite actuar con agilidad en los mercados en los que está presente y responder adecuadamente a las necesidades de sus clientes y grupos de interés.

Dichas Líneas de Negocio se corresponden, fundamentalmente, con las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad y gas, principalmente, en España y Portugal, así como, en menor medida, con la comercialización de electricidad y gas en otros mercados europeos, especialmente en Alemania y Francia, desde su plataforma en España, y con la prestación de otros productos y servicios relacionados con su negocio principal.

La información detallada relativa a la Cadena de Valor y el Modelo de Negocio de Endesa se describe en el Apartado 24 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.



4. Escenario de referencia

4.1. Entorno macroeconómico

Contexto macroeconómico general

Durante los 9 primeros meses de 2026, el entorno macroeconómico internacional continuó marcado por la inestabilidad geopolítica, especialmente por la evolución del conflicto en Oriente Próximo. La volatilidad en los mercados energéticos y de materias primas, junto con las tensiones persistentes en las cadenas de suministro, contribuyó a un repunte de las presiones inflacionistas. En este contexto, y a pesar de que a comienzos de año

los mercados anticipaban una progresiva relajación de la política monetaria, los principales bancos centrales optaron por endurecer nuevamente su postura mediante sucesivas subidas de los tipos de interés oficiales. El objetivo ha sido evitar que las tensiones en los mercados energéticos se trasladen de forma persistente al conjunto de los precios y terminen alimentando una inflación más generalizada.

Política monetaria del Banco Central Europeo (BCE) e inflación en España

En septiembre de 2026, el Banco Central Europeo (BCE) elevó los tipos de interés oficiales en 25 puntos básicos y situó la facilidad de depósito en el 2,50 %, lo que ha supuesto la segunda subida del año, ante el impacto potencial de las tensiones energéticas y la incertidumbre geopolítica sobre la evolución de la inflación en la eurozona. Por su parte, la Reserva Federal de Estados Unidos (Fed) ha elevado, por primera vez en 3 años, los tipos de los fondos federales hasta el 3,75 %-4,00 % y ha reafirmado su compromiso de situar la inflación en el objetivo del 2 %.

La inflación interanual en España se ha situado en el 4,9 % en septiembre de 2026 frente al 3,0 % registrado en el mismo mes del ejercicio anterior, situándose en su nivel más alto desde febrero de 2023 debido, fundamentalmente, al incremento de los precios energéticos. Por su parte, la inflación subyacente ha ascendido al 3,1 %, frente al 2,4 % registrado en septiembre de 2025.

Principales indicadores macroeconómicos y financieros

La siguiente tabla recoge la evolución de los principales indicadores macroeconómicos y financieros durante el periodo enero-septiembre de 2026:

	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	Diferencia	% Var.
Tipo de Cambio Medio (Euro / Dólar Estadounidense) ⁽¹⁾	1,1612 ⁽²⁾	1,1195 ⁽³⁾	0,0417	3,7
Tipo de Cambio de Cierre (Euro / Dólar Estadounidense) ⁽¹⁾	1,1359	1,1745	(0,0386)	(3,3)
Tipo de Cambio de Cierre (Euro / Libra Esterlina)	0,855	0,8732	(0,0182)	(2,1)
Euribor a 6 Meses (Media del Periodo)	2,50 ⁽²⁾	2,23 ⁽³⁾	0,2700	12,1
Tipo de Interés a Corto Plazo del Euro (EURIBOR a 3 meses) (%) ⁽¹⁾	2,62	2,03	0,59	29,1
Tipo de Interés a Largo Plazo del Euro (Swap a 10 años) (%) ⁽¹⁾	3,69	2,30	1,39	60,4
Tipo de Interés a Corto Plazo del Dólar Estadounidense (SOFR 3 meses) (%) ⁽¹⁾	4,08	3,36	0,72	21,4
Tipo de Interés a Largo Plazo del Dólar Estadounidense (USD SOFR 10 años) (%) ⁽¹⁾	4,9	3,80	1,10	28,9
Bono Alemán a 10 Años (%) ⁽¹⁾	3,61	2,85	0,76	26,7
Bono Alemán a 30 Años (%) ⁽¹⁾	3,94	3,48	0,46	13,2
Bono Español a 10 Años (%) ⁽¹⁾	4,13	3,29	0,84	25,5
Prima de Riesgo País de España (pb) ^{(1) (4)}	55	43	12	27,9
Prima de Riesgo País de Italia (pb) ^{(1) (4)}	103	69	34	49,3
Prima de Riesgo País de Portugal (pb) ^{(1) (4)}	42	29	13	44,8
Tipo de Referencia del Banco Central Europeo (BCE) (%) ^{(1) (5)}	2,50	2,00	0,50	25,0
Tipo de Refinanciación del Banco Central Europeo (BCE) (%) ⁽¹⁾	2,65	2,15	0,50	23,3
Tipos de Referencia de la Reserva Federal de Estados Unidos (Fed) (%) ⁽¹⁾	3,75-4,00	3,50-3,75	0,25	6,7
Inflación Interanual España (%) ⁽⁶⁾	4,9	3,0 ⁽⁷⁾	1,9	—
Inflación Interanual Subyacente España (%) ⁽⁶⁾	3,1	2,4 ⁽⁷⁾	0,7	—

⁽¹⁾ Fuente: Bloomberg.

⁽²⁾ Enero-septiembre de 2026.

⁽³⁾ Enero-septiembre de 2025.

⁽⁴⁾ Diferencial frente al bono alemán a 10 años.

⁽⁵⁾ Facilidad de Depósito del Banco Central Europeo (BCE). Tasa que el Banco Central Europeo (BCE) cobra a los bancos por sus depósitos.

⁽⁶⁾ Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE).

⁽⁷⁾ A 30 de septiembre de 2025.

pb = Puntos básicos.

La evolución de estas variables macroeconómicas y financieras ha influido en la formación de los precios de los mercados energéticos, cuya evolución se analiza en el Apartado 4.2 de este Informe de Gestión Consolidado.

4.2. Mercado de electricidad y gas

4.2.1. Evolución de los principales indicadores del mercado

Indicadores del Mercado	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.
Precio Medio Aritmético en el Mercado Mayorista de Electricidad (€/MWh) ⁽¹⁾	74,1	63,4	16,9
Precio Medio ICE Brent (\$/bbl) ⁽²⁾	88,9	69,9	27,2
Precio Medio de los Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂) (€/t) ⁽³⁾	78,0	71,5	9,1
Precio Medio de las Garantías de Origen (€/MWh) ⁽⁴⁾	1,6	0,6	166,7
Precio Medio del Carbón (\$/t) ⁽⁵⁾	116,9	100,5	16,3
Precio Medio del Gas (€/MWh) ⁽⁶⁾	49,6	38,2	29,8

⁽¹⁾ Fuente: Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE).

⁽²⁾ Fuente: ICE: Brent Crude Futures.

⁽³⁾ Fuente: ICE: ECX Carbon Financial Futures Daily.

⁽⁴⁾ Fuente: Elaboración propia.

⁽⁵⁾ Fuente: Índice Api2.

⁽⁶⁾ Fuente: Índice TTF.



Precios energéticos y del dióxido de carbono (CO₂)

Precios	Variación en el periodo enero-septiembre 2026
Precio Medio Aritmético en el Mercado Mayorista de Electricidad	El precio medio aritmético del mercado mayorista de electricidad en España se situó en 74,1 €/MWh durante el periodo enero-septiembre de 2026 (+16,9 % respecto al mismo periodo del ejercicio anterior). Esta evolución estuvo condicionada, principalmente, por el incremento del precio del gas natural y por la elevada volatilidad de los mercados energéticos en un contexto de incertidumbre geopolítica, parcialmente compensados por el efecto moderador de la mayor generación renovable.
Precio Medio de los Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO₂)	El precio medio de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) registró un incremento del 9,1 % en el periodo enero-septiembre de 2026 respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, impulsado por el endurecimiento progresivo del marco regulatorio europeo de emisiones, las expectativas de menor disponibilidad futura de derechos y el aumento de la volatilidad en los mercados energéticos. A 30 de septiembre de 2026, la cotización de los derechos de emisión se situó en 78 €/t, alcanzando los niveles más elevados del periodo.
Precio Medio del Gas	El precio medio del gas aumentó un 29,8 % durante el periodo enero-septiembre de 2026 respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, en un contexto caracterizado por una elevada volatilidad de los mercados energéticos, unos niveles de almacenamiento europeos inferiores a los registrados en ejercicios precedentes y por la persistencia de incertidumbres en torno al suministro energético internacional.
Precio Medio del Brent	Durante el periodo enero-septiembre de 2026, el precio medio del crudo Brent registró una evolución al alza, situándose a 30 de septiembre de 2026 en 88 USD/barril, como consecuencia del aumento de la incertidumbre geopolítica y de los riesgos asociados a la producción y al transporte internacional de crudo.

Producción renovable

Producción	Variación en el periodo enero-septiembre 2026
Producción Solar Fotovoltaica	La producción solar fotovoltaica ha continuado alcanzando niveles elevados durante el periodo enero-septiembre de 2026 respecto del mismo periodo del ejercicio anterior, con un aumento del +19,9 % en España, y +9,2 % en Portugal, según datos de Red Eléctrica de España, S.A. y Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A., respectivamente. Esta evolución ha venido impulsada, principalmente, por el incremento de la capacidad instalada de generación renovable, en línea con la ejecución progresiva de los planes nacionales de Transición Energética.
Producción Hidráulica	La producción hidráulica en España ha registrado un descenso del 8,7 % durante el periodo enero-septiembre de 2026 en comparación con el mismo periodo del año anterior como consecuencia de unas condiciones hidrológicas menos favorables. Esta menor aportación hidráulica influyó en la composición del mix de generación, aumentando el peso relativo de otras tecnologías de generación eléctrica.

4.2.2. Evolución de la demanda

La siguiente tabla recoge la evolución de la demanda eléctrica durante el periodo enero-septiembre de 2026, tanto en valores observados como corregidos por los efectos de laboralidad y temperatura.

Porcentaje (%)	Sin Corregir Efectos de Laboralidad y Temperatura		Corregidos Efectos de Laboralidad y Temperatura	
Electricidad ⁽¹⁾	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Peninsular	3,3	2,4	1,8	1,2
Área Endesa ⁽²⁾	3,2	4,2	1,7	2,5
Industrial	1,3	2,4		
Servicios	3,1	4,1		
Residencial	5,0	5,9		
Territorios No Peninsulares (TNP)	3,9	2,4	3,4	6,1
Canarias	2,0	0,8	1,6	(0,5)
Baleares	6,6	4,1	5,3	3,9

⁽¹⁾ Fuente: Red Eléctrica de España, S.A. (REE). En barras de central.

⁽²⁾ Fuente: Elaboración propia.

Porcentaje (%)	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Gas ⁽¹⁾		
Mercado Nacional	0,5	5,5
Convencional Nacional	(3,0)	(3,2)
Sector Eléctrico	11,6	37,1

⁽¹⁾ Fuente: Enagás, S.A.

Demanda de electricidad y gas

Demanda	Variación en el periodo enero-septiembre 2026
Demanda Eléctrica	La demanda eléctrica en España alcanzó 198.272 GWh durante el periodo enero-septiembre de 2026, un 3,3 % superior a la registrada en el mismo periodo de 2025 (+1,8 % corregidos los efectos de laboralidad y temperatura), apoyada por la evolución de la actividad económica y el crecimiento estructural de la electrificación de la demanda.
Demanda de Gas	La demanda de gas natural en España aumentó un 0,5 % durante el periodo enero-septiembre de 2026 respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, impulsada principalmente por el incremento de la demanda del Sector Eléctrico (+11,6 %), en un contexto de mayor utilización de ciclos combinados para respaldar la operación del Sistema Eléctrico. Esta evolución compensó la reducción de la demanda del mercado convencional de gas (-3,0 %) respecto al mismo periodo del ejercicio anterior.

4.2.3. Cuota de mercado

La siguiente tabla recoge la cuota de mercado de Endesa a 30 de septiembre de 2026 en los principales segmentos de actividad del mercado eléctrico y gasista español.

Porcentaje (%)	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025
Cuota de Mercado ⁽¹⁾		
Electricidad		
Generación Peninsular ⁽²⁾	19,1	18,0
Distribución	44,0	43,9
Comercialización	27,0	28,4
Gas		
Comercialización	8,1	9,5

⁽¹⁾ Fuente: Elaboración propia.

⁽²⁾ Incluye renovables.



5. Hechos relevantes del periodo

5.1. Variaciones en el perímetro de consolidación

Durante el periodo enero-septiembre de 2026 se han formalizado las siguientes transacciones:

Sociedades	Transacción	Método de Consolidación	Fecha	Actividad	Participación a 30 de septiembre de 2026 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)	
					Control	Económico	Control	Económico
Energía Colectiva, S.L.U.	Adquisición	I.G.	30 de enero de 2026	Comercialización	100,00	100,00	—	—
Proyecto REN 01, S.L.U. ⁽¹⁾	Venta	I.G.	30 de junio de 2026	Fotovoltaica	—	—	100,00	100,00
Ribina Renovables 400, S.L. ⁽¹⁾	Venta	M.P. (A)	30 de junio de 2026	Fotovoltaica	—	—	40,21	40,21
Cogenio Iberia, S.L. ⁽²⁾	Venta	M.P. (A)	10 de septiembre de 2026	Servicios	—	—	20,00	20,00

I.G.: Integración Global. M.P.: Método de la Participación. A: Asociada.

⁽¹⁾ Con fecha 30 de junio de 2026 se ha formalizado la venta de la participación en estas sociedades por un importe total de 7 millones de euros. De dicho importe, se han reconocido inicialmente 2 millones de euros, dado que los 5 millones de euros restantes corresponden a una contraprestación contingente vinculada al cumplimiento de determinados hitos futuros cuyo importe no puede estimarse con suficiente fiabilidad en la fecha de la transacción. El resultado bruto generado por la transacción ha sido positivo e inferior a 1 millón de euros.

⁽²⁾ Con fecha 10 de septiembre de 2026 se ha formalizado la venta de la participación en esta sociedad por un importe de 1 millón de euros, desembolsado en su totalidad y sujeto a los ajustes habituales de revisión en este tipo de transacciones. El importe de la operación es equivalente al valor contable de la participación a fecha de la transacción, por lo que no se ha generado resultado.

Adquisición de Energía Colectiva, S.L.U.

Con fecha 30 de enero de 2026, Endesa Energía, S.A.U. adquirió el 100 % del capital social de Energía Colectiva, S.L.U. a MasOrange Xfera Móviles, S.A. En la fecha de la adquisición, Energía Colectiva, S.L.U. contaba con una cartera de más de 360.000 clientes de electricidad y gas y desarrollaba su actividad como comercializadora energética digital.

Con el cierre de la transacción, Endesa y MasOrange Xfera Móviles, S.A. han alcanzado un acuerdo para la comercialización conjunta en España de servicios de energía y telecomunicaciones que permitirá a los respectivos clientes acceder a ofertas personalizadas y a servicios de alto valor añadido, disfrutando de las mejores propuestas comerciales de ambos ámbitos.

El precio correspondiente a la adquisición del 100 % de Energía Colectiva, S.L.U., sujeto a las cláusulas habituales de revisión de este tipo de transacciones, ha ascendido a 92 millones de euros, de los cuales 74 millones de euros fueron desembolsados en la fecha de la adquisición.

El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición del 100 % de dicha Sociedad es el siguiente:

Millones de Euros	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	(3)
Importe Neto Pagado en Efectivo ⁽¹⁾	74
TOTAL ⁽²⁾	71

⁽¹⁾ Incluye los costes de la adquisición registrados en el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado por importe inferior a 1 millón de euros.

⁽²⁾ Véase Apartado 7.5.

Con el objeto de integrar Energía Colectiva, S.L.U. en los Estados Financieros Consolidados de Endesa, el precio de compra se ha asignado, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de dicha Sociedad en la fecha de adquisición, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros	Valor Razonable
ACTIVO NO CORRIENTE	117
Activo Intangible	117
ACTIVO CORRIENTE	37
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	34
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	3
TOTAL ACTIVO	154
PASIVO NO CORRIENTE	27
Pasivos por Impuesto Diferido	27
PASIVO CORRIENTE	36
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	36
TOTAL PASIVO	63
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos	91
Valor Presente del Precio Total de la Adquisición ⁽¹⁾	91

⁽¹⁾ Incluye el efecto financiero derivado del descuento a valor actual de los pagos aplazados comprometidos en el marco de la combinación de negocios.

La aportación de Energía Colectiva, S.L.U. a los ingresos y al resultado neto correspondientes al periodo comprendido entre enero y septiembre de 2026 es como sigue:

Millones de Euros	30 de enero de 2026– 30 de septiembre de 2026 ⁽¹⁾	Enero–septiembre 2026 ⁽²⁾
Ingresos	163	188
Resultado Después de Impuestos	4	5

⁽¹⁾ Desde la fecha de adquisición.

⁽²⁾ Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2026.

5.2. Situación geopolítica

Durante el periodo enero–septiembre de 2026, el entorno geopolítico internacional ha continuado caracterizándose por un elevado grado de incertidumbre, especialmente como consecuencia de la escalada de las tensiones en Oriente Medio y de los riesgos asociados a la seguridad de las principales rutas de transporte energético internacionales. En particular, las restricciones y episodios de interrupción que han afectado al tránsito marítimo en el estrecho de Ormuz, una de las infraestructuras críticas para el comercio mundial de petróleo y gas natural licuado (GNL), han incrementado la sensibilidad de los mercados energéticos y reforzado las preocupaciones sobre la seguridad del suministro a nivel global. Este contexto ha contribuido a un aumento de la incertidumbre en los mercados internacionales de materias primas energéticas y ha propiciado episodios de volatilidad en los precios de energía, particularmente durante el tercer trimestre de 2026.

Como consecuencia de este contexto, durante los 9 primeros meses del ejercicio 2026 los mercados energéticos europeos registraron una evolución condicionada por los factores geopolíticos anteriormente descritos y por la incertidumbre respecto a la disponibilidad futura de suministros de gas natural licuado (GNL). En este entorno, los mercados petroleros mostraron una evolución marcada por las restricciones observadas en determinados flujos internacionales de suministro, registrándose episodios de mayor volatilidad a lo largo del tercer trimestre de 2026.

Por su parte, el mercado europeo de gas natural, representado por el índice Title Transfer Facility (TTF), experimentó un incremento significativo de los precios y de la volatilidad durante el tercer trimestre de 2026. Esta evolución reflejó, entre otros factores, la dependencia europea de las importaciones de gas natural licuado (GNL), los niveles relativos de almacenamiento y la persistencia de los riesgos geopolíticos en Oriente Medio.

Endesa utiliza instrumentos financieros referenciados al índice Title Transfer Facility (TTF) en el marco de su estrategia de gestión y cobertura de los riesgos vinculados a las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas. En este contexto, episodios de elevada volatilidad pueden dar lugar a incrementos temporales en las necesidades de liquidez asociadas a la aportación de garantías financieras (*margin calls*) requeridas por las cámaras de compensación en relación con instrumentos financieros contratados en mercados organizados. Dichos riesgos son objeto de seguimiento permanente y se gestionan de conformidad con las políticas corporativas de control de riesgos y liquidez.

Por otra parte, la seguridad energética continúa configurándose como una prioridad estratégica para la Unión Europea, habiéndose mantenido durante el periodo enero–septiembre de 2026 las iniciativas orientadas a reforzar la resiliencia del Sistema Energético europeo mediante la diversificación de fuentes de suministro, el desarrollo de infraestructuras e interconexiones energéticas, el fortale-



cimiento de la capacidad de almacenamiento y la aceleración de la transición hacia energías renovables y soluciones de electrificación. En paralelo, la Comisión Europea ha continuado avanzando en la revisión del marco regulatorio en materia de seguridad de suministro, incorporando un enfoque integrado de los riesgos energéticos, incluidos los de naturaleza geopolítica, climática, tecnológica y cibernéticos, con el objetivo de mejorar la capacidad de prevención y respuesta ante potenciales crisis.

No obstante, a corto plazo, el mercado energético europeo podría seguir expuesto a potenciales episodios de volatilidad derivados de la evolución de las tensiones geopolíticas, de eventuales interrupciones en la cadena global de suministro de gas natural licuado (GNL) o de incidencias que pue-

dan afectar a infraestructuras energéticas críticas. En este entorno, Endesa mantiene mecanismos de monitorización continua de los mercados y revisa periódicamente sus estrategias de cobertura y gestión de riesgos con el objetivo de preservar la solidez de su posición financiera y garantizar la continuidad y estabilidad de sus operaciones.

Por último, Endesa evalúa de forma permanente los riesgos asociados a la evolución de las variables macroeconómicas, financieras, comerciales, regulatorias y geopolíticas que pudieran afectar a su actividad, actualizando, cuando procede, la estimación de sus posibles impactos en los Estados Financieros Consolidados. Dicho análisis se detalla en los siguientes Apartados de este Informe de Gestión Consolidado:

Aspectos	Apartados	Contenido
Marco Regulatorio	9	Medidas regulatorias adoptadas por las autoridades comunitarias y nacionales en respuesta a las consecuencias económicas y sociales del conflicto y del entorno actual.
Instrumentos Financieros	6.2, 7.3 y 10.3	Evolución de la valoración y liquidación de derivados de materias energéticas, detalle de instrumentos financieros e impacto.
Deuda Financiera	7.2	Detalle de deuda financiera.
Riesgo de Precio de Materias Energéticas	4.2 y 10.3	Análisis de sensibilidad. Evolución de los precios de la electricidad y gas en los mercados de energía y otras materias primas.
Riesgo de Liquidez	7.2 y 10.3	Detalle de posición de liquidez.
Riesgo de Crédito	6.2 y 10.3	Análisis de deterioro de activos financieros.
Riesgo de Concentración	10.3	Análisis de posibles retrasos en los suministros y cumplimiento de contratos a nivel de la cadena de suministro.
Seguimiento de los Mercados Bursátiles	10.1	Impacto del entorno actual en la evolución de la cotización de Endesa.

De acuerdo con los análisis realizados por la Dirección, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2026 los acontecimientos descritos anteriormente no han tenido un impacto material sobre los resultados operativos ni han requerido modificaciones significativas en las hipótesis y estimaciones utilizadas para la elaboración de los presentes Estados Financieros Consolidados. No obstante, la elevada volatilidad observada en determinados mercados energéticos, especial-

mente en el mercado europeo del gas natural, ha dado lugar a un incremento temporal de los requerimientos de garantías financieras asociadas a instrumentos derivados contratados en mercados organizados. A 30 de septiembre de 2026, dichas garantías ascienden a 621 millones de euros y han generado un impacto transitorio en la posición de liquidez de Endesa, sin afectar a su capacidad de financiación ni a la gestión ordinaria de sus operaciones (véase Apartado 7.2).

5.3. Interrupción del suministro de energía en la Península Ibérica

El 28 de abril de 2025, en torno a las 12:33 horas, se produjo en el Sistema Eléctrico español un grave incidente que dio lugar a lo que se denomina un «cero» y que supuso la interrupción del suministro de energía a toda la Península Ibérica y a una zona limitada del sur de Francia.

El corte de suministro afectó con distinta intensidad y duración a las diversas zonas del territorio peninsular nacional y Portugal, si bien, la diligente actuación de las empresas generadoras y distribuidoras, particularmente aquellas pertenecientes al Grupo Endesa, permitió la

reposición del servicio en un plazo razonable de tiempo, atendiendo a la gravedad e intensidad del evento.

Como consecuencia del incidente, el Gobierno comunicó la creación del denominado «Comité para el Análisis de las Circunstancias que concurrieron en la Crisis de Electricidad del 28 de abril de 2025», que ha desarrollado diversos trabajos de investigación, manteniendo reuniones con empresas del sector, entre éstas, Endesa. Dicho Comité emitió el día 17 de junio de 2025 un informe que fue elevado al Consejo de Seguridad para su aprobación y posterior toma en consideración del Consejo de Ministros. Las conclusiones del Comité determinaban un origen multifactorial del incidente, derivado, entre otros, de defectos en la operación del Sistema o en el incumplimiento de obligaciones por algunas centrales generadoras.

Otras entidades afectadas del sector como Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de «Operador del Sistema», la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC) o la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (entso-e), han elaborado sus propios informes sobre las posibles causas del incidente del 28 de abril de 2025, existiendo, sin embargo, significativas discrepancias en las conclusiones contenidas en los mismos.

Asimismo, el Senado, el Congreso de los Diputados, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) o la Comisión Europea, por citar sólo algunas autoridades, han abierto sus propios procedimientos de investigación sobre el origen del incidente, algunos de los cuales continúan aún abiertos.

En particular, con fecha 18 de marzo de 2026, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha emitido un informe de recomendaciones y medidas propuestas a raíz del incidente eléctrico del 28 de abril de 2025.

La Dirección de Energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha incoado 17 procedimientos sancionadores contra Endesa Generación, S.A.U. (cada uno de los procedimientos sancionadores se refiere a una instalación concreta) y 2 procedimientos sancionadores contra la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, AIE (ANAV), todos ellos por una supuesta infracción grave consistente en un presunto incumplimiento del Procedimiento de Operación 7.4 y de las obligaciones de mantenimiento en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica de determinadas instalaciones. En ninguno de los acuerdos de incoación de procedimiento sancionador dirigidos contra Endesa Generación, S.A.U. o la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, AIE (ANAV), se hace referencia a que las actuaciones de las instalaciones de generación objeto de los procedimientos fueran la causa del incidente, sin que, por tanto, se establezca un nexo causal entre las actuaciones objeto de investigación y el incidente del 28 de abril de 2025. Endesa ha procedido a realizar las correspondientes alegaciones al objeto de acreditar que no se ha producido, por parte de las instalaciones afectadas, un incumplimiento del Procedimiento de Operación 7.4, ni tampoco de las obligaciones de mantenimiento de estas instalaciones en condiciones de idoneidad técnica.

Atendiendo a la información propia o pública de que se dispone y del resultado de las investigaciones desarrolladas por Endesa, cabe afirmar que todas las evidencias muestran que, en ningún caso, la interrupción del suministro pudo tener su origen en instalaciones de generación o distribución propiedad de sociedades del Grupo Endesa.

Hasta la fecha de aprobación de este Informe de Gestión Consolidado, las sociedades del Grupo Endesa no han recibido demandas judiciales de relevancia relacionadas con este incidente, sin que, consecuentemente con lo arriba indicado, se haya registrado provisión contable alguna al respecto.



6. Evolución operativa y resultado de Endesa en el tercer trimestre de 2026

6.1. Evolución operativa

A 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026



49.296 GWh

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD ⁽¹⁾
EN EL PERIODO ENERO-
SEPTIEMBRE DE 2026

De los cuales **14.944 GWh**
Renovable



11.319 MW

**CAPACIDAD INSTALADA NETA
PENINSULAR DE FUENTES
RENOVABLES**

De un total de **18.403 MW**



322.882 km

**REDES DE DISTRIBUCIÓN
Y TRANSPORTE**



12.651 miles

CLIENTES DIGITALIZADOS

+99 % Relación clientes
digitalizados



9.452 miles

**NÚMERO DE CLIENTES
(ELECTRICIDAD) ^{(2) (3)}**

De los cuales **6.158 miles**
en el mercado liberalizado



55.465 GWh

**VENTAS DE ELECTRICIDAD
NETAS ⁽⁴⁾ EN EL PERIODO
ENERO-SEPTIEMBRE DE 2026**

-2,0 % respecto al periodo enero-
septiembre de 2025



30.414 unidades

**PUNTOS DE RECARGA PÚBLICOS
Y PRIVADOS**

+9,8 % respecto a 31 de diciembre
de 2025



1.695 miles

NÚMERO DE CLIENTES (GAS) ⁽²⁾

De los cuales **1.217 miles**
en el mercado liberalizado



38.553 GWh

**VENTAS DE GAS ⁽⁵⁾ EN EL PERIODO
ENERO-SEPTIEMBRE DE 2026**

-8,2 % respecto al periodo enero-
septiembre de 2025

⁽¹⁾ En barras de central.

⁽²⁾ Puntos de suministro.

⁽³⁾ Clientes de las sociedades comercializadoras.

⁽⁴⁾ Ventas al cliente final.

⁽⁵⁾ Sin consumos propios de generación.

A continuación, se presenta el detalle de las magnitudes operativas más relevantes en el tercer trimestre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Magnitudes Operativas	ODS ⁽¹⁾	Unidad	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.
Generación de Electricidad ⁽²⁾		GWh	49.296	46.377	6,3
Generación de Electricidad Renovable	7	GWh	14.944	13.896	7,5
Capacidad Instalada Bruta		MW	23.450 ⁽³⁾	23.323 ⁽⁴⁾	0,5
Capacidad Instalada Neta		MW	22.741 ⁽³⁾	22.616 ⁽⁴⁾	0,6
Capacidad Instalada Neta Peninsular de Fuentes Renovables	7	MW	11.319 ⁽³⁾	11.191 ⁽⁴⁾	1,1
Capacidad Instalada Neta Territorios No Peninsulares (TNP) de Fuentes Renovables	7	MW	118 ⁽³⁾	118 ⁽⁴⁾	—
Energía Distribuida ⁽⁵⁾	9	GWh	114.285	108.985	4,9
Clientes Digitalizados ⁽⁶⁾	9	Miles	12.651 ⁽³⁾	12.580 ⁽⁴⁾	0,6
Redes de Distribución y Transporte	9	km	322.882 ⁽³⁾	321.843 ⁽⁴⁾	0,3
Usuarios Finales ⁽⁷⁾		Miles	12.783 ⁽³⁾	12.719 ⁽⁴⁾	0,5
Relación de Clientes Digitalizados ⁽⁸⁾		(%)	99 ⁽³⁾	99 ⁽⁴⁾	—
Ventas de Electricidad Brutas ⁽²⁾		GWh	61.321	62.881	(2,5)
Ventas de Electricidad Netas ⁽⁹⁾		GWh	55.465	56.610	(2,0)
Ventas de Gas ⁽¹⁰⁾		GWh	38.553	41.978	(8,2)
Número de Clientes (Electricidad) ^{(11) (12)}		Miles	9.452 ⁽³⁾	9.590 ⁽⁴⁾	(1,4)
Mercado Liberalizado ⁽¹³⁾		Miles	6.158 ⁽³⁾	6.201 ⁽⁴⁾	(0,7)
Número de Clientes (Gas) ⁽¹¹⁾		Miles	1.695 ⁽³⁾	1.699 ⁽⁴⁾	(0,2)
Mercado Liberalizado		Miles	1.217 ⁽³⁾	1.224 ⁽⁴⁾	(0,6)
Puntos de Recarga Eléctrica Públicos y Privados	11	Unidades	30.414 ⁽³⁾	27.699 ⁽⁴⁾	9,8
Puntos de Recarga Eléctrica Públicos (unidades)		Unidades	7.370 ⁽³⁾	7.058 ⁽⁴⁾	4,4
Puntos de Recarga Eléctrica Privados (unidades)		Unidades	23.044 ⁽³⁾	20.641 ⁽⁴⁾	11,6
Puntos de Iluminación Pública	11	Unidades	134 ⁽³⁾	134 ⁽⁴⁾	—
Respuesta a la Demanda		MW	526 ⁽³⁾	113 ⁽⁴⁾	365,5
Plantilla Final		N.º de Empleados	8.886 ⁽³⁾	8.946 ⁽⁴⁾	(0,7)
Plantilla Media		N.º de Empleados	8.782	8.864	(0,9)

⁽¹⁾ Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

⁽²⁾ En barras de central.

⁽³⁾ A 30 de septiembre de 2026.

⁽⁴⁾ A 31 de diciembre de 2025.

⁽⁵⁾ Energía suministrada a clientes, con o sin contrato, consumos auxiliares de los generadores y salidas hacia otras redes (transporte o distribuidores).

⁽⁶⁾ Contadores inteligentes activados.

⁽⁷⁾ Clientes de las sociedades distribuidoras.

⁽⁸⁾ Número de Clientes Digitalizados / Usuarios Finales (%).

⁽⁹⁾ Ventas al cliente final.

⁽¹⁰⁾ Sin consumos propios de generación.

⁽¹¹⁾ Puntos de suministro.

⁽¹²⁾ Clientes de las sociedades comercializadoras.

⁽¹³⁾ Clientes de las sociedades comercializadoras de mercado libre.

Generación de electricidad

GWh	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.
Generación de Electricidad ⁽¹⁾			
Peninsular	40.556	37.929	6,9
Renovables	14.944	13.896	7,5
Hidroeléctrica	6.778	6.885	(1,6)
Eólica ⁽²⁾	4.407	4.124	6,9
Fotovoltaica ⁽³⁾	3.759	2.886	30,2
Baterías	—	—	Na
Resto	—	1	(100,0)
Nuclear	19.449	19.065	2,0
Ciclos Combinados (CCGT)	6.163	4.968	24,1
Territorios No Peninsulares (TNP)	8.740	8.448	3,5
Carbón	21	89	(76,4)
Fuel-Gas	3.490	3.242	7,6
Ciclos Combinados (CCGT)	5.229	5.117	2,2
TOTAL	49.296	46.377	6,3

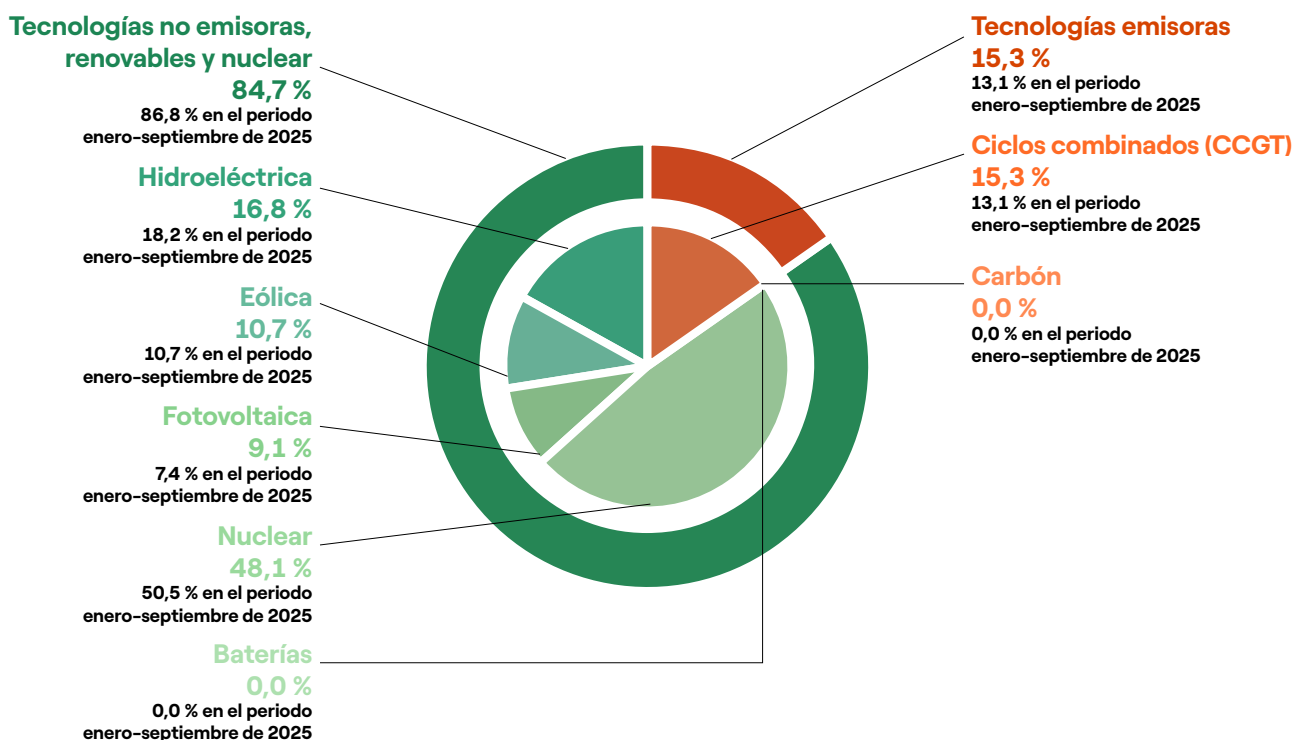
⁽¹⁾ En barras de central.

⁽²⁾ En el periodo enero-septiembre de 2026 incluye 72 GWh correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP) (71 GWh en el periodo enero-septiembre de 2025).

⁽³⁾ En el periodo enero-septiembre de 2026 incluye 78 GWh correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP) (75 GWh en el periodo enero-septiembre de 2025).

Las tecnologías no emisoras, renovables y nuclear, han representado el 84,7 % del *mix* de generación peninsular de Endesa en el periodo enero-septiembre de 2026, frente al 84,0 % del resto del sector (86,9 % y 85,5 %, respectivamente, en el periodo enero-septiembre de 2025).

A continuación, el gráfico muestra el *mix* de generación peninsular de Endesa por tecnologías en el periodo enero-septiembre de 2026:



Capacidad instalada bruta y neta

Capacidad Instalada Bruta	30 de septiembre de 2026		31 de diciembre de 2025		% Var.
	MW	Porcentaje (%)	MW	Porcentaje (%)	
Peninsular	18.767	80,0	18.639	79,9	0,7
Renovables ⁽¹⁾	11.490	49,0	11.363	48,7	1,1
Hidroeléctrica	5.421	23,1	5.421	23,2	—
Eólica ⁽²⁾	3.001	12,8	3.002	12,9	(0,0)
Fotovoltaica ⁽³⁾	3.057	13,1	2.929	12,6	4,4
Baterías ^{(4) (5)}	11	0,0	11	0,0	—
Nuclear	3.453	14,7	3.453	14,8	—
Ciclos Combinados (CCGT)	3.824	16,3	3.823	16,4	0,0
Territorios No Peninsulares (TNP)	4.683	20,0	4.684	20,1	(0,0)
Carbón	260	1,1	260	1,1	—
Fuel-Gas	2.566	10,9	2.567	11,0	(0,0)
Ciclos Combinados (CCGT)	1.857	8,0	1.857	8,0	—
TOTAL	23.450	100,0	23.323	100,0	0,5

⁽¹⁾ A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, la capacidad adicional ha sido de 128 MW y 1.175 MW, respectivamente.

⁽²⁾ A 30 de septiembre de 2026 incluye 42 MW correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP) (42 MW a 31 de diciembre de 2025).

⁽³⁾ A 30 de septiembre de 2026 incluye 65 MW correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP) (65 MW a 31 de diciembre de 2025).

⁽⁴⁾ A 30 de septiembre de 2026 11 MW corresponden a Territorios No Peninsulares (TNP) (11 MW a 31 de diciembre de 2025).

⁽⁵⁾ La capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se incluye como capacidad renovable.

Capacidad Instalada Neta	30 de septiembre de 2026		31 de diciembre de 2025		% Var.
	MW	Porcentaje (%)	MW	Porcentaje (%)	
Peninsular	18.521	81,4	18.394	81,3	0,7
Renovables ⁽¹⁾	11.437	50,3	11.309	50,0	1,1
Hidroeléctrica	5.368	23,6	5.368	23,7	—
Eólica ⁽²⁾	3.001	13,2	3.001	13,3	—
Fotovoltaica ⁽³⁾	3.057	13,5	2.929	13,0	4,4
Baterías ^{(4) (5)}	11	0,0	11	0,0	—
Nuclear	3.328	14,6	3.328	14,7	—
Ciclos Combinados (CCGT)	3.756	16,5	3.757	16,6	(0,0)
Territorios No Peninsulares (TNP)	4.220	18,6	4.222	18,7	(0,0)
Carbón	241	1,1	241	1,1	—
Fuel-Gas	2.291	10,1	2.293	10,1	(0,1)
Ciclos Combinados (CCGT)	1.688	7,4	1.688	7,5	—
TOTAL	22.741	100,0	22.616	100,0	0,6

⁽¹⁾ A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, la capacidad adicional ha sido de 128 MW y 1.175 MW, respectivamente.

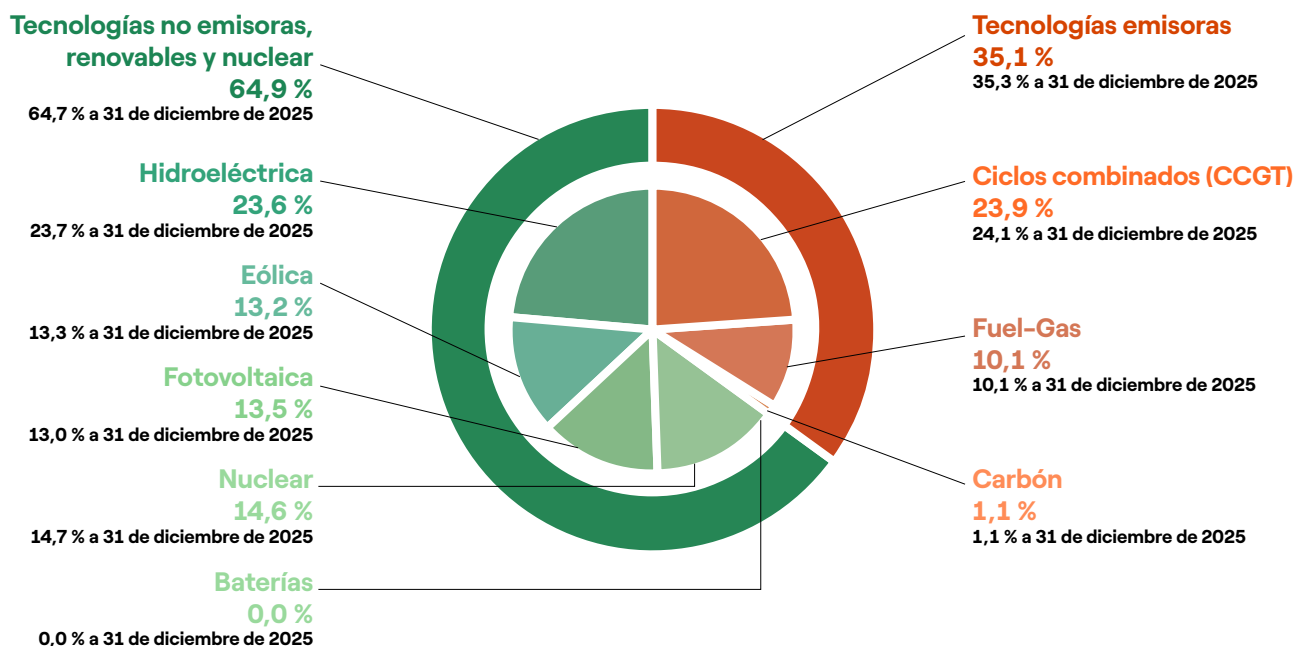
⁽²⁾ A 30 de septiembre de 2026 incluye 42 MW correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP) (42 MW a 31 de diciembre de 2025).

⁽³⁾ A 30 de septiembre de 2026 incluye 65 MW correspondientes a Territorios No Peninsulares (TNP) (65 MW a 31 de diciembre de 2025).

⁽⁴⁾ A 30 de septiembre de 2026 11 MW corresponden a Territorios No Peninsulares (TNP) (11 MW a 31 de diciembre de 2025).

⁽⁵⁾ La capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se incluye como capacidad renovable.

El gráfico que figura a continuación muestra el detalle de la capacidad instalada neta de Endesa por tecnologías a 30 de septiembre de 2026:



Comercialización

Electricidad

Miles	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	% Var.
Número de Clientes (Electricidad) ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
Mercado Regulado	3.294	3.389	(2,8)
Peninsular Español	2.852	2.932	(2,7)
Territorios No Peninsulares (TNP)	442	457	(3,3)
Mercado Liberalizado	6.158	6.201	(0,7)
Peninsular Español	4.697	4.665	0,7
Territorios No Peninsulares (TNP)	915	940	(2,7)
Fuera de España	546	596	(8,4)
TOTAL	9.452	9.590	(1,4)
Ingresos / Puntos de Suministro ⁽³⁾	1,7	1,5	—

⁽¹⁾ Puntos de suministro.

⁽²⁾ Clientes de las sociedades comercializadoras.

⁽³⁾ Relación entre los ingresos por ventas de electricidad y el número de puntos de suministro de electricidad (Miles de euros / Punto de suministro).

GWh	Ventas de Electricidad Brutas ⁽¹⁾			Ventas de Electricidad Netas ⁽²⁾		
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.
Precio Regulado	7.093	6.562	8,1	6.071	5.581	8,8
Mercado Liberalizado	54.228	56.319	(3,7)	49.394	51.029	(3,2)
Español	46.346	48.038	(3,5)	41.936	43.239	(3,0)
Fuera de España	7.882	8.281	(4,8)	7.458	7.790	(4,3)
TOTAL	61.321	62.881	(2,5)	55.465	56.610	(2,0)

⁽¹⁾ En barras de central.

⁽²⁾ Ventas al cliente final.

Gas

Miles Número de Clientes (Gas) ⁽¹⁾	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	% Var.
Mercado Regulado	478	475	0,6
Peninsular Español	453	450	0,7
Territorios No Peninsulares (TNP)	25	25	—
Mercado Liberalizado	1.217	1.224	(0,6)
Peninsular Español	1.019	1.021	(0,2)
Territorios No Peninsulares (TNP)	56	58	(3,4)
Fuera de España	142	145	(2,1)
TOTAL	1.695	1.699	(0,2)
Ingresos / Puntos de Suministro ⁽²⁾	1,8	2,1	—

⁽¹⁾ Puntos de suministro.

⁽²⁾ Relación entre los ingresos por ventas de gas y el número de puntos de suministro de gas (Miles de euros / Punto de suministro).

GWh Ventas de Gas	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.
Mercado Liberalizado	36.687	40.003	(8,3)
Español	29.910	31.359	(4,6)
Fuera de España	6.777	8.644	(21,6)
Mercado Regulado	1.866	1.975	(5,5)
TOTAL ⁽¹⁾	38.553	41.978	(8,2)

⁽¹⁾ Sin consumos propios de generación.

Otros productos y servicios

Evolución Negocio	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	% Var.
Puntos de Recarga Eléctrica Públicos y Privados (unidades)	30.414	27.699	9,8
Puntos de Recarga Eléctrica Públicos (unidades)	7.370	7.058	4,4
Puntos de Recarga Eléctrica Privados (unidades)	23.044	20.641	11,6

Distribución de electricidad

Medidas de Calidad de Suministro	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.
Energía Distribuida (GWh) ⁽¹⁾	114.285	108.985	4,9
Pérdidas de Energía (%) ⁽²⁾	5,8	6,2	—
Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (Medio)-TIEPI (Minutos) ⁽³⁾	36,0	34,0	5,9
Duración de las Interrupciones en la Red de Distribución-SAIDI (Minutos) ⁽⁴⁾	69,2	56,0	23,6
Número de Interrupciones en la Red de Distribución-SAIFI ⁽⁴⁾	1,2	1,0	20,0

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

⁽²⁾ Entradas de energía a la red de distribución (o energía inyectada a la red de distribución) menos la energía distribuida dividida entre las entradas de energía al distribuidor (o energía inyectada a la red de distribución).

⁽³⁾ Criterio Regulador Español. Incluye los datos de Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI) Propio, Programado y Transporte.

⁽⁴⁾ Fuente: Elaboración propia. Dato correspondiente a los últimos 12 meses.



Plantilla

Número de Empleados	Plantilla Final						
	30 de septiembre de 2026			31 de diciembre de 2025			% Var.
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	
Generación y Comercialización	3.417	1.167	4.584	3.545	1.205	4.750	(3,5)
Distribución	2.423	607	3.030	2.361	557	2.918	3,8
Estructura y Otros ⁽¹⁾	649	623	1.272	638	640	1.278	(0,5)
TOTAL EMPLEADOS	6.489	2.397	8.886	6.544	2.402	8.946	(0,7)

⁽¹⁾ Estructura y Servicios.

Número de Empleados	Plantilla Media						
	Enero-septiembre 2026			Enero-septiembre 2025			% Var.
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	
Generación y Comercialización	3.427	1.170	4.597	3.569	1.198	4.767	(3,6)
Distribución	2.342	566	2.908	2.266	531	2.797	4,0
Estructura y Otros ⁽¹⁾	654	623	1.277	652	648	1.300	(1,8)
TOTAL EMPLEADOS	6.423	2.359	8.782	6.487	2.377	8.864	(0,9)

⁽¹⁾ Estructura y Servicios.

6.2. Análisis de resultados



4.577

millones de euros

RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA) ⁽¹⁾

+8,4 % respecto al periodo enero-septiembre de 2025



2.848

millones de euros

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT) ⁽¹⁾

+11,9 % respecto al periodo enero-septiembre de 2025



1.962

millones de euros

RESULTADO NETO

+14,7 % respecto al periodo enero-septiembre de 2025



2.125

millones de euros

RESULTADO ORDINARIO NETO ⁽¹⁾

+22,5 % respecto al periodo enero-septiembre de 2025

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

El resultado neto atribuido a la Sociedad Dominante ha ascendido a 1.962 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2026 frente a los 1.711 millones de euros obtenidos en el mismo periodo del ejercicio anterior (+14,7 %).

Endesa ha obtenido un resultado ordinario neto de 2.125 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2026, frente a los 1.735 millones de euros obtenidos en el mismo periodo del ejercicio anterior (+22,5 %), conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Resultado Neto	1.962	1.711	251	14,7
Resultado Neto en Ventas de Activos No Financieros ⁽²⁾	—	—	—	Na
Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros ⁽²⁾	12	24	(12)	(50,0)
Proyectos de Plantas Renovables	12	24	(12)	(50,0)
Dotación Inicial Neta de Gastos de Personal por Planes de Reestructuración de Plantilla relativos al Plan de Descarbonización y a la Digitalización de Procesos	151	—	151	100,0
Resultado Ordinario Neto ⁽¹⁾	2.125	1.735	390	22,5

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽²⁾ Superiores a 10 millones de euros.

A continuación, se presenta el detalle de las magnitudes más relevantes del Estado del Resultado Consolidado de Endesa en el periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Magnitudes más Relevantes			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Ingresos	17.389	15.948	1.441	9,0
Aprovisionamientos y Servicios	(10.797)	(10.074)	(723)	7,2
Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas	(339)	(38)	(301)	792,1
Margen de Contribución ⁽¹⁾	6.253	5.836	417	7,1
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	217	183	34	18,6
Gastos de Personal	(922)	(730)	(192)	26,3
Otros Gastos Fijos de Explotación	(978)	(1.065)	87	(8,2)
Otros Resultados	7	—	7	Na
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) ⁽¹⁾	4.577	4.224	353	8,4
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	(1.588)	(1.532)	(56)	3,7
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	(141)	(147)	6	(4,1)
Resultado de Explotación (EBIT) ⁽¹⁾	2.848	2.545	303	11,9
Resultado Financiero Neto ⁽¹⁾	(196)	(274)	78	(28,5)
Resultado Antes de Impuestos	2.661	2.306	355	15,4
Resultado Neto	1.962	1.711	251	14,7
Resultado Ordinario Neto ⁽¹⁾	2.125	1.735	390	22,5

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.



6.2.1. Ingresos

En el periodo enero-septiembre de 2026 los ingresos se han situado en 17.389 millones de euros, 1.441 millones de euros superiores (+9,0 %) a los obtenidos en el periodo enero-septiembre de 2025.

A continuación, se presenta el detalle de los ingresos del periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Ingresos			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	17.122	15.686	1.436	9,2
Otros Ingresos de Explotación	267	262	5	1,9
TOTAL	17.389	15.948	1.441	9,0

Ingresos por ventas y prestaciones de servicios

A continuación, se presenta el detalle de los ingresos por ventas y prestaciones de servicios del periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Ventas de Electricidad	12.318	11.300	1.018	9,0
Ventas Mercado Liberalizado	8.094	7.927	167	2,1
Ventas Mercado Liberalizado Español	7.050	6.785	265	3,9
Ventas Mercados Liberalizados fuera de España	1.044	1.142	(98)	(8,6)
Ventas a Precio Regulado	1.228	1.177	51	4,3
Ventas Mercado Mayorista	1.332	1.006	326	32,4
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)	1.647	1.157	490	42,4
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	17	33	(16)	(48,5)
Ventas de Gas	2.239	2.277	(38)	(1,7)
Ventas Mercado Liberalizado	2.132	2.151	(19)	(0,9)
Ventas a Precio Regulado	107	126	(19)	(15,1)
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	1.919	1.539	380	24,7
Verificaciones y Enganches	28	29	(1)	(3,4)
Prestaciones de Servicios en Instalaciones	93	39	54	138,5
Otras Ventas y Prestaciones de Servicios	519	497	22	4,4
Ventas relativas a Servicios de Valor Añadido	233	251	(18)	(7,2)
Cobros por Capacidad	6	6	—	—
Ventas de otras Materias Energéticas ⁽¹⁾	71	34	37	108,8
Prestaciones de Servicios y Otros	209	206	3	1,5
Ingresos por Arrendamientos	6	5	1	20,0
TOTAL	17.122	15.686	1.436	9,2

⁽¹⁾ Corresponde a la evolución de la liquidación de derivados de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) y garantías de origen cuyo análisis debe realizarse conjuntamente con las operaciones de compra-venta de dichas materias energéticas con liquidación física. Estas operaciones forman parte de la estrategia de cobertura de riesgos de carácter industrial y tienen por objeto mitigar la exposición a la volatilidad de los mercados energéticos y a las variaciones asociadas a las tecnologías de generación que participan en los mismos.

Ventas de electricidad a clientes del mercado liberalizado

En el periodo enero-septiembre de 2026 las ventas en el mercado liberalizado han ascendido a 8.094 millones de euros (+2,1 %), conforme al siguiente detalle:

Ventas Mercado Liberalizado	Variación	
España	▲ 265 millones de euros (+3,9 %)	Las mayores ventas son consecuencia del aumento del precio unitario, principalmente en los clientes indexados de <i>Business to Business</i> (B2B) a pesar de la reducción de las unidades físicas vendidas (-3,0 %). El periodo enero-septiembre de 2026 incluye las ventas de electricidad de Energía Colectiva, S.L.U. (147 millones de euros) tras su adquisición en enero de 2026.
Fuera de España	▼ 98 millones de euros (-8,6 %)	La evolución entre ambos periodos se debe, principalmente, a la reducción de las unidades físicas vendidas (-4,3 %) mayoritariamente en el mercado de Portugal.

Ventas de electricidad a precio regulado

Durante el periodo enero-septiembre de 2026 estas ventas han supuesto un ingreso de 1.228 millones de euros, un 4,3 % superior al del periodo enero-septiembre de 2025, como consecuencia, principalmente, del aumento de las unidades físicas vendidas (+8,8 %).

Ventas de electricidad en el mercado mayorista

Los ingresos por ventas de electricidad al mercado mayorista en el periodo enero-septiembre de 2026 han ascendido a 1.332 millones de euros, con un aumento del 32,4 % respecto del mismo periodo del ejercicio anterior,

como consecuencia del incremento de las unidades físicas vendidas y de la evolución de los precios eléctricos durante el periodo (+16,9 %).

Retribución a la inversión en energías renovables

La retribución a la inversión en energías renovables en el periodo enero-septiembre de 2026 ha supuesto un ingreso de 17 millones de euros, un 48,5 % inferior al del periodo enero-septiembre de 2025. Para analizar su evolución hay que tener en consideración los siguientes efectos:

Retribución a la inversión en energías renovables	Variación	
Orden TED/53/2026, de 27 de enero	▲ 34 millones de euros	La retribución a la inversión correspondiente al periodo enero-septiembre de 2026 ha ascendido a 34 millones de euros, como consecuencia de la actualización de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica de fuentes renovables desde el 1 de enero de 2026, aprobada mediante la Orden TED/53/2026, de 27 de enero (véase Apartado 9 de este Informe de Gestión Consolidado).
Ajuste por desviación de precio de mercado	▼ 50 millones de euros	En los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025, Endesa ha registrado sendos ajustes por desviación del precio de mercado por importe neto igual a 17 millones de euros, negativos, y 33 millones de euros, positivos, respectivamente, correspondientes a aquellas Instalaciones Tipo (IT) para las que, sobre la base de la mejor estimación de precios de la energía, se prevé la percepción de Retribución a la Inversión (Rinv) durante su vida útil regulatoria.



Ventas de gas

Los ingresos por ventas de gas en el periodo enero-septiembre de 2026 han ascendido a 2.239 millones de euros, un 1,7 % inferior a los registrados en el mismo periodo del

ejercicio anterior debido a la reducción de las unidades físicas vendidas tanto en el mercado liberalizado (-8,3 %) como en el mercado regulado (-5,5 %).

Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)

En el periodo enero-septiembre de 2026 las compensaciones por los sobrecostos de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) han ascendido a 1.647 millones de euros, lo que ha supuesto un aumento de 490 millones de euros respecto del mismo periodo del ejercicio anterior.

La evolución de las compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP) en el periodo enero-septiembre de 2026 es consecuencia, principalmente, del incremento

del coste de las materias primas energéticas, cuya variación ha sido superior a la registrada por el precio del mercado mayorista de electricidad (+16,9 %), dando lugar a un aumento de las compensaciones reconocidas conforme a la normativa aplicable. Asimismo, en el periodo enero-septiembre de 2026 incorpora el efecto derivado del Auto del Tribunal Supremo de 29 de abril de 2026 relativo a la retribución de la actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) correspondiente al periodo 2020-2022 (76 millones de euros).

Distribución de electricidad

Durante el periodo enero-septiembre de 2026, Endesa ha distribuido 114.285 GWh en el mercado español, un 4,9 % más que en el mismo periodo de 2025.

El ingreso regulado de la actividad de distribución durante el periodo enero-septiembre de 2026 ha ascendido a 1.919 millones de euros, lo que supone un aumento de

380 millones de euros (+24,7 %) respecto del mismo periodo del ejercicio anterior. Esta evolución se debe principalmente al efecto de liquidaciones correspondientes a ejercicios anteriores, que incorporan, entre otros aspectos, la actualización de determinados parámetros retributivos previstos en la normativa aplicable.

Otros ingresos de explotación

A continuación, se presenta el detalle de los otros ingresos de explotación del periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Otros Ingresos de Explotación			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Imputación a Resultados de Instalaciones Cedidas de Clientes y Derechos por Acometidas de Extensión y otros Pasivos de Contratos con Clientes	149	146	3	2,1
Imputación a Resultados de Subvenciones	69	68	1	1,5
Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	20	9	11	122,2
Otras Imputaciones a Resultado de Subvenciones ⁽¹⁾	49	59	(10)	(16,9)
Indemnizaciones de Terceros	19	16	3	18,8
Otros	30	32	(2)	(6,3)
TOTAL	267	262	5	1,9

⁽¹⁾ En el periodo enero-septiembre de 2026 incluye 18 millones de euros relativos a subvenciones de capital y 31 millones de euros a subvenciones de explotación (31 millones de euros y 27 millones de euros, respectivamente, en el periodo enero-septiembre de 2025).

6.2.2. Costes de explotación

Los costes de explotación del periodo enero-septiembre de 2026 han ascendido a 14.541 millones de euros, con un aumento del 8,5 % respecto del mismo periodo del ejercicio anterior.

A continuación, se presenta el detalle de los costes de explotación del periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Costes de Explotación			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Aprovisionamientos y Servicios	10.797	10.074	723	7,2
Compras de Energía	3.571	3.807	(236)	(6,2)
Consumo de Combustibles	2.208	1.455	753	51,8
Gastos de Transporte	2.816	2.825	(9)	(0,3)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	2.202	1.987	215	10,8
Tributos y Tasas	885	852	33	3,9
Bono Social	105	70	35	50,0
Consumos de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	626	609	17	2,8
Consumos de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	48	26	22	84,6
Costes relativos a Servicios de Valor Añadido	107	127	(20)	(15,7)
Compras de otras Materias Energéticas ⁽¹⁾	14	—	14	Na
Coste de Eficiencia Energética	158	90	68	75,6
Servicio de Respuesta Activa de la Demanda	75	19	56	294,7
Otros	184	194	(10)	(5,2)
Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas	339	38	301	792,1
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	(217)	(183)	(34)	18,6
Gastos de Personal	922	730	192	26,3
Otros Gastos Fijos de Explotación	978	1.065	(87)	(8,2)
Otros Resultados	(7)	—	(7)	Na
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	1.588	1.532	56	3,7
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	141	147	(6)	(4,1)
TOTAL	14.541	13.403	1.138	8,5

⁽¹⁾ Este epígrafe se analiza, conjuntamente, con las ventas de otras materias energéticas (véase Apartado 6.2.1 de este Informe de Gestión Consolidado).



Aprovisionamientos y servicios (costes variables)

Los costes por aprovisionamientos y servicios (costes variables) del periodo enero-septiembre de 2026 han ascendido a 10.797 millones de euros, con un aumento del 7,2 % respecto del mismo periodo del ejercicio anterior.

La evolución de estos costes en el periodo enero-septiembre de 2026 ha sido la siguiente:

Aprovisionamientos y Servicios	Variación	
Compras de Energía	▼ 236 millones de euros (-6,2 %)	La evolución incluye, principalmente: - El aumento de las compras de electricidad (152 millones de euros), debido, principalmente a la evolución del precio medio aritmético en el mercado mayorista de electricidad (74,1 €/MWh; +16,9 %). - La reducción de las compras de gas (388 millones de euros), a pesar del ligero incremento de las unidades físicas adquiridas (+0,9 %) debido, entre otros aspectos, al impacto favorable de la variación de las existencias de gas durante el periodo enero-septiembre de 2026.
Consumo de Combustible	▲ 753 millones de euros (+51,8 %)	El aumento es debido a la evolución durante el periodo del precio de las <i>commodities</i> y a la mayor producción con ciclos combinados (+13,0 %). En el periodo enero-septiembre de 2026 incluye el impacto positivo derivado de la revisión de determinados gravámenes históricamente aplicables a la actividad de generación (55 millones de euros).
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	▲ 215 millones de euros (+10,8 %)	
<i>Coste de Eficiencia Energética</i>	▲ 68 millones de euros (+75,6 %)	De acuerdo con la Orden TED/133/2026, de 25 de febrero, la variación es debida al incremento de la obligación de aportación de Endesa al Fondo Nacional de Eficiencia Energética prevista para el ejercicio 2026 (véase Apartado 9 de este Informe de Gestión Consolidado).
<i>Servicio de Respuesta de la Demanda</i>	▲ 56 millones de euros (+294,7 %)	La variación es debida, principalmente, a la aplicación, desde el 1 de enero de 2026, del Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio, que introduce un esquema semestral de adjudicación de potencia, con una mayor potencia asignada y un incremento del precio marginal de la subasta (véase Apartado 9 de este Informe de Gestión Consolidado).

Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas

A continuación, se presenta el detalle de los ingresos y gastos por derivados de materias energéticas del periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Ingresos				
Ingresos por Derivados Designados de Cobertura	446	(64)	510	(796,9)
Ingresos por Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo ⁽¹⁾	446	(64)	510	(796,9)
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados	4.251	1.107	3.144	284,0
Ingresos por Derivados a Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado	4.251	1.107	3.144	284,0
Total Ingresos	4.697	1.043	3.654	350,3
Gastos				
Gastos por Derivados Designados de Cobertura	(492)	(139)	(353)	254,0
Gastos por Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo ⁽¹⁾	(492)	(139)	(353)	254,0
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados	(4.544)	(942)	(3.602)	382,4
Gastos por Derivados a Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado	(4.544)	(942)	(3.602)	382,4
Total Gastos	(5.036)	(1.081)	(3.955)	365,9
TOTAL	(339)	(38)	(301)	792,1

⁽¹⁾ A 30 de septiembre de 2026 incluye 17 millones de euros, negativos, de impacto en el Estado del Resultado por ineficacia (60 millones de euros, negativos, a 30 de septiembre de 2025).

Conforme a la Política General de Control y Gestión de Riesgos de Endesa se utilizan instrumentos financieros (derivados) para cubrir los riesgos a los que se encuentran expuestas sus actividades. El uso de derivados constituye un elemento esencial para Endesa en la planificación de sus operaciones ya que permite asegurar tanto el ingreso a obtener en el momento de la entrega de los productos como el coste de las materias primas que se utilizan en los procesos productivos. Esta manera de actuar permite, por lo tanto, gestionar el riesgo sin que el negocio quede expuesto a la evolución de los precios en el corto plazo (*spot*).

En el periodo enero-septiembre de 2026 el total de los ingresos y gastos por derivados de materias energéticas ha ascendido a 339 millones de euros, negativos, en comparación con 38 millones de euros, también negativos, en el mismo periodo del ejercicio anterior, debido a la evolución de la valoración y liquidación de derivados de electricidad y, fundamentalmente, de gas en un contexto de elevada volatilidad en los mercados energéticos internacionales (véase Apartado 4 de este Informe de Gestión Consolidado).

Costes fijos de explotación

A continuación, se presenta el detalle de los costes fijos de explotación del periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Costes Fijos de Explotación			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	(217)	(183)	(34)	18,6
Gastos de Personal	922	730	192	26,3
Otros Gastos Fijos de Explotación	978	1.065	(87)	(8,2)
TOTAL	1.683	1.612	71	4,4

En el periodo enero-septiembre de 2026 los costes fijos de explotación han ascendido a 1.683 millones de euros, lo que supone un aumento de 71 millones de euros

(+4,4 %) en comparación con el periodo enero-septiembre de 2025 como consecuencia, entre otros aspectos, de:

Costes Fijos de Explotación	Variación	
Gastos de Personal	▲ 192 millones de euros (+26,3 %)	La variación entre ambos periodos es consecuencia, fundamentalmente, de: La dotación, en el periodo enero-septiembre de 2026, de una provisión por importe de 202 millones de euros (151 millones de euros, netos de efecto fiscal) que contempla la salida de aproximadamente 223 empleados afectados por el Plan de Transformación de la Compañía orientado a profundizar en la optimización del modelo operativo, acelerar el cambio y la digitalización de procesos y mejorar de forma estructural la eficiencia y competitividad de la Sociedad.
Otros Gastos Fijos de Explotación	▼ 87 millones de euros (-8,2 %)	La evolución entre ambos periodos es debida, entre otros aspectos, a: - Los menores gastos asociados a contratos de gestión, prestación de servicios y otros servicios relacionados con los negocios de electricidad y gas por importe de 36 millones de euros. - La reducción de los gastos relacionados con servicios de asistencia para sistemas y aplicaciones, así como los gastos de publicidad y promoción por importe de 28 millones de euros. - Los menores costes de operación y mantenimiento por importe de 21 millones de euros debido a menores actuaciones de reparación y conservación, principalmente en las centrales de fuel en los Territorios No Peninsulares (TNP), así como a la recuperación de determinados importes previamente provisionados relacionados con el abandono de determinados proyectos.



Amortizaciones y pérdidas por deterioro de activos no financieros

A continuación, se presenta el detalle de las amortizaciones y pérdidas por deterioro de activos no financieros del periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
AMORTIZACIONES	1.571	1.508	63	4,2
Dotación Amortización Inmovilizado Material	1.278	1.216	62	5,1
Dotación Amortización Activo Intangible	293	292	1	0,3
PÉRDIDAS POR DETERIORO DE ACTIVOS NO FINANCIEROS	17	24	(7)	(29,2)
Dotación Pérdidas por Deterioro	25	26	(1)	(3,8)
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	—	1	(1)	(100,0)
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible	22	25	(3)	(12,0)
Dotación Pérdidas por Deterioro Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	3 ⁽¹⁾	—	3	100,0
Reversión Pérdidas por Deterioro	(8)	(2)	(6)	300,0
Reversión Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	(3)	(1)	(2)	200,0
Reversión Pérdidas por Deterioro Activo Intangible	(5)	(1)	(4)	400,0
TOTAL	1.588	1.532	56	3,7

⁽¹⁾ Corresponde al deterioro de la participación en el capital social de Cogenio Iberia, S.L. reclasificada, durante el periodo enero-septiembre de 2026, desde el epígrafe «Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación» al epígrafe «Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas» conforme al acuerdo formalizado con GETEC HOLDING GMBH que culminó con la venta de dicha participación el 10 de septiembre de 2026 (véase Apartado 5.1 de este Informe de Gestión Consolidado).

Las amortizaciones y pérdidas por deterioro de activos no financieros en el periodo enero-septiembre de 2026 han ascendido a 1.588 millones de euros, con un au-

mento de 56 millones de euros (+3,7 %) en comparación con el mismo periodo de 2025 que corresponde, entre otros aspectos, a:

Amortizaciones y pérdidas por deterioro	Variación	
Gasto por Amortización		
Plantas Renovables	▲ 32 millones de euros	Mayor gasto por amortizaciones debido a la puesta en explotación de activos renovables, en línea con la ejecución del plan de inversiones de la Compañía y los objetivos de crecimiento de la capacidad de generación renovable.
Red de Distribución y otros	▲ 34 millones de euros	Mayor gasto por amortización como consecuencia, principalmente, de la entrada en servicio de las inversiones ejecutadas en la red de distribución, orientadas a optimizar su funcionamiento y reforzar su capacidad, fiabilidad y eficiencia.
Central Nuclear de Almaraz	▼ 3 millones de euros	Con efecto desde 1 de septiembre de 2026 se ha modificado la vida útil de los Grupos I y II de la Central Nuclear de Almaraz (Cáceres) como consecuencia de la ampliación del plazo de explotación de dicha central hasta el 8 de junio de 2030 (véase Apartado 9 de este Informe de Gestión Consolidado).
Pérdidas por Deterioro		
Proyectos de Plantas Renovables	▼ 9 millones de euros	En los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 se han registrado dotaciones y reversiones de pérdidas por deterioro de diversos proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas por importe total de 16 millones de euros y 25 millones de euros, respectivamente (12 millones de euros y 24 millones de euros netos de efecto fiscal), como consecuencia, principalmente, de la evolución de las autorizaciones administrativas asociadas a los mismos, así como de las actuaciones de gestión y optimización de la cartera de activos, incluyendo determinados procesos de venta y rotación de proyectos. En el periodo enero-septiembre de 2026 destaca, entre otros aspectos, la readaptación de determinados desarrollos vinculados al Nudo Mudéjar.

Pérdidas por deterioro de activos financieros

Durante el periodo enero-septiembre de 2026 el detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado es el siguiente:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Dotación Pérdidas por Deterioro	295	317	(22)	(6,9)
Dotación Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes	295	317	(22)	(6,9)
Dotación Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros	—	—	—	Na
Reversión Pérdidas por Deterioro	(154)	(170)	16	(9,4)
Reversión Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes	(154)	(170)	16	(9,4)
Reversión Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros	—	—	—	Na
TOTAL	141	147	(6)	(4,1)

En el periodo enero-septiembre de 2026, las pérdidas netas por deterioro de activos financieros han ascendido a 141 millones de euros y corresponden a la dotación de pérdidas netas por deterioro de cuentas a cobrar procedentes de contratos con clientes.

Durante el periodo enero-septiembre de 2026, se ha registrado una menor dotación neta que en el periodo enero-septiembre de 2025, por importe de 6 millones de euros. Su evolución es debida principalmente, a la mejora en el comportamiento crediticio de los clientes tanto en el segmento *Business to Business* (B2B) como *Business to Consumer* (B2C), impulsada, entre otros, por una gestión más eficiente de los procesos de recuperación de impagos.

6.2.3. Resultado financiero neto

El resultado financiero neto en los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 ha sido negativo por importe de 196 millones de euros y 274 millones de euros, respectivamente.

A continuación, se presenta el detalle del resultado financiero neto del periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior:

Millones de Euros	Resultado Financiero Neto ⁽¹⁾			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Gasto Financiero Neto	(190)	(282)	92	(32,6)
Ingreso Financiero	134	53	81	152,8
Gasto Financiero	(323)	(341)	18	(5,3)
Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados	(1)	6	(7)	(116,7)
Diferencias de Cambio Netas	(6)	8	(14)	(175,0)
TOTAL	(196)	(274)	78	(28,5)

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

Gasto financiero neto

En el periodo enero-septiembre de 2026, el gasto financiero neto ha ascendido a 190 millones de euros, 92 millones de euros inferior al del mismo periodo del ejercicio anterior.

Para analizar la evolución del gasto financiero neto durante el periodo enero-septiembre de 2026 hay que tener en consideración los siguientes efectos:



Millones de Euros	Gasto Financiero Neto ⁽¹⁾			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Gastos Netos por Instrumentos Financieros a Coste Amortizado ⁽²⁾	(273)	(261)	(12)	4,6
Ingresos por Activos Financieros a Coste Amortizado	6	9	(3)	(33,3)
Gastos por Pasivos Financieros a Coste Amortizado	(279)	(270)	(9)	3,3
Intereses de Demora de Procesos Judiciales	101	29	72	248,3
Costes por Ejecución de Avals de Renovables	22	2	20	1.000,0
Actualización de Provisiones por Planes de Reestructuración de Plantilla, Desmantelamiento de Instalaciones y Deterioro de Valor de los Activos Financieros conforme a la NIIF 9 «Instrumentos Financieros»	(30)	(39)	9	(23,1)
Comisiones de Operaciones de Factoring	(9)	(16)	7	(43,8)
Otros	(1)	3	(4)	Na
Ingresos y Gastos por Activos y Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados	—	(5)	5	(100,0)
Ingresos y Gastos Financieros por Instrumentos Financieros Derivados Asociados a Deuda	(1)	6	(7)	Na
Otros Gastos Financieros Netos	—	2	(2)	(100,0)
TOTAL	(190)	(282)	92	(32,6)

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽²⁾ Incluye ingresos financieros asociados a garantías financieras registradas en activo por importe de 3 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2026 (5 millones de euros en el mismo periodo de 2025). No se han registrado gastos financieros asociados a garantías financieras registradas en pasivo.

La evolución de estos costes netos en el periodo enero-septiembre de 2026 ha sido la siguiente:

Gasto Financiero Neto	Variación	
Gastos Netos por Instrumentos a Coste Amortizado	▲ 12 millones de euros (+4,6 %)	El gasto financiero neto ha aumentado, como consecuencia, entre otros aspectos, del aumento de la deuda financiera media bruta entre ambos periodos que ha evolucionado desde 10.916 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025 a 11.627 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2026 compensado, parcialmente, por el menor coste de la deuda financiera bruta, que ha pasado de un 3,3 % a un 3,2 %, respectivamente, de acuerdo con la evolución de los tipos de interés en ambos periodos.
Intereses de Demora de Procesos Judiciales	▼ 72 millones de euros (+248,3 %)	En los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 se han registrado intereses de demora por importe de 101 millones de euros y 29 millones de euros, respectivamente, asociados a resoluciones administrativas y judiciales favorables relacionadas con la retribución de la actividad de distribución y de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP), así como a procedimientos tributarios y otros procedimientos vinculados al marco fiscal aplicable a las actividades de la Compañía.
Costes por Ejecución de Avals de Renovables	▼ 20 millones de euros (+1.000,0 %)	Durante los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 se ha reconocido la reversión de los costes previamente registrados asociados a avales constituidos para determinados proyectos renovables por importe de 22 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente. Esta reversión obedece principalmente a la venta de dichos proyectos y a la consiguiente recuperación de las garantías otorgadas.

Diferencias de cambio netas

En el periodo enero-septiembre de 2026, las diferencias de cambio netas han ascendido a 6 millones de euros, negativas (8 millones de euros, positivas, en el periodo enero-septiembre de 2025).

La variación es debida, fundamentalmente, al impacto sobre la deuda financiera asociada a los pasivos por arrendamiento reconocidos en relación con los contratos de fletamento de buques para el transporte de gas natural licuado (GNL) de la evolución del tipo de cambio euro/dólar estadounidense (EUR/USD) en los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025.

6.2.4. Resultado neto de sociedades por el método de la participación

En los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 el resultado neto de sociedades por el método de la participación ha ascendido a 9 millones de euros y 35 millones de euros, respectivamente, siendo el detalle el siguiente:

Millones de Euros	Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Sociedades Asociadas	(1)	19
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.	—	20 ⁽¹⁾
Cogenio Iberia, S.L.	—	(1)
Endesa X Way, S.L.	(2)	(4)
Otras	1	4
Negocios Conjuntos	10	16
Tejo Energia-Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A.	—	8
Nuclenor, S.A.	4 ⁽²⁾	—
Otros	6	8
TOTAL	9	35

⁽¹⁾ Incluye el resultado neto generado, en la fecha de la toma de control, como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 37,5 % de Compañía Eólica de Tierras Altas, S.A. («CETASA») por importe de 19 millones de euros.

⁽²⁾ En el periodo enero-septiembre de 2026, Nuclenor, S.A. ha reconocido una reversión parcial del coste registrado en ejercicios anteriores para atender sus compromisos futuros con el personal activo y pasivo, como consecuencia de la activación de la primera prórroga de los servicios de colaboración prestados a Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. S.M.E. (Enresa) en relación con la operación, mantenimiento, desmantelamiento y clausura de la Central Nuclear de Santa María de Garoña, circunstancia que ha supuesto una actualización de las estimaciones consideradas previamente.

6.2.5. Impuesto sobre Sociedades

En el periodo enero-septiembre de 2026 el gasto por Impuesto sobre Sociedades ha ascendido a 647 millones de euros, con un aumento de 84 millones de euros (+14,9 %) respecto del importe registrado en el periodo enero-septiembre de 2025.

Para analizar los principales aspectos que explican la evolución de la tasa efectiva de los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 hay que tener en consideración los siguientes efectos:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026		Enero-septiembre 2025	
	Estado del Resultado	Tasa Efectiva (%)	Estado del Resultado	Tasa Efectiva (%)
Resultado Contable Antes de Impuestos	2.661		2.306	
Impuesto sobre Sociedades	647	24,3	563	24,4
Impacto de las sucursales de Endesa en Portugal, Francia y Alemania	(6)		(3)	
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	28		22	
Limitación en la Exención de Dividendos	(13)		(13)	
Impuesto sobre Sociedades sin Tener en Consideración los Efectos Anteriores	656	24,7	569	24,7



7. Análisis patrimonial y financiero

7.1. Capital invertido neto

A 30 de septiembre de 2026 el detalle de la composición y evolución en el capital invertido neto de Endesa es como sigue:

Millones de Euros	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	Diferencia
Activo no Corriente Neto:			
Inmovilizado Material y Activo Intangible	25.363	25.256	107
Fondo de Comercio	607	607	—
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	283	280	3
Resto Activos/(Pasivos) no Corrientes Netos	(4.415)	(4.069)	(346)
Total Activo no Corriente Neto ⁽¹⁾	21.838	22.074	(236)
Capital Circulante Neto:			
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	4.770	4.125	645
Existencias	2.518	2.050	468
Resto Activos/(Pasivos) Corrientes Netos	(978)	(64)	(914)
Proveedores y otros Acreedores	(4.925)	(4.932)	7
Total Capital Circulante Neto ⁽¹⁾	1.385	1.179	206
Capital Invertido Bruto ⁽¹⁾	23.223	23.253	(30)
Provisiones y Activos y Pasivos por Impuesto Diferido:			
Provisiones por Prestaciones al Personal	(244)	(232)	(12)
Otras Provisiones	(3.326)	(3.523)	197
Activos y Pasivos por Impuesto Diferido	377	210	167
Total Provisiones y Activos y Pasivos por Impuesto Diferido	(3.193)	(3.545)	352
Activos Netos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	13	(13)
Capital Invertido Neto ⁽¹⁾	20.030	19.721	309
Patrimonio Neto ⁽²⁾	8.843	9.611	(768)
Deuda Financiera Neta ^{(1) (3)}	11.187	10.110	1.077

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽²⁾ Véase Apartado 7.3 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽³⁾ Véase Apartado 7.2 de este Informe de Gestión Consolidado.

A 30 de septiembre de 2026 el capital invertido bruto asciende a 23.223 millones de euros y su evolución en el periodo enero-septiembre de 2026 recoge, entre otros aspectos, los siguientes efectos:

Epígrafe	Variación	
Inmovilizado Material y Activo Intangible	▲ 107 millones de euros (+0,4 %)	La variación es consecuencia, principalmente, de la adquisición de Energía Colectiva, S.L.U. en el periodo enero-septiembre de 2026, operación que ha supuesto un incremento en el epígrafe de «Activo Intangible» de 117 millones de euros (véase Apartado 5.1 de este Informe de Gestión Consolidado).
Instrumentos Financieros Derivados de Activo	▲ 1.974 millones de euros (+58,2 %)	La variación entre ambos periodos obedece a la evolución de la valoración y liquidación de derivados de electricidad y, fundamentalmente, de gas en un contexto de elevada volatilidad en los mercados energéticos (véase Apartado 4 de este Informe de Gestión Consolidado).
Instrumentos Financieros Derivados de Pasivo	▲ 2.826 millones de euros (+75,3 %)	
Existencias	▲ 468 millones de euros (+22,8 %)	El incremento de existencias es consecuencia, entre otros aspectos, de la compra de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) y de las garantías de origen y otros certificados ambientales en el periodo enero-septiembre de 2026 por importe total de 1.001 millones de euros, compensada, parcialmente, por la redención de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) y de las garantías de origen y otros certificados ambientales por importe de 848 millones de euros así como del aumento del valor de las existencias de combustibles, principalmente gas y fuel, debido a la evolución de precios de las <i>commodities</i> (véase Apartado 4 de este Informe de Gestión Consolidado).
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	▲ 265 millones de euros (+55,9 %)	El aumento de los derechos de cobro por compensaciones de los sobrecostos de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) reconocidas conforme a la normativa aplicable como consecuencia de la evolución del precio del mercado mayorista de electricidad y del coste de las materias primas energéticas.

A 30 de septiembre de 2026 el capital invertido neto asciende a 20.030 millones de euros y su evolución en el periodo enero-septiembre de 2026 incluye, de una par-

te, la variación del capital invertido bruto por importe de 30 millones de euros y, de otra parte, los aspectos que se detallan a continuación:

Epígrafe	Variación	
Otras Provisiones	▼ 197 millones de euros (+5,6 %)	La evolución es consecuencia, fundamentalmente, del efecto neto de: - La dotación de la provisión para cubrir el coste de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) y de las garantías de origen y otros certificados ambientales por importe de 674 millones de euros, parcialmente compensada por la redención por importe de 848 millones de euros. - La dotación de 202 millones de euros asociada al Plan de Transformación de Endesa, destinado a optimizar el modelo operativo, acelerar la digitalización y reforzar la eficiencia y competitividad de la Sociedad. Este efecto se ha visto parcialmente compensado por pagos de 98 millones de euros relacionados con planes de reestructuración de plantilla.
Activos y Pasivos por Impuesto Diferido	▼ 167 millones de euros (+79,5 %)	La variación es consecuencia, fundamentalmente, de la evolución del epígrafe «Ajustes por Cambio de Valor» incluido en el Patrimonio Neto que recoge, entre otros, el valor razonable de las operaciones de derivados de cobertura contable de flujos de efectivo.
Activos Netos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	▼ 13 millones de euros (-100,0 %)	- Con fecha 29 de septiembre de 2026 Endesa Generación, S.A.U. ha formalizado la compraventa de la finca situada en San Roque (Cádiz) por importe de 5 millones de euros, sin impacto en el resultado del periodo. - Asimismo, en el periodo enero-septiembre de 2026, Endesa ha reclasificado desde el epígrafe «Activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas» al epígrafe «Inversiones inmobiliarias» un activo por importe de 8 millones de euros correspondiente a la finca resultante del Proyecto de Cooperación de la Unidad de Ejecución 71-03, Sector Llevant Fajana Marítima, que había sido clasificada originalmente como activo no corriente mantenido para la venta y que ha dejado de cumplir los requisitos para mantener dicha clasificación..



7.2. Gestión financiera

La gestión financiera de Endesa tiene como principales objetivos, teniendo en consideración, entre otros, el entorno macroeconómico descrito en el Apartado 4.1 de este Informe de Gestión Consolidado, mantener una posición de liquidez adecuada optimizando su coste, gestionar un perfil de vencimientos de la deuda financiera equilibrado que facilite un acceso eficiente a las fuentes de financiación más competitivas, y minimizar la exposición a las fluctuaciones de los tipos de interés a lo largo del ciclo económico.

En el corto plazo, Endesa asegura su posición de liquidez mediante el mantenimiento de un volumen suficien-

te de recursos financieros inmediatamente disponibles, incluyendo efectivo y equivalentes al efectivo, depósitos a corto plazo, líneas de crédito comprometidas y disponibles de manera incondicional e irrevocable, así como, en su caso, otros activos líquidos, cuando resulte necesario.

En línea con estos objetivos, Endesa ha formalizado durante el periodo enero-septiembre de 2026 una serie de operaciones financieras destinadas a reforzar y preservar su posición de liquidez y que se describen en el Apartado 7.2.2 de este Informe de Gestión Consolidado.

7.2.1. Deuda financiera

Deuda financiera bruta y neta

A 30 de septiembre de 2026, la deuda financiera neta de Endesa se ha situado en 11.187 millones de euros, con un aumento de 1.077 millones de euros (+10,7 %) respecto a la existente a 31 de diciembre de 2025.

A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, la conciliación de la deuda financiera bruta y neta de Endesa es la siguiente:

Millones de Euros	Conciliación de la Deuda Financiera			
	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	Diferencia	% Var.
Deuda Financiera no Corriente	7.911	9.422	(1.511)	(16,0)
Deuda Financiera Corriente	3.994	1.005	2.989	297,4
Deuda Financiera Bruta ⁽¹⁾ ⁽²⁾	11.905	10.427	1.478	14,2
Derivados de Deuda Registrados en Pasivo	12	17	(5)	(29,4)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(67)	(195)	128	(65,6)
Derivados de Deuda Registrados en Activo	(42)	(34)	(8)	23,5
Garantías Financieras Registradas en Activo	(621)	(105)	(516)	491,4
Deuda Financiera Neta ⁽¹⁾	11.187	10.110	1.077	10,7

⁽¹⁾ A 30 de septiembre de 2026 el importe de la Deuda Financiera Bruta que contiene cláusulas vinculadas a indicadores alineados a actividades contempladas en el Reglamento de la Taxonomía de la Unión Europea (UE) asciende a 3.580 millones de euros (30 % sobre el total de deuda). Adicionalmente la Compañía tiene negociadas operaciones financieras por importe de 7.046 millones de euros (59 % sobre la deuda financiera bruta) que incluyen cláusulas vinculadas al cumplimiento de objetivos de Sostenibilidad que no se han considerado en el cálculo anterior al no estar específicamente referenciadas a indicadores de alineamiento con la Taxonomía de la Unión Europea (UE).

⁽²⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

La evolución de la deuda financiera bruta durante el periodo recoge, entre otros aspectos:

Aspectos	Variación	
Dividendo	▼ 1.629 millones de euros	• El pago del dividendo total por un importe de 1.584 euros brutos por acción con derecho a dividendo lo que ha supuesto un desembolso de 1.629 millones de euros (véase Apartado 10.2 de este Informe de Gestión Consolidado).
Acciones Propias	▼ 872 millones de euros	• La adquisición de acciones propias relativas al «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias» (véase Apartado 7.3.1 de este Informe de Gestión Consolidado).
Adquisición de Energía Colectiva, S.L.U.	▼ 71 millones de euros	• La formalización de la adquisición de Energía Colectiva, S.L.U. con fecha 30 de enero de 2026, ha supuesto una salida neta de efectivo de 71 millones de euros (véase Apartado 5.1 de este Informe de Gestión Consolidado).

Estos efectos han sido parcialmente compensados por la sólida generación de caja de las actividades de la Compañía durante el periodo.

Estructura

A continuación, se incluye el detalle de la estructura de la deuda financiera bruta de Endesa a 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025:

Millones de Euros	Estructura de la Deuda Financiera Bruta ⁽¹⁾			
	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	Diferencia	% Var.
Euro	11.761	10.268	1.493	14,5
Dólar Estadounidense (USD)	144	159	(15)	(9,4)
TOTAL	11.905	10.427	1.478	14,2
Tipo de Interés Fijo	6.476	6.534	(58)	(0,9)
Tipo de Interés Variable	5.429	3.893	1.536	39,5
TOTAL	11.905	10.427	1.478	14,2
Vida Media (n.º de años) ⁽¹⁾	3,4	3,3	—	—
Coste Medio (%) ⁽¹⁾	3,2	3,3	—	—

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

A 30 de septiembre de 2026 la deuda financiera bruta a tipo fijo es un 54 % mientras que el 46 % restante corresponde a tipo variable. A dicha fecha, el 99 % de la deuda financiera bruta está denominada en euros.

Vencimientos

A 30 de septiembre de 2026, el desglose del valor nominal de la deuda financiera bruta por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros	Valor Contable 30 de septiembre de 2026	Valor Nominal		Vencimientos Totales					
		Corriente	No Corriente	2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	1.070	1.061	12	809	252	—	—	—	12
Deudas con Entidades de Crédito	6.456	1.187	5.279	238	1.335	2.131	300	356	2.106
Otras Deudas Financieras	4.379	1.757	2.624	39	1.740	1.958	73	65	506
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	832	90	742	23	89	83	71	65	501
Otras	3.547	1.667	1.882	16	1.651	1.875	2	—	5
TOTAL	11.905	4.005	7.915	1.086	3.327	4.089	373	421	2.624

7.2.2. Otros aspectos

Principales operaciones financieras

Durante el periodo enero-septiembre de 2026, las principales operaciones financieras realizadas han sido las siguientes:

- Endesa, S.A. ha prorrogado por un año adicional su programa de emisión de pagarés denominado «Endesa, S.A. SDG 13 Euro Commercial Paper Programme» (ECP), el cual fue formalizado el 9 de mayo de 2024 por un im-

porte total de 5.000 millones de euros y con una duración prevista de 5 años, sujeta a renovaciones anuales. Este Programa incorpora objetivos de Sostenibilidad. A 30 de septiembre de 2026, el saldo vivo nominal asociado a dicho programa asciende a 1.061 millones de euros.

- Otras operaciones financieras.



Millones de Euros				
Operaciones	Contraparte	Fecha de Firma	Fecha de Vencimiento	Importe
Préstamo ^{(1) (4)}	Banco Europeo de Inversiones (BEI)	29 de septiembre de 2025	7 de enero de 2041	150
Préstamo ^{(1) (4)}	Fondo de Resiliencia Autonómica-Banco Europeo de Inversiones (BEI)	29 de septiembre de 2025	19 de enero de 2041	500
Préstamo ^{(2) (4)}	Banco Europeo de Inversiones (BEI)	25 de marzo de 2026	2041	350
Préstamo ^{(2) (4)}	Fondo de Resiliencia Autonómica-Banco Europeo de Inversiones (BEI)	23 de julio de 2026	2041	145
Préstamo ^{(2) (4)}	Banco Europeo de Inversiones (BEI)	15 de septiembre de 2026	2041	100
Préstamo ^{(3) (4)}	Cajamar	24 de julio de 2026	25 de julio de 2033	275
Préstamo ⁽³⁾	Unicaja	29 de septiembre de 2026	29 de septiembre de 2031	175
TOTAL				1.695

⁽¹⁾ Los desembolsos tuvieron lugar los días 7 y 19 de enero de 2026, respectivamente.

⁽²⁾ Préstamos pendientes de desembolso a 30 de septiembre de 2026.

⁽³⁾ Préstamos parcialmente desembolsados a 30 de septiembre de 2026 correspondientes a Cajamar y Unicaja por importes de 28 millones de euros y 50 millones de euros, respectivamente.

⁽⁴⁾ Operaciones financieras que cumplen con el alineamiento de las actividades del Reglamento de Taxonomía de la Unión Europea (UE).

Liquidez

A 30 de septiembre de 2026, la liquidez de Endesa asciende a 6.854 millones de euros (6.980 millones de euros a 31 de diciembre de 2025) y presenta el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros	Liquidez			
	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	Diferencia	% Var.
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	67	195	(128)	(65,6)
Líneas de Crédito Disponibles de Forma Incondicional y Préstamos no Desembolsados ⁽¹⁾	6.787	6.785	2	0,0
TOTAL	6.854	6.980	(126)	(1,8)
Cobertura de Vencimientos de Deuda (n.º de meses) ⁽²⁾	17	26	—	—

⁽¹⁾ A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, las líneas de crédito comprometidas e irrevocables disponibles con Enel Finance International N.V. ascendían a 2.500 millones de euros.

⁽²⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

A 30 de septiembre de 2026 Endesa presenta un fondo de maniobra negativo por importe de 2.930 millones de euros. El importe disponible en líneas de crédito a largo plazo garantiza que Endesa pueda obtener recursos financieros suficientes para continuar sus operaciones, realizar sus activos y liquidar sus pasivos por los impor-

tes que figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

Endesa cuenta con una situación financiera sólida y líneas de crédito incondicionales contratadas con entidades de primer nivel disponibles por importes significativos.

Estipulaciones financieras

La información referente a estipulaciones financieras a las que están sujetas determinadas sociedades filiales de Endesa se describe en la Nota 42.4.3 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

A 30 de septiembre de 2026, ni Endesa, S.A. ni ninguna de sus filiales se encuentran en situación de incumplimien-

to de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Los Administradores de Endesa consideran que la existencia de estas cláusulas no modifica la clasificación de la deuda entre corriente y no corriente que recoge el Estado de Situación Financiera Consolidado a 30 de septiembre de 2026.

7.3. Gestión de capital

Durante el periodo enero-septiembre de 2026, Endesa ha seguido la misma política de gestión de capital que la descrita en la Nota 36.1.12 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

A la fecha de aprobación de este Informe de Gestión Consolidado, Endesa, S.A. no tiene ningún compromiso respecto a la obtención de recursos mediante fuentes de financiación propia.

7.3.1. Patrimonio neto

A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	7.790	8.522
Capital Social	1.250	1.271
Prima de Emisión	89	89
Reserva Legal	254	254
Otras Reservas	529	510
(Acciones en Patrimonio Propias)	(956)	(529)
Beneficio Retenido	7.475	7.583
Dividendo a Cuenta	—	(519)
Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	3	5
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales	(169)	(156)
Ajustes por Cambio de Valor	(685)	14
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos no Realizados	(685)	14
Total Patrimonio Neto de las Participaciones no Dominantes	1.053	1.089
TOTAL PATRIMONIO NETO	8.843	9.611

El epígrafe «Ajustes por Cambio de Valor» incluido en el Patrimonio Neto recoge, entre otros, el valor razonable de las operaciones de derivados de cobertura contable de flujos

de efectivo, principalmente de gas, contratadas por Endesa que todavía no se han reclasificado al resultado del periodo porque la transacción prevista cubierta no ha tenido lugar.

Acciones en patrimonio propias

La información relativa al «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias» así como a los «Planes de Incentivo Estratégico» de Endesa se detalla en las Notas 36.1.8 y

48.3.5 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

Programa Marco de Recompra de Acciones Propias

Tercer tramo

Con fecha 27 de febrero de 2026 Endesa, S.A. ha finalizado el tercer tramo de dicho Programa de conformidad con los términos y condiciones establecidos con la entidad financiera encargada de su ejecución.

A 30 de septiembre de 2026 el número total de acciones adquiridas en el marco de este tercer tramo ha ascendido a 4.040.753 acciones por un valor de 122 millones de euros, de las cuales, a esa fecha, permanecen la totalidad de las mismas en poder de la Sociedad Dominante.



Amortización del segundo tramo, aprobación y ejecución del cuarto y quinto tramo, y aprobación del sexto tramo

Con fecha 20 de febrero de 2026 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. ha aprobado el cuarto tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias», y acordó asimismo la ejecución de la reducción de capital asociada al segundo tramo de dicho Programa:

- El acuerdo de reducción de capital social aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. celebrada el pasado 29 de abril de 2025, se ha ejecutado en la cuantía de 20.409.079 euros, mediante la amortización de las 17.007.566 acciones propias, de 1,2 euros de valor nominal cada una, adquiridas en el segundo tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias».

Como consecuencia de lo anterior el capital social de Endesa, S.A. resultante tras la amortización de las indicadas acciones ha quedado fijado en 1.250.093.461,20 euros, representado por 1.041.744.551 acciones de 1,2 euros de valor nominal cada una, todas ellas pertenecientes a la misma clase y serie.

- En el marco del cuarto tramo del Programa, aprobado por un importe monetario máximo de 500 millones de euros, en el periodo enero-septiembre de 2026 Endesa, S.A. ha adquirido 13.965.554 acciones propias de la Sociedad Dominante por importe de 500 millones de euros, de las cuales, a 30 de septiembre de 2026, permanecen la totalidad de las mismas en poder de la Sociedad Dominante. La fecha de finalización del cuarto tramo ha sido el 24 de junio de 2026.

Con fecha 24 de marzo de 2026 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. ha aprobado el quinto tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias»:

- El quinto tramo corresponde al Programa Temporal de Recompra de Acciones de acuerdo con el plan de entrega de acciones para los empleados («Programa de Retribución Flexible en Acciones»). El número máximo de acciones a adquirir en el quinto tramo se fijó en 703.000 acciones, por un importe máximo de 17 millones de euros.

La ejecución de este tramo ha estado comprendida entre el 1 de abril y el 9 de abril de 2026, periodo en el que Endesa, S.A. ha adquirido 466.093 acciones propias de la Sociedad Dominante por importe de 17 millones de euros. Una vez finalizada la ejecución de este quinto tramo, a partir del 10 de abril de 2026 se reanudó la ejecución del cuarto tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias».

Con fecha 23 de junio de 2026 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. ha aprobado el sexto tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias»:

- En el marco del sexto tramo del Programa, aprobado por un importe monetario máximo de 500 millones de euros, en el periodo enero-septiembre de 2026 Endesa, S.A. ha adquirido 7.939.279 acciones propias de la Sociedad Dominante por importe de 329 millones de euros, de las cuales, a 30 de septiembre de 2026, permanecen la totalidad de las mismas en poder de la Sociedad Dominante. El sexto tramo continúa en ejecución durante el tercer trimestre de 2026, siendo su fecha máxima de finalización el 27 de noviembre de 2026.

Acciones propias adquiridas y amortizadas en el marco del Programa de Recompra relativas al Plan para reducción de Capital Social y acciones adquiridas y entregadas a empleados correspondientes al «Programa de Retribución Flexible en Acciones»

De acuerdo con lo anterior, a 30 de septiembre de 2026 el número de acciones adquiridas, amortizadas y/o entregadas en el marco del Programa de Recompra, de los tramos

relacionados con el Plan para Reducción de Capital Social y el «Programa de Retribución Flexible en Acciones» es como sigue:

Tramo	Fecha de Aprobación	Fecha de Finalización	N.º de Acciones Adquiridas	N.º de Acciones Amortizadas / Entregadas	N.º de Acciones Adquiridas en Poder de la Sociedad Dominante a 30 de septiembre de 2026
Primer Tramo	26 de marzo de 2025	4 de abril de 2025	698.426	698.425 ⁽¹⁾	1
Segundo Tramo	8 de abril de 2025	13 de octubre de 2025	17.007.566	17.007.566 ⁽²⁾	—
Tercer Tramo	13 de octubre de 2025	27 de febrero de 2026	4.040.753	—	4.040.753
Cuarto Tramo	20 de febrero de 2026	24 de junio de 2026	13.965.554	—	13.965.554
Quinto Tramo	24 de marzo de 2026	9 de abril de 2026	466.093	463.637 ⁽¹⁾	2.456
Sexto Tramo	23 de junio de 2026	27 de noviembre de 2026 ⁽³⁾	7.939.279	—	7.939.279
TOTAL			44.117.671	18.169.628	25.948.043

⁽¹⁾ Corresponde a la entrega de acciones a los empleados correspondientes al «Programa de Retribución Flexible en Acciones».

⁽²⁾ Corresponde a la amortización de acciones adquiridas del segundo tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias».

⁽³⁾ Fecha máxima de finalización.

Planes de Incentivo Estratégico

Endesa, S.A. tiene acciones en autocartera con el objetivo de dar cobertura a los Planes de Retribución variable a largo plazo vigentes que incluyen como parte del pago del Incentivo Estratégico la entrega de acciones (véase Notas 36.1.8 y 48.3.5 de la Memoria de las Cuentas Anuales

Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025).

La compra de estas acciones se ha llevado a cabo mediante Programas Temporales de Recompra de Acciones.

Acciones propias de Endesa, S.A.

A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025, las acciones propias de Endesa, S.A. son las siguientes:

	N.º de Acciones	Valor Nominal (Euros/Acción)	Porcentaje sobre el Capital Social (%)	Precio Medio de Adquisición (Euros/Acción)	Coste Total de Adquisición (Euros)
Acciones Propias a 30 de septiembre de 2026	26.079.640	1,2	2,5035	36,65	955.944.181
Planes de Incentivo Estratégico	128.857	1,2	0,0124	19,17	2.470.199
Planes de Retribución Flexible en Acciones	5.197	1,2	0,0005	27,71	144.034
Plan para Reducción de Capital Social	25.945.586	1,2	2,4906	36,74	953.329.948
Acciones Propias a 31 de diciembre de 2025	19.947.873	1,2	1,88409	26,50	528.674.223
Planes de Incentivo Estratégico	168.680	1,2	0,01593	19,25	3.246.801
Planes de Retribución Flexible en Acciones	2.741	1,2	0,00026	19,14	52.450
Plan para Reducción de Capital Social	19.776.452	1,2	1,86790	26,57	525.374.972

7.3.2. Apalancamiento

El nivel de apalancamiento consolidado se define como un indicador de seguimiento de la situación financiera, cuyo dato a 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Millones de Euros	Apalancamiento		% Var.
	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	
Deuda Financiera Neta:	11.187	10.110	10,7
Deuda Financiera no Corriente	7.911	9.422	(16,0)
Deuda Financiera Corriente	3.994	1.005	297,4
Derivados de Deuda Registrados en Pasivo	12	17	(29,4)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	(67)	(195)	(65,6)
Derivados de Deuda Registrados en Activo	(42)	(34)	23,5
Garantías Financieras Registradas en Activo	(621)	(105)	491,4
Patrimonio Neto:	8.843	9.611	(8,0)
De la Sociedad Dominante	7.790	8.522	(8,6)
De las Participaciones no Dominantes	1.053	1.089	(3,3)
Apalancamiento (%) ⁽¹⁾	126,51	105,19	Na

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.



7.3.3. Indicadores financieros

Indicadores Financieros ⁽¹⁾	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025
Ratio de Liquidez	0,80	0,93
Ratio de Solvencia	0,90	0,98
Ratio de Endeudamiento (%)	55,85	51,27
Ratio de Cobertura de la Deuda	1,83	1,76
Deuda Financiera Neta / Activos Fijos (%)	43,06	39,08
Deuda Financiera Neta / Fondos Procedentes de las Operaciones	2,01 ⁽²⁾	2,22
(Fondos Procedentes de Operaciones + Gastos por Intereses) / Gastos por Intereses ⁽³⁾	21,03	15,62

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽²⁾ Fondos Procedentes de Operaciones de los últimos 12 meses.

⁽³⁾ Corresponde a los periodos enero-septiembre de 2026 y enero-septiembre de 2025, respectivamente.

7.4. Gestión de la calificación crediticia

Los *rating* de calificación crediticia de Endesa presentan el siguiente detalle:

	Calificación Crediticia						
	30 de septiembre de 2026 ⁽¹⁾				31 de diciembre de 2025 ⁽¹⁾		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Fecha de Último Informe	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Positiva	17 de marzo de 2026	BBB	A-2	Positiva
Moody's	Baa1	P-2	Estable	20 de mayo de 2026	Baa1	P-2	Estable
Fitch	BBB+	F2	Estable	19 de mayo de 2026	BBB+	F2	Estable

⁽¹⁾ A las respectivas fechas de aprobación del Informe de Gestión Consolidado.

La calificación crediticia de Endesa se encuentra condicionada por la de su empresa matriz, Enel, de acuerdo con las metodologías aplicables por las principales agencias de *rating*. A la fecha de aprobación de este Informe de Gestión Consolidado, la calificación crediticia de Endesa se sitúa dentro de la categoría *investment grade* según todas las agencias de calificación.

Endesa trabaja de forma continuada para mantener su calificación crediticia en niveles de *investment grade*, con el objetivo de acceder de manera eficiente a los mercados de capitales y a la financiación bancaria, así como de obtener condiciones competitivas en relación con los principales proveedores y contrapartes financieras.

7.5. Flujos de efectivo

A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes presenta el siguiente detalle (véase Apartado 7.2 de este Informe de Gestión Consolidado):

Millones de Euros	Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes			
	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	Diferencia	% Var.
Efectivo en Caja y Bancos	67	145	(78)	(53,8)
Otros Equivalentes de Efectivo ⁽¹⁾	—	50	(50)	(100,0)
TOTAL	67	195	(128)	(65,6)

⁽¹⁾ Incluye los depósitos formalizados a fecha de cierre que devengan un tipo de interés de mercado.

En los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025, los flujos netos de efectivo de Endesa, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros	Estado de Flujos de Efectivo			
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3.467	3.437	30	0,9
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(2.374)	(2.258)	(116)	5,1
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(1.221)	(1.823)	602	(33,0)

En el periodo enero-septiembre de 2026, los flujos de efectivo generados por las actividades de explotación (3.467 millones de euros) y la reducción de efectivo y otros medios líquidos equivalentes (128 millones de euros) han

permitido atender los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión (2.374 millones de euros) así como los pagos netos derivados de las actividades de financiación (1.221 millones de euros).

7.5.1. Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación

En el periodo enero-septiembre de 2026, los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación han ascendido a 3.467 millones de euros, positivos

(3.437 millones de euros, positivos, en el periodo enero-septiembre de 2025) y presentan el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Resultado Bruto Antes de Impuestos	2.661	2.306	355	15,4
Ajustes del Resultado:	2.719	2.343	376	16,0
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	1.729	1.679	50	3,0
Otros Ajustes del Resultado (Neto)	990	664	326	49,1
Cambios en el Capital Corriente:	(1.458)	(429)	(1.029)	239,9
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	(140)	726	(866)	(119,3)
Existencias	(1.316)	(689)	(627)	91,0
Activos Financieros Corrientes ⁽¹⁾	(153)	(41)	(112)	273,2
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes ⁽²⁾	151	(425)	576	Na
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:	(455)	(783)	328	(41,9)
Cobro de Intereses	117	27	90	333,3
Cobro de Dividendos	1	5	(4)	(80,0)
Pagos de Intereses ⁽³⁾	(235)	(252)	17	(6,7)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades	(139)	(415)	276	(66,5)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación ⁽⁴⁾	(199)	(148)	(51)	34,5
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	3.467	3.437	30	0,9

⁽¹⁾ En el periodo enero-septiembre de 2026 incluye los menores cobros por compensaciones por los sobrecostos de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) (171 millones de euros), junto con los mayores cobros del déficit de tarifa (10 millones de euros) y por la retribución a la inversión en energías renovables (49 millones de euros).

⁽²⁾ Incluye deuda comercial descontada con las entidades financieras para la gestión de pago a proveedores (confirming) por importe de 47 millones de euros (42 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025).

⁽³⁾ Incluye pagos de intereses de deuda financiera por derechos de uso por importe de 33 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2026 (32 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025).

⁽⁴⁾ Corresponde a pagos de provisiones.

Durante el periodo enero-septiembre de 2026 Endesa ha continuado también con su política activa de gestión del activo circulante y pasivo circulante, enfocada, entre

otros aspectos, en la mejora de procesos, la factorización de cobros y acuerdos de alargamiento de plazos de pago con proveedores.



7.5.2. Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión

Durante el periodo enero-septiembre de 2026 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión han ascendido a 2.374 millones de euros (2.258 millones

de euros aplicados en el periodo enero-septiembre de 2025) y recogen, entre otros aspectos:

Pagos y cobros de efectivo aplicados a la adquisición de inmovilizado material y activo intangible

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	(1.574)	(1.321)
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales ⁽¹⁾	(1.272)	(956)
Adquisiciones de Activos Intangibles	(242)	(261)
Instalaciones Cedidas de Clientes	80	72
Proveedores de Inmovilizado	(140)	(176)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	18	27
Otros Cobros y Pagos de Actividades de Inversión ⁽²⁾	152	90
TOTAL	(1.404)	(1.204)

⁽¹⁾ No incluye altas por derechos de uso por importe de 108 millones de euros en enero-septiembre de 2026 y 141 millones de euros en enero-septiembre de 2025.

⁽²⁾ Correspondiente a cobros de subvenciones y de nuevas instalaciones solicitadas por los clientes.

Pagos y cobros de efectivo aplicados a adquisiciones y/o enajenaciones en participaciones en Empresas del Grupo

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo	(71)	(978)
Adquisición del 62,5 % de la Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») ⁽¹⁾	—	(29)
Adquisición Sociedad Energía Colectiva, S.L.U. ⁽²⁾	(71)	—
Adquisición Sociedad E-Generación Hidráulica, S.L.U. ⁽³⁾	—	(949)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	3	13
Venta de la participación en la Sociedad FV Santa María, S.L.U.	—	1
Venta de la participación en la Sociedad Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	—	11
Venta Sociedad Proyecto REN 01, S.L.U.	2	—
Venta de la participación en la Sociedad Cogenio Iberia, S.L.	1	—
Otras enajenaciones	—	1
TOTAL	(68)	(965)

⁽¹⁾ Importe neto desembolsado por la adquisición del 62,5 % de la Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA»), que corresponde a la contraprestación satisfecha por importe de 43 millones de euros menos el «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» de la Adquirida por importe de 14 millones de euros, resultando un desembolso neto de 29 millones de euros.

⁽²⁾ Importe neto desembolsado por la adquisición del 100 % de la Sociedad Energía Colectiva, S.L.U., que corresponde a la contraprestación satisfecha por importe de 74 millones de euros menos el «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» de la Adquirida por importe de 3 millones de euros (véase Apartado 5.1 de este Informe de Gestión Consolidado).

⁽³⁾ Importe neto desembolsado por la adquisición del 100 % de la Sociedad E-Generación Hidráulica, S.L.U. que corresponde a la contraprestación satisfecha por importe de 959 millones de euros menos el «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» de la Adquirida por importe de 10 millones de euros.

Pagos y cobros de efectivo aplicados a adquisiciones y/o enajenaciones de otras inversiones

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Adquisiciones de otras Inversiones	(967)	(436)
Retribución de la Actividad de Distribución no Corriente	(435)	(398)
Garantías Financieras Netas	(517)	—
Otros Activos Financieros	(15)	(38)
Enajenación de otras Inversiones	65	347
Garantías Financieras Netas	—	175
Otros Activos Financieros	65	172
TOTAL	(902)	(89)

7.5.3. Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación

Durante el periodo enero-septiembre de 2026 los flujos netos de efectivo aplicados por las actividades de financiación han ascendido a 1.221 millones de euros (1.823

millones de euros aplicados en el periodo enero-septiembre de 2025), e incluyen, principalmente, los siguientes aspectos:

Flujos de efectivo por instrumentos de patrimonio

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Adquisición	(873)	(466)
Acciones en Patrimonio Propias	(872)	(442)
Aportaciones de Socios en Sociedades Directa y/o Indirectamente Participadas por Enel Green Power España, S.L.U.	(1)	(5)
Aportación de Socios en Endesa X Way, S.L.	—	(3)
Devolución Aportaciones Minoritarios de Fondos de Enel Green Power España Solar 1, S.L.	—	(15)
Devolución Aportaciones Minoritarios de Fondos de Bosa del Ebro, S.L., Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A. y Tauste de Energía Distribuida, S.L.	—	(1)
Enajenación	1	12
Devolución Aportaciones de Socios de Fondos de EGPE Solar 2, S.L.	1	—
Reducción de Capital de la Sociedad Tejo Energía - Producao e Distribuicao de Energia Electrica, S.A.	—	8
Devolución Aportaciones de Socios en Infraestructuras San Serván SET 400, S.L. e Instalaciones San Serván II 400, S.L.	—	4
TOTAL	(872)	(454)

Disposiciones y amortizaciones de deuda financiera no corriente

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Disposiciones		
Disposiciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios	288	—
Disposiciones de Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)	650	—
Otras Disposiciones	117	1
Amortizaciones		
Otras Amortizaciones	(10)	(21)
TOTAL	1.045	(20)

Disposiciones y amortizaciones de deuda financiera corriente

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Disposiciones		
Emisiones de Euro Commercial Paper (ECP)	5.373	3.538
Otros Pasivos Financieros	2	4
Amortizaciones		
Amortizaciones de Euro Commercial Paper (ECP)	(4.666)	(2.898)
Pagos de Contratos de Derechos de Uso	(73)	(66)
Amortizaciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios	—	(300)
Amortizaciones de Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)	(214)	(168)
Otros Pasivos Financieros	(98)	—
TOTAL	324	110

Pagos de dividendos

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	(1.629)	(1.389)
Pagos de Dividendos a Participaciones no Dominantes ⁽¹⁾	(89)	(70)
TOTAL	(1.718)	(1.459)

⁽¹⁾ Correspondientes a sociedades de Enel Green Power España, S.L.U.

7.6. Inversiones

En el periodo enero-septiembre de 2026 las inversiones brutas en inmovilizado material, inversiones inmobiliarias y activos intangibles han ascendido a 1.622 millones de euros conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros		Inversiones		
		Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.
Generación y Comercialización		458	482	(5,0)
	Generación Convencional ⁽¹⁾	244	246	(0,8)
	Generación Renovable	192	218	(11,9)
	Comercialización	22	18	22,2
	Distribución	858	608	41,1
	Estructura, Servicios y Otros ⁽²⁾	64	7	814,3
TOTAL MATERIAL ⁽³⁾		1.380	1.097	25,8
Generación y Comercialización		212	237	(10,5)
	Generación Convencional ⁽¹⁾	6	9	(33,3)
	Generación Renovable	20	34	(41,2)
	Comercialización	186	194	(4,1)
	Distribución	23	14	64,3
	Estructura, Servicios y Otros ⁽²⁾	7	10	(30,0)
TOTAL ACTIVO INTANGIBLE		242	261	(7,3)
TOTAL INVERSIONES BRUTAS ⁽⁴⁾		1.622	1.358	19,4
Subvenciones de Capital e Instalaciones Cedidas		(197)	(196)	0,5
Generación y Comercialización		(24)	(10)	140,0
	Generación Convencional	(16)	(5)	220,0
	Generación Renovable	(7)	—	Na
	Comercialización	(1)	(5)	(80,0)
	Distribución	(173)	(186)	(7,0)
TOTAL INVERSIONES NETAS ⁽⁴⁾		1.425 ⁽⁵⁾	1.162 ⁽⁶⁾	22,6

⁽¹⁾ En los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 incluye inversiones brutas materiales en los Territorios No Peninsulares (TNP) por importe de 68 y 44 millones de euros, respectivamente, e inversiones brutas intangibles en los Territorios No Peninsulares (TNP) por importe inferior a 1 millón de euros, respectivamente.

⁽²⁾ Estructura, Servicios y Ajustes.

⁽³⁾ En el periodo enero-septiembre de 2026 incluye altas por derechos de uso por importe de 108 millones de euros (141 millones de euros en el periodo enero-septiembre de 2025).

⁽⁴⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽⁵⁾ No incluye la adquisición de Energía Colectiva, S.L.U., que se ha incorporado como parte de la Combinación de Negocios (véase Apartado 5.1 de este Informe de Gestión Consolidado).

⁽⁶⁾ No incluye la adquisición de E-Generación Hidráulica, S.L.U. y Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») que se incorporan como parte de la Combinación de Negocios.

La información relativa a las principales inversiones se incluye en el Apartado 8 de este Informe de Gestión Consolidado.

8. Información por Segmentos

8.1. Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad, la organización de Endesa se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y servicios relacionados. Por tanto, la información financiera diferenciada por Segmentos se basa en el enfoque empleado por el Comité Ejecutivo de Dirección de la Sociedad para supervisar los resultados e incluye:

- Generación, junto con la Comercialización;
- Distribución;

- Estructura, que recoge, fundamentalmente, los saldos y transacciones de las sociedades tenedoras de las participaciones o *Holding* y de las sociedades cuya actividad es la de financiación y prestación de servicios; y
- Ajustes y Eliminaciones de Consolidación, que incluye las eliminaciones y ajustes propios del proceso de consolidación de los Segmentos.

Las operaciones entre Segmentos forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objeto y condiciones.





8.2. Información por Segmentos

8.2.1. Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente a los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026		
	Generación y Comercialización		
	Generación Convencional ⁽¹⁾	Generación Renovable	Comercialización
			
INGRESOS	7.247	847	12.918
Ingresos con Terceros	3.378	(255)	12.064
Ingresos por Transacciones entre Segmentos	3.869	1.102	854
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(4.869)	(125)	(11.599)
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	(607)	8	260
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN ⁽³⁾	1.771	730	1.579 ⁽²⁾
COSTES FIJOS DE EXPLOTACIÓN Y OTROS RESULTADOS	(569)	(177)	(445)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA) ⁽³⁾	1.202	553	1.134
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	(444)	(295)	(221)
Amortizaciones	(446)	(279)	(218)
Dotación Deterioro de Activos no Financieros	—	(22)	(3)
Reversión Deterioro de Activos no Financieros	2	6	—
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	—	—	(135)
Dotación Deterioro de Activos Financieros	(2)	—	(266)
Reversión Deterioro de Activos Financieros	2	—	131
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT) ⁽³⁾	758	258	778
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	9	—	(1)
INVERSIONES BRUTAS, INMOVILIZADO MATERIAL Y ACTIVO INTANGIBLE ⁽⁴⁾	250	212	208

⁽¹⁾ Incluye el Margen de Contribución, el Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y el Resultado de Explotación (EBIT) de la Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) por importe de 651 millones de euros, 455 millones de euros, y 394 millones de euros, respectivamente.

⁽²⁾ Incluye el Margen de Contribución de gas para comercialización por importe de 254 millones de euros.

⁽³⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽⁴⁾ Incluye altas de Derechos de Uso por importe de 108 millones de euros (43 millones de euros en Generación y Comercialización, 5 millones de euros en Distribución y 60 millones de euros en Estructura y Servicios).

Enero-septiembre 2026					
Generación y Comercialización					
Ajustes y Eliminaciones de Generación y Comercialización	Total	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	TOTAL
					
(5.804)	15.208	2.298	299	(416)	17.389
—	15.187	2.197	5	—	17.389
(5.804)	21	101	294	(416)	—
5.800	(10.793)	(102)	—	98	(10.797)
—	(339)	—	—	—	(339)
(4)	4.076	2.196	299	(318)	6.253
4	(1.187)	(449)	(358)	318	(1.676)
—	2.889	1.747	(59)	—	4.577
—	(960)	(601)	(27)	—	(1.588)
—	(943)	(601)	(27)	—	(1.571)
—	(25)	—	—	—	(25)
—	8	—	—	—	8
—	(135)	(6)	—	—	(141)
—	(268)	(27)	—	—	(295)
—	133	21	—	—	154
—	1.794	1.140	(86)	—	2.848
—	8	1	—	—	9
—	670	881	71	—	1.622

Millones de Euros	Enero-septiembre 2025		
	Generación y Comercialización		
	Generación Convencional ⁽¹⁾	Generación Renovable	Comercialización
			 
INGRESOS	5.631	927	12.417
Ingresos con Terceros	1.873	389	11.841
Ingresos por Transacciones entre Segmentos	3.758	538	576
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(4.193)	(32)	(10.683)
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	335	3	(376)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN ⁽³⁾	1.773	898	1.358 ⁽²⁾
COSTES FIJOS DE EXPLOTACIÓN Y OTROS RESULTADOS	(600)	(205)	(406)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA) ⁽³⁾	1.173	693	952
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	(443)	(272)	(214)
Amortizaciones	(444)	(247)	(214)
Dotación Deterioro de Activos no Financieros	—	(26)	—
Reversión Deterioro de Activos no Financieros	1	1	—
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	—	—	(145)
Dotación Deterioro de Activos Financieros	—	(1)	(286)
Reversión Deterioro de Activos Financieros	—	1	141
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (EBIT) ⁽³⁾	730	421	593
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	14	23	(3)
INVERSIONES BRUTAS, INMOVILIZADO MATERIAL Y ACTIVO INTANGIBLE ⁽⁴⁾	255	252	212

⁽¹⁾ Incluye el Margen de Contribución, el Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y el Resultado de Explotación (EBIT) de la Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) por importe de 380 millones de euros, 174 millones de euros, y 114 millones de euros, respectivamente.

⁽²⁾ Incluye el Margen de Contribución de gas para comercialización por importe de 195 millones de euros.

⁽³⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽⁴⁾ Incluye altas de Derechos de Uso por importe de 141 millones de euros (136 millones de euros en Generación y Comercialización, 2 millones de euros en Distribución y 3 millones de euros en Estructura y Servicios).

Enero-septiembre 2025					
Generación y Comercialización		Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	TOTAL
Ajustes y Eliminaciones de Generación y Comercialización	Total				
					
(4.859)	14.116	1.947	300	(415)	15.948
—	14.103	1.839	6	—	15.948
(4.859)	13	108	294	(415)	—
4.852	(10.056)	(120)	(1)	103	(10.074)
—	(38)	—	—	—	(38)
(7)	4.022	1.827	299	(312)	5.836
7	(1.204)	(427)	(293)	312	(1.612)
—	2.818	1.400	6	—	4.224
—	(929)	(574)	(29)	—	(1.532)
—	(905)	(574)	(29)	—	(1.508)
—	(26)	—	—	—	(26)
—	2	—	—	—	2
—	(145)	(2)	—	—	(147)
—	(287)	(30)	—	—	(317)
—	142	28	—	—	170
—	1.744	824	(23)	—	2.545
—	34	1	—	—	35
—	719	622	17	—	1.358



8.2.2. Información por Segmentos: Estado de Situación Financiera a 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025

Millones de Euros	30 de septiembre de 2026		
	Generación y Comercialización		
	Generación Convencional	Generación Renovable	Comercialización
			
Inmovilizado Material	3.946	6.386	168
Activo Intangible	46	512	688
Fondo de Comercio	3	445	58
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	92	48	128
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	—	—	—
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	2.660	675	4.006
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	—	—	—
Otros	1.736	81	547
ACTIVOS SEGMENTOS	8.483	8.147	5.595
TOTAL ACTIVO			
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	—	31	—
Provisiones no Corrientes	1.567	304	197
Provisiones por Prestaciones al Personal	99	2	13
Otras Provisiones no Corrientes	1.468	302	184
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	—	2	24
Provisiones Corrientes	748	10	119
Provisiones por Prestaciones al Personal	—	—	—
Otras Provisiones Corrientes	748	10	119
Proveedores y otros Acreedores	2.526	976	3.337
Otros	107	30	34
PASIVOS SEGMENTOS	4.948	1.353	3.711
TOTAL PASIVO			

30 de septiembre de 2026

Generación y Comercialización					
Ajustes y Eliminaciones de Generación y Comercialización	Total	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	TOTAL
					
—	10.500	13.230	171	—	23.901
—	1.246	195	21	—	1.462
—	506	97	4	—	607
—	268	12	3	—	283
—	—	—	—	—	—
(3.830)	3.511	1.559	193	(493)	4.770
—	—	9	—	—	9
—	2.364	813	9	—	3.186
(3.830)	18.395	15.915	401	(493)	34.218
					41.548
—	31	4.448	—	—	4.479
—	2.068	301	249	—	2.618
—	114	110	20	—	244
—	1.954	191	229	—	2.374
—	26	535	—	—	561
—	877	28	47	—	952
—	—	—	—	—	—
—	877	28	47	—	952
(3.830)	3.009	2.245	164	(493)	4.925
—	171	209	8	—	388
(3.830)	6.182	7.766	468	(493)	13.923
					41.548



Millones de Euros

31 de diciembre de 2025

Generación y Comercialización

	Generación Convencional	Generación Renovable	Comercialización
			 
Inmovilizado Material	4.172	6.433	161
Activo Intangible	53	554	596
Fondo de Comercio	3	445	58
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	82	49	133
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	—	—	—
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	1.142	540	3.347
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	—	—	—
Otros	1.499	76	373
ACTIVOS SEGMENTOS	6.951	8.097	4.668
TOTAL ACTIVO			
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	—	28	—
Provisiones no Corrientes	1.626	316	179
Provisiones por Prestaciones al Personal	95	1	12
Otras Provisiones no Corrientes	1.531	315	167
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	—	1	23
Provisiones Corrientes	952	7	77
Provisiones por Prestaciones al Personal	—	—	—
Otras Provisiones Corrientes	952	7	77
Proveedores y otros Acreedores	1.188	763	2.744
Otros	98	27	17
PASIVOS SEGMENTOS	3.864	1.142	3.040
TOTAL PASIVO			

31 de diciembre de 2025

Generación y Comercialización					
Ajustes y Eliminaciones de Generación y Comercialización	Total	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	TOTAL
					
—	10.766	12.941	125	—	23.832
—	1.203	199	22	—	1.424
—	506	97	4	—	607
—	264	13	3	—	280
—	—	—	—	—	—
(1.776)	3.253	1.113	311	(552)	4.125
—	—	3	—	—	3
—	1.948	691	10	—	2.649
(1.776)	17.940	15.057	475	(552)	32.920
					37.482
—	28	4.422	—	—	4.450
—	2.121	320	232	—	2.673
—	108	105	19	—	232
—	2.013	215	213	—	2.441
—	24	499	—	—	523
—	1.036	23	23	—	1.082
—	—	—	—	—	—
—	1.036	23	23	—	1.082
(1.776)	2.919	1.785	780	(552)	4.932
—	142	678	8	—	828
(1.776)	6.270	7.727	1.043	(552)	14.488
					37.482



A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 la conciliación de los activos y pasivos por Segmentos respecto al Total Activo y Total Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025
TOTAL ACTIVO	41.548	37.482
Otros Activos Financieros no Corrientes	262	695
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	706	331
Activos por Impuesto Diferido	1.646	1.351
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	573	337
Activos por otros Impuestos	354	239
Otros Activos Financieros Corrientes	1.629	892
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	2.093	494
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	67	195
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	28
ACTIVOS SEGMENTOS	34.218	32.920
TOTAL PASIVO	41.548	37.482
Patrimonio Neto	8.843	9.611
Deuda Financiera no Corriente	7.911	9.422
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	927	185
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	170	164
Pasivos por Impuesto Diferido	1.269	1.141
Deuda Financiera Corriente	3.994	1.005
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	2.598	514
Otros Pasivos Financieros Corrientes	176	63
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	1.026	298
Pasivos por otros impuestos	711	576
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	15
PASIVOS SEGMENTOS	13.923	14.488

8.3. Generación y Comercialización

8.3.1. Análisis de resultados

Las principales magnitudes en el periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior se detallan a continuación:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.	
Magnitudes					
Margen de Contribución	4.076	4.022	54	+1,3	La evolución del margen de contribución responde, principalmente a: - El aumento de los ingresos por venta de electricidad (1.018 millones de euros), impulsado por la evolución de los precios eléctricos (+16,9 %), y la reducción de los costes de energía (236 millones de euros), derivada, entre otros aspectos, del impacto favorable de la variación de las existencias de gas durante el periodo enero-septiembre de 2026. Estos efectos positivos han sido compensados parcialmente por el incremento de los costes de combustibles (753 millones de euros), debido al aumento de los precios de las <i>commodities</i> y de una mayor producción con ciclos combinados, así como por el aumento de los gastos netos asociados a derivados de materias energéticas (301 millones de euros) como consecuencia de la evolución de la valoración y liquidación de derivados de electricidad y gas. Las variaciones descritas incorporan impactos favorables vinculados al marco regulatorio y fiscal de la actividad de generación por importe de 131 millones de euros. - Los mayores costes asociados a obligaciones regulatorias en materia de eficiencia energética (68 millones de euros).
 Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	2.889	2.818	71	+2,5	La evolución del Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) recoge el aumento del margen de contribución (54 millones de euros) así como la reducción de otros gastos fijos (98 millones de euros), consecuencia de los menores costes asociados a contratos de gestión, prestación de servicios y otros servicios vinculados al negocio de electricidad y gas (36 millones de euros), a servicios de asistencia para sistemas y aplicaciones y gastos de publicidad (10 millones de euros), así como a menores gastos de reparación y conservación y a la recuperación de determinados costes previamente provisionados relacionados con el abandono de proyectos (35 millones de euros). Estos efectos favorables han mitigado sustancialmente la dotación de una provisión (101 millones de euros) asociada al Plan de Transformación de la Compañía orientado a profundizar en la optimización del modelo operativo, acelerar el cambio y la digitalización de procesos y mejorar de forma estructural la eficiencia y competitividad de la Sociedad.
Resultado de Explotación (EBIT)	1.794	1.744	50	+2,9	El aumento del Resultado de Explotación (EBIT) se explica por la evolución del Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) y los siguientes aspectos: - El incremento del gasto por amortización (38 millones de euros) como consecuencia, principalmente, de la puesta en explotación de nuevas instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. - El registro de pérdidas netas por deterioro de diversos proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas por importe de 16 millones de euros (25 millones en el mismo periodo de 2025), derivadas de la evolución de las autorizaciones administrativas y de la optimización de la cartera de activos, incluyendo, en el periodo enero-septiembre 2026 la adaptación de determinados desarrollos vinculados al Nudo Mudéjar. - La menor dotación neta de provisiones por deterioro de activos financieros (10 millones de euros) debida a la mejora observada en las pérdidas por deterioro de clientes, tanto del segmento <i>Business to Business</i> (B2B) como del segmento <i>Business to Consumer</i> (B2C), impulsada, entre otros, por una gestión más eficiente de los procesos de recuperación de impagos.



8.3.2. Inversiones

En el periodo enero-septiembre de 2026 las inversiones brutas de inmovilizado material y activo intangible han ascendido a 670 millones de euros. El detalle por actividad es el siguiente:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.	
Inversiones					
	250	255	(5)	(2,0)	En el periodo enero-septiembre de 2026 recoge, principalmente, inversiones en instalaciones de generación, destacando las asociadas al parque nuclear.
	212	252	(40)	(15,9)	En el periodo enero-septiembre de 2026 incluye inversiones en la construcción de instalaciones de generación de electricidad procedente de fuentes renovables (105 millones de euros).
	208	212	(4)	(1,9)	En el periodo enero-septiembre de 2026 se han activado los costes incrementales incurridos en la obtención de contratos con clientes (155 millones de euros), así como las inversiones en puntos de recarga de las actividades de e-Mobility y e-City (13 millones de euros) y en sistemas y telecomunicaciones (ICT), en línea con la estrategia de digitalización (30 millones de euros).
TOTAL	670	719	(49)	(6,8)	

8.4. Distribución

8.4.1. Análisis de resultados

Las principales magnitudes en el periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior se detallan a continuación:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.	
Magnitudes					
Margen de Contribución	2.196	1.827	369	+20,2	La evolución del margen de contribución se debe al aumento del ingreso regulado de la actividad de distribución como consecuencia del efecto favorable de liquidaciones correspondientes a ejercicios anteriores, que incorporan la actualización de determinados parámetros retributivos contemplados en el marco regulatorio vigente.
 Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1.747	1.400	347	+24,8	La variación del Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) refleja, además del aumento del margen de contribución, mayores gastos fijos (30 millones de euros) debidos al reconocimiento de mayores costes en reparación y conservación (14 millones de euros). Asimismo, la comparación con el periodo enero-septiembre de 2025 se ve afectada por la reversión, en dicho periodo, de determinados expedientes sancionadores (8 millones de euros).
Resultado de Explotación (EBIT)	1.140	824	316	+38,3	La evolución del Resultado de Explotación (EBIT) del periodo refleja el incremento del gasto por amortización (27 millones de euros), debido a la entrada en servicio de las inversiones ejecutadas en la red de distribución orientadas a optimizar su funcionamiento y reforzar su capacidad, fiabilidad y eficiencia, así como el aumento de las pérdidas por deterioro de activos financieros (4 millones de euros) asociadas al impacto de los procesos de inhabilitación de pequeñas compañías comercializadoras de energía.

8.4.2. Inversiones

En el periodo enero-septiembre de 2026 las inversiones brutas de inmovilizado material y activo intangible han ascendido a 881 millones de euros:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Inversiones				
	881	622	259	+41,6

• Las inversiones en ambos periodos se destinan, fundamentalmente, a la ampliación y modernización de la red de distribución, así como a actuaciones orientadas a optimizar su funcionamiento, mejorar la eficiencia operativa, adaptar las infraestructuras a las nuevas necesidades de los clientes y reforzar la calidad, fiabilidad y resiliencia del servicio prestado.

8.5. Estructura y Otros

8.5.1. Análisis de resultados

Las principales magnitudes en el periodo enero-septiembre de 2026 y su variación respecto del mismo periodo del ejercicio anterior se detallan a continuación:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Magnitudes				
Margen de Contribución	(19)	(13)	(6)	+46,2 —
 Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	(59)	6	(65)	(1.083,3)
La variación entre ambos periodos es consecuencia, fundamentalmente, de:				
• La dotación, en el periodo enero-septiembre 2026, de una provisión (101 millones de euros) por el Plan de Transformación de la Compañía orientado a profundizar en la optimización del modelo operativo, acelerar el cambio y la digitalización de procesos y mejorar de forma estructural la eficiencia y competitividad de la Sociedad.				
• La reducción de otros gastos fijos de explotación (18 millones de euros) como resultado de los menores costes asociados a servicios de asistencia para sistemas y aplicaciones, gasto de publicidad y promoción.				
Resultado de Explotación (EBIT)	(86)	(23)	(63)	+273,9 —

8.5.2. Inversiones

En el periodo enero-septiembre de 2026 las inversiones brutas de inmovilizado material y activo intangible han ascendido a 71 millones de euros:

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Diferencia	% Var.
Inversiones				
	71	17	54	+317,6

• En el periodo enero-septiembre de 2026 incluye el efecto derivado de la modificación de determinadas cláusulas del contrato de arrendamiento de la sede social de Endesa, que ha dado lugar a la actualización del correspondiente activo por derecho de uso de acuerdo con la NIIF 16 «Arrendamientos».



9. Marco regulatorio

Desde el punto de vista regulatorio las principales novedades del periodo enero-septiembre de 2026 son las siguientes:

Marco normativo de España

Retribución de la actividad de distribución de electricidad

Con fecha 30 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Circular 8/2025, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que establece la nueva metodología de retribución de la actividad en el nuevo periodo regulatorio 2026-2031. Esta nueva metodología supone una transición hacia un modelo que considera conjuntamente los costes de inversión y de operación y mantenimiento (modelo «TOTEX»), e introduce un mecanismo que vincula parte de la retribución a la evolución de la potencia adscrita, con la pretendida finalidad de evitar sobreinversiones y garantizar la viabilidad financiera de los costes del Sistema. Igualmente, se simplifican algunos conceptos retributivos y se reformulan los incentivos actuales a la reducción de pérdidas y calidad.

En relación con la tasa de retribución financiera, el 30 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Circular 9/2025, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que modifica dicha tasa para el nuevo periodo regulatorio 2026-2031, fijando su valor en un 6,58 %.

Por otro lado, con fecha 31 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 18 de noviembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establece el ajuste para 2026 a realizar en la retribución anual de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica por el empleo de la fibra óptica en la realización de actividades diferentes al transporte y la distribución de electricidad. Igualmente, con fecha 18 de septiembre de 2026, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de la propuesta de resolución por la que se establece el ajuste para 2027.

Además, con fecha 25 de septiembre de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Re-

solución de 18 de septiembre de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2023.

Por último, el 31 de julio de 2026 se ha publicado el Real Decreto 640/2026, de 29 de julio, por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. La norma sustituye el marco reglamentario anterior relativo a la presentación, aprobación y control de estos planes e introduce una orientación más vinculada a los resultados y necesidades efectivas de electrificación. Entre sus principales novedades destacan:

- Mayor participación de la industria, consumidores y Administraciones Públicas en la identificación de necesidades de desarrollo de la red.
- Publicidad de los planes de inversión aprobados y de sus informes de cumplimiento.
- Información sobre capacidad concedida y denegada, capacidad concedida pero no contratada y utilización efectiva de las redes.
- Penalizaciones asociadas a la falta de ejecución o al incumplimiento de los planes.
- Reconocimiento de inversiones anticipatorias, digitalización, observabilidad, Ciberseguridad, descarbonización del transporte, protección de la avifauna y resiliencia climática.
- Incremento extraordinario del límite de inversión durante 2027-2030 en 10.200 millones de euros para Distribución y 7.700 millones de euros para el Transporte.

Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP)

Con fecha 27 de enero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/30/2026, de 26 de enero, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los Territorios No Peninsulares (TNP) con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2026-2031.

En lo que respecta a la tasa de retribución financiera, el Consejo Extraordinario de Ministros de 20 de marzo de 2026 ha aprobado el Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, que, entre otras medidas, fija de nuevo el valor de la tasa al 6,58 %. Este Real Decreto Ley ha sido convalidado por el Congreso de los Diputados en su sesión de 26 de marzo de 2026, habiéndose igualmente aprobado su tramitación como Proyecto de Ley por la vía de urgencia.

Asimismo, el mencionado Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, establece que, excepcionalmente, los saldos positivos en las cuentas correspondientes a la parte de los extracostes de la producción de energía eléctrica de los Territorios No Peninsulares (TNP) cubierta con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de los ejercicios 2017, 2018 y 2020 podrán destinarse a cubrir la parte con cargo a Presupuestos Generales del Estado (PGE) del ejercicio 2026.

En lo que respecta al procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la Resolución favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento del régimen retributivo adicional para los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) convocado en 2024, mediante Resolución de 3 de febrero de 2026, de la Dirección General de Política Energética y Minas, publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el día 24 de febrero de 2026, se ha resuelto el citado procedimiento de concurrencia. De acuerdo con la misma, se ha otorgado Resolución favorable de compatibilidad a 53 proyectos de Endesa, correspondientes a prórrogas de grupos existentes, de los cuales 9 incluyen inversión de extensión de vida. Conforme a la Resolución, los proyectos consistentes en prórrogas de grupos existentes, con o sin inversión adicional, que no hayan obtenido Resolución favorable de compatibilidad, mantendrán su re-

tribución, sujeta a un informe del Operador del Sistema sobre su afección a la garantía de suministro. Asimismo, dado que el Operador del Sistema ha identificado en sus informes de cobertura para el horizonte 2027-2031 la existencia de riesgos de déficit de cobertura adicional, con fecha 14 de julio de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de una propuesta de Resolución por la que se convoca un nuevo procedimiento de concurrencia para los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), por una potencia total de 820,5 MW para el año 2031.

Con fecha 23 de junio de 2026, se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/624/2026, de 12 de junio, que redefine la configuración de los Sistemas Eléctricos aislados de Canarias para adaptarla a la puesta en servicio de la interconexión entre Tenerife y La Gomera, pasando estos 2 sistemas a ser un único sistema Tenerife-La Gomera.

Por otro lado, tal y como se detalla más adelante, por medio del Real Decreto Ley 18/2026, de 29 de junio, se introducen nuevas medidas específicas para los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), en particular en materia de bombeo, almacenamiento mediante baterías y funcionamiento previsto del enlace Península-Ceuta.

Por último, con fecha 14 de julio de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de un proyecto de Real Decreto de modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. A través de este proyecto, se crea el marco jurídico para integrar el almacenamiento en estos Sistemas, habilitando nuevas categorías de instalaciones: instalaciones de almacenamiento independientes *stand alone* e instalaciones de almacenamiento híbridadas con una planta de generación, tanto convencional como de origen renovable. Asimismo, se diseña el sistema de despacho para fomentar la integración de estas instalaciones. Finalmente, se modifica la señal de precio que obtiene la generación renovable, partiendo del precio medio del mercado eléctrico peninsular del último año móvil, en lugar del precio diario actual, con la finalidad de aportar mayor previsibilidad de ingresos y reducir el impacto de precios negativos o nulos.



Producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos

Con fecha 3 de febrero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/53/2026, de 27 de enero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2026, y se aprueban nuevas instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos. Actualmente, se mantiene en vigor la tasa de retribución financiera del periodo regulatorio 2020-2025 cuyo valor es igual al 7,09 %.

Con fechas 3 de enero, 31 de marzo, 6 de julio y 7 de octubre de 2026 se han publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) las Resoluciones de 31 de diciembre de 2025, 30 de marzo, 2 de julio y 5 de octubre de 2026, que actualizan, respectivamente, los valores correspondientes al primer, segundo, tercer y cuarto trimestre de 2026 de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

Por otro lado, con fecha 25 de junio de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 530/2026, de 24 de junio, por el que se establece el marco de las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración.

Esta norma fija las bases para futuras convocatorias por un total de 1.200 MW, que se articularán mediante 2 subastas de 600 MW cada una a celebrar en 2026 y 2027 para nuevas centrales de gas natural y biomasa o para mejorar las existentes. Entre otros aspectos se introducen limitaciones específicas para las instalaciones ubicadas en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), tanto en relación con la concentración de potencia de generación como respecto a la potencia máxima de las instalaciones beneficiarias, se exige que las nuevas centrales de gas estén preparadas para consumir, al menos, un 10 % de hidrógeno renovable, y cumplir un límite máximo de 270 gCO₂/kWh, y se requiere igualmente que las instalaciones de biomasa acrediten el cumplimiento de los criterios de Sostenibilidad y reducción de emisiones establecidos en la normativa aplicable.

En desarrollo de este Real Decreto, con fecha 6 de julio de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/672/2026, de 2 de julio, que define el procedimiento de las futuras convocatorias, regulando los requisitos técnicos y ambientales de las instalaciones, las garantías económicas, los criterios de participación y la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

Por otro lado, con fecha 7 de septiembre de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 25 de agosto de 2026 por la que se publica el



Acuerdo del Consejo de Ministros de 28 de julio de 2026, por el que se declaran instalaciones energéticas estratégicas los proyectos de generación de procedencia renovable y almacenamiento energético que sean adjudicatarios de concursos de acceso en nudos de transición justa.

Esta declaración permite que los proyectos afectados reciban prioridad administrativa y se tramiten por la vía de urgencia, con reducción de plazos.

Real Decreto por el que se aprueba el Reglamento General de suministro y contratación y por el que se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica

Con fecha 12 de febrero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento General de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, que tiene por objeto refundir la normativa relativa al suministro y contratación de energía eléctrica, actualmente dispersa en distintas normas, para su adaptación a la realidad actual y los nuevos modelos de negocio. A continuación, se detallan algunos de los aspectos que establece el Real Decreto:

- Prohibición al comercializador de realizar llamadas comerciales y prácticas de contratación por vía telefónica, salvo solicitud expresa del cliente.
- Se establece que las comercializadoras de más de 200.000 clientes habrán de tener ofertas con precios dinámicos indexados al mercado spot.
- Se establecen nuevos requisitos para acceder a la actividad de comercialización, como demostrar solvencia económica, y se desarrolla el proceso para la solicitud de inhabilitación y las medidas cautelares derivadas de esta situación.
- Se acortan los plazos de cambio de comercializador de energía eléctrica de los 21 días actuales a 10 días hábiles, teniendo el comercializador entrante un máximo de 24 horas en día laborable desde la formalización del contrato para enviar la solicitud al distribuidor.
- En relación con el contrato de suministro eléctrico, siendo la regla general una duración anual prorrogable tácitamente por plazos iguales, se introduce la posibilidad de que consumidor y comercializador puedan acordar libremente una duración distinta, así como la posibilidad de contratar más de un comercializador de forma simultánea, e incluso acudir directamente al mercado mayorista, todo ello siempre que no coincidan en un mismo periodo de liquidación (actualmente 15 minutos). En suministros por debajo de 15 kW de potencia contratada, el cliente podrá rescindir el contrato en todo momento, sin penalización, salvo que sea antes de la primera prórroga anual de un contrato a precio fijo en

mercado libre, en cuyo caso la penalización no podrá superar el 5 % de la energía pendiente de facturar en ese ejercicio. Si el cambio lo hace un consumidor vulnerable para acogerse al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), no cabe penalización alguna.

- Se regula la figura del agregador, y se establecen sus derechos y obligaciones.
- Los distribuidores, comercializadores y agregadores deberán disponer de un servicio gratuito de atención al cliente, como mínimo, digital. Las reclamaciones deberán resolverse en un plazo máximo de 15 días hábiles. Se introduce también la posibilidad de que las comercializadoras puedan desarrollar voluntariamente un mecanismo adicional de protección del consumidor (defensor del cliente) cuya resolución, a emitir en un máximo de 2 meses, será vinculante para la empresa.

Asimismo, con fecha 23 de junio de 2026, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de una propuesta de resolución que actualiza el contenido mínimo obligatorio de las facturas de electricidad para comercializadores del mercado libre a consumidores en baja tensión de hasta 15 kW y para comercializadores de referencia. Esta propuesta busca actualizar y mejorar la información que contienen las facturas, incluyendo elementos que faciliten su comprensión y nuevas variables, como el coste medio de la energía consumida, el consumo medio de consumidores similares en el mismo código postal, el tipo de contrato (fijo o indexado) o mayores detalles sobre el autoconsumo.

Por otro lado, con fecha 14 de agosto de 2026, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de una propuesta de Resolución para desarrollar la figura del agregador independiente y hacer operativa la posibilidad, prevista en el Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero, de contratar simultáneamente con varios comercializadores para distintos periodos horarios.



Consumidores vulnerables. Bono Social

Con fecha 27 de diciembre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/1524/2025, de 23 de diciembre, que aprobó los valores unitarios a abonar por los sujetos obligados a financiar el Bono Social para el año 2026. No obstante, y a raíz del Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, con fecha 25 de junio de 2026 se ha publicado la Orden TED/634/2026, de 17 de junio, que actualiza los valores unitarios aplicables para el año 2026.

Por otro lado, dado que el marco temporal de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética aprobada era de 5 años (2019-2024), tras 2 consultas públicas lanzadas por

el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) durante el 2025, con fecha 7 de febrero de 2026 el Consejo de Ministros ha aprobado la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2026-2030. A raíz de la Estrategia, con fecha 18 de febrero de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado a consulta pública previa la creación del Observatorio de Pobreza Energética cuyo objetivo es centralizar y mejorar la disponibilidad de datos e indicadores sobre pobreza energética, reforzar su seguimiento y evaluación, y facilitar información que apoye la toma de decisiones en materia de políticas públicas dirigidas a los consumidores vulnerables.

Requisitos técnicos para la conexión a la red

Con fecha 12 de febrero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/82/2026, de 9 de febrero, por la que se modifica la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red.

Esta Orden actualiza el marco normativo nacional aplicable a la conexión de instalaciones eléctricas a la red, en desarrollo de los códigos de red europeos de conexión. La nor-

ma introduce ajustes en los requisitos técnicos exigibles a las instalaciones de generación, incluidas las de menor potencia, en particular en relación con el comportamiento frente a huecos de tensión y la recuperación de potencia tras perturbaciones, e incorpora un marco transitorio para las instalaciones de almacenamiento energético. Asimismo, se contemplan requisitos específicos adicionales para determinadas instalaciones conectadas en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Permisos de acceso flexible de la demanda de electricidad

Con fecha 11 de agosto de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de 31 de julio de 2026, por la que se establecen los permisos de acceso flexible de la demanda de energía eléctrica a la red de transporte y a las redes de distribución previstos en la Circular 1/2024, de 27 de septiembre. Estos permisos permiten conectar demanda cuando no puede garantizarse capacidad firme durante todas las horas del

año, siempre que el estudio de capacidad determine una expectativa mínima de consumo y se cumplan las condiciones técnicas aplicables a la modalidad flexible.

La Resolución constituye un desarrollo relevante para la conexión de nuevos consumidores industriales, almacenamiento, producción de hidrógeno, centros de datos y otras demandas intensivas, al ofrecer una alternativa al acceso firme en nudos con restricciones.

Eficiencia Energética

Con fecha 27 de febrero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/133/2026, de 25 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2026, contemplándose para Endesa un importe económico equivalente a 225 millones de euros del que, al menos el 8 %, habrá de ser cubierto mediante aportaciones económicas al citado Fondo, pudiendo sa-

tisfacer el resto de su obligación mediante la presentación de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Asimismo, con fecha 2 de septiembre 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de una modificación del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, destinada a introducir subastas de ahorro de energía como

mecanismo complementario al Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE). La propuesta contempla 2 modalidades:

1. Subastas de compromisos de ahorro, en las que se adjudicaría una prima adicional al valor de los Certificados de Ahorro Energético (CAE), que continuarían siendo comercializables.
2. Subastas de necesidades de ahorro, en las que se remuneraría la actuación, pero los Certificados de Ahorro Energético (CAE) resultantes se liquidarían sin posibilidad de comercialización posterior.

Las subastas se adjudicarían mediante un sistema *pay as bid*, serían organizadas por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) y supervisadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Además, el proyecto desarrolla una plataforma electrónica

integral del sistema Certificados de Ahorro Energético (CAE) y modifica definiciones, procedimientos y requisitos de los participantes.

Finalmente, con fecha 14 de octubre de 2026, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de una propuesta de Orden por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético para 2027. La propuesta adapta el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética (SNOEE) a las modificaciones introducidas por el Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, pasando a calcularse las obligaciones sobre los consumos, suministros y ventas reales de energía del propio ejercicio, con liquidaciones trimestrales. Además, reduce del 8 % al 5 % la aportación mínima obligatoria al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), manteniéndose la posibilidad de cumplir el resto de la obligación mediante Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio

Con fecha 21 de marzo de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio orientado a mitigar el impacto del actual contexto energético sobre la ciudadanía y los sectores industriales más expuestos, que, además, recupera otras medidas incluidas en Reales Decretos Ley previos no convalidados por el Congreso. A continuación, se detallan algunas de estas medidas:

- En el ámbito fiscal: Durante 2026 del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) mantiene el tipo nominal del 7 % sobre una base imponible minorada por trimestres. Esto lleva a que el tipo de gravamen efectivo resulte en el 6,3 % en el primer trimestre, el 0,0 % en el segundo trimestre y el 7,0 % el resto de año, incluyéndose una partida de 450 millones de euros en los Presupuestos Generales del Estado (PGE) para compensar esta reducción de recaudación. Igualmente, hasta el 30 de junio de 2026, se establece la reducción del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) al 10 % para la electricidad (para suministros por debajo de 10 kW o de consumidores vulnerables severos con Bono Social) e hidrocarburos, y se reduce el tipo del impuesto de electricidad del 5,11 % al 0,5 %. Igualmente, se ha reducido el tipo impositivo del Impuesto sobre Hidrocarburos de 0,65 €/GJ a 0,30 €/GJ del gas natural para usos distintos de carburante y motores

estacionarios (epígrafe 1.10.1) entre el 21 de marzo y 30 de junio. Asimismo, se establecen deducciones fiscales a la instalación de placas solares, puntos de recarga y bombas de calor.

- Medidas de protección al consumidor: Se mantienen durante 2026 los mayores descuentos del Bono Social eléctrico (42,5 % para vulnerables y 57,5 % para vulnerables severos); se incrementa en 50 euros la cuantía de la ayuda mínima por beneficiario del Bono Social térmico; y se prorroga durante 2026 la prohibición de cortes a los consumidores vulnerables y vulnerables severos.
- Medidas de protección a la Industria: Hasta el 31 de diciembre de 2026 se establecen medidas que dan flexibilidad a los contratos de suministros contratados para adaptarlos al escenario actual sin incurrir en costes adicionales derivados de las limitaciones existentes para modificar el caudal contratado o el peaje de acceso, incluyéndose una partida de 112 millones de euros en los Presupuestos Generales del Estado (PGE) para cubrir el sobrecoste de esta flexibilización temporal. Igualmente, se establece, con efectos desde el 1 de enero de 2026 y hasta el 31 de diciembre de 2026, una reducción de los peajes eléctricos en un 80 % para los consumidores electrointensivos, que será compensada por los Presupuestos Generales del Estado (PGE) con una partida de 220 millones de euros.

- En relación con los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), se fija el valor de la tasa de retribución financiera para el periodo regulatorio 2026-2031 en el 6,58 %. Igualmente, se establece que los saldos positivos en las cuentas correspondientes a la parte de los extracostes de estos territorios con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de los ejercicios 2017, 2018 y 2020 podrán destinarse a cubrir la parte con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) del ejercicio 2026.
- Respecto a la capacidad y permisos de acceso y conexión, se introducen medidas para reforzar la transparencia sobre los permisos y maximizar el aprovechamiento de redes existentes, agilizando los proyectos de electrificación. Entre otras medidas, se establece una prestación por reserva de capacidad de acceso, exigible desde la obtención de los permisos de demanda para puntos de conexión de tensión igual o superior a 1 kV y hasta el inicio de la actividad; se prevé la caducidad automática de los permisos en caso de impago; y se crea un régimen transitorio que permite la renuncia voluntaria a los permisos preexistentes sin ejecución de garantías.
- Se incluyen también medidas de agilización administrativa, y así, entre otras, se crea un trámite único de información pública en los procedimientos administrativos de instalaciones de generación y almacenamiento de competencia estatal que requieran de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) ordinaria; se da tramitación preferente para proyectos estratégicos; y se reducen los plazos administrativos para repotenciaciones.
- En el gas, se establece un canon de almacenamiento subterráneo cero a la capacidad anual contratada que supere el volumen correspondiente a 20 días de consumo o ventas firmes.
- Se refuerza el autoconsumo, ampliando de 2 a 5 kilómetros la distancia máxima entre generación y consumo, y se crea la habilitación a entidades locales para promover nuevas modalidades y comunidades energéticas.
- Se establece expresamente la declaración de utilidad pública del almacenamiento de tecnología hidráulica de bombeo.

Real Decreto Ley 18/2026, de 29 de junio, por el que se adoptan determinadas medidas en el marco del Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio

Con fecha 30 de junio de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 18/2026, de 29 de junio, que prorroga y ajusta las medidas del Plan de respuesta energética vinculado a la crisis en Oriente Medio, introduciendo además, una retirada progresiva de medidas hasta septiembre de 2026, con posibilidad de reactivación si empeora el mercado. A continuación, se detallan algunas de las medidas aprobadas:

- En el ámbito fiscal, se establece por un lado, una reducción progresiva del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE), minorando la base imponible del impuesto en un 10 % en el primer trimestre, en un 100 % el segundo semestre, en un 30 % y un 40 % en el tercer y cuarto trimestre de 2026, y fijando un tipo impositivo del 3,5 % para 2027 y del 0 % a partir de 2028 con carácter indefinido. Esto lleva a que el tipo de gravamen efectivo resulte en un 4,9 % y 4,2 % en el tercer trimestre y cuarto trimestre, respectivamente. Respecto a las reducciones temporales del Impuesto sobre la Electricidad y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) introducidas por el Real Decreto Ley 7/2026, de 20
- de marzo, que dejaron de aplicar en junio de 2026, se prevé un mecanismo extraordinario para su reactivación temporal durante los meses de agosto y septiembre de 2026. Para el Impuesto sobre Hidrocarburos, en el epígrafe 1.10.1, Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios establece tipo reducido de 0,39 €/GJ para el mes de julio, y de 0,48 €/GJ y 0,56 €/GJ para los meses de agosto y septiembre, respectivamente, en función de la evolución del Índice de Precios de Consumo (IPC).
- Se modifica el marco para permitir el cierre de instalaciones de generación cuando se cumplan determinadas condiciones que lo hagan posible sin comprometer la seguridad de suministro, independientemente del pronunciamiento expreso de la autoridad competente.
- En relación con los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), se modifica la normativa relativa a la titularidad de instalaciones de bombeos, estableciéndose que ésta corresponderá al Operador

del Sistema en Canarias, mientras que en el resto de Territorios No Peninsulares (TNP) se asignará mediante procedimientos de concurrencia competitiva. También se introduce la posibilidad excepcional y temporal de autorizar el reconocimiento parcial de los costes derivados de la instalación de baterías para cubrir necesidades de reserva rodante, siempre que no existan otras medidas alternativas de menor coste, mediante el reconocimiento con cargo al Sistema Eléctrico del 25 % del coste total de las inversiones, siendo el resto asumido por las Comunidades o Ciudades Autónomas correspondientes, ya sea con recursos propios o procedentes de ayudas públicas de ámbito europeo. Por último, y en relación con la próxima entrada en servicio de la interconexión entre la Península y Ceuta, se establece un régimen transitorio de funcionamiento del enlace hasta que se defina un nuevo marco regulatorio para la disponibilidad de generación gestionable en Ceuta, aplicando el régimen del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, relativo al enlace entre la Península y el Sistema Eléctrico balear, surtiendo efectos este régimen desde el día 1 del mes siguiente

a aquel en que se cumplan 4 meses desde la entrada en vigor del Real Decreto Ley, pudiéndose prorrogar dicho plazo mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía en caso de retraso en la puesta en servicio del enlace.

- Se refuerzan los mecanismos de liberación de capacidad mediante nuevas causas de caducidad de permisos de acceso y conexión, vinculando su mantenimiento al cumplimiento efectivo de las obligaciones económicas y al desarrollo de los proyectos. Paralelamente, se introducen medidas orientadas a incrementar la capacidad disponible y la resiliencia del Sistema Eléctrico mediante la agilización de repotenciaciones, y el fortalecimiento de las infraestructuras de evacuación compartida.
- Se refuerza el papel de los distribuidores, entre otros, reconociendo expresamente la facultad de impartir instrucciones operativas, incluyendo actuaciones vinculadas al control de tensión y a la seguridad de operación.

Real Decreto Ley 25/2026, de 29 de septiembre, por el que se prorrogan y ajustan diversas medidas adoptadas en el marco del Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio

Con fecha 30 de septiembre de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 25/2026, de 29 de septiembre, por el que se prorrogan y ajustan diversas medidas adoptadas en el marco del Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio ante la persistencia de tensiones en los mercados energéticos internacionales:

- En el ámbito fiscal, se mantienen tanto el mecanismo extraordinario de reactivación de las reducciones temporales del Impuesto sobre la Electricidad y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) durante los meses de octubre a diciembre en función de la evolución del Índice de Precios de Consumo (IPC) como las reducciones temporales aplicables al Impuesto sobre Hidrocarburos estableciendo, en concreto, en el epígrafe 1.10.1, gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios, un tipo reducido de 0,65 €/GJ para los meses de octubre, noviembre y diciembre.
- En materia de gas, se adoptan las siguientes medidas: se introduce una limitación temporal de la subida de la

Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural, estableciendo un incremento máximo del coste de la materia prima del 35 % en la revisión de octubre de 2026 y del 15 % en la de enero de 2027; se refuerzan las obligaciones de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) durante el invierno 2026-2027; y se limita hasta el 30 de junio de 2027 el precio máximo del gas licuado del petróleo (GLP) envasado.

- Se modifica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con el objetivo de reforzar la contribución de las instalaciones de generación renovable al control de tensión del Sistema Eléctrico, incluyendo obligaciones específicas en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).
- Se endurece el régimen sancionador aplicable al sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE), se amplían determinados plazos de liquidación de dichos certificados y se refuerzan las obligaciones vinculadas a proyectos energéticos y combustibles renovables.



Tarifa eléctrica 2026

Con fecha 22 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 18 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establecen los peajes de transporte y distribución de electricidad para 2026, que contempla una subida media de los mismos del 0,7 %.

Por su parte, con fecha 27 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden

TED/1524/2025, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del Sistema Eléctrico para 2026 y se establecen diversos costes regulados del Sistema Eléctrico para el ejercicio 2026 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al Bono Social para el año 2026. Esta Orden incrementa el precio de los cargos un 10,3 % respecto a los precios vigentes.

Tarifa de gas natural para 2026

Con fecha 22 de diciembre de 2025 se ha publicado la Resolución de 22 de diciembre de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a partir del 1 de enero de 2026, que reduce (sin impuestos) un 3,7 %, 4,3 % y 4,8 % respectivamente, la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). En lo que respecta a las Tarifas de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, disminuyen entre el 3,7 % y el 7,8 %.

Con fecha 30 de marzo de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 27 de marzo de 2026, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a partir del 1 de abril de 2026, que reduce (sin impuestos) un 7 %, 8,1 % y 9 % respectivamente, la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). En lo que respecta a las Tarifas de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, disminuyen entre el 10,4 % y el 21,8 %.

Por otro lado, con fecha 5 de junio de 2026 se ha publicado la Resolución de 2 de junio de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2027. Esta Resolución prorroga los peajes vigentes de 2026 con la excepción de los peajes para la recuperación de otros costes de regasificación que toman valor cero y además, prevé que los peajes puedan modificarse durante el ejercicio si concurren circunstancias excepcionales.

Asimismo, con fecha 26 de junio de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

(MITECO) ha iniciado la tramitación de un proyecto de Real Decreto que modifica el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

Con fecha 1 de julio de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 25 de junio de 2026, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a partir del 1 de julio de 2026, que incrementa (sin impuestos) un 8,7 %, 10,2 % y 11,5 % respectivamente, la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). En lo que respecta a las Tarifas de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, aumentan entre el 10,4 % y el 20,8 %.

Por último, con fecha 1 de octubre de 2026 se ha publicado la Resolución de 30 de septiembre de 2026, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a partir del 1 de octubre de 2026, que se incrementa (sin impuestos) un 13,7 %, 17,1 % y 19,4 % respectivamente, la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). En lo que respecta a las Tarifas de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, se incrementan entre el 13,7 % y el 31,5 %.

Por otro lado, no se ha publicado la Orden de cargos y cánones para el año de gas 2027, por lo que quedan prorrogados automáticamente los establecidos para el año de gas 2026, según se establece en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

Permisos y autorizaciones de instalaciones de producción y de la concesión de aguas en las centrales hidráulicas reversibles

Con fecha 5 de marzo de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado una consulta pública previa para la elaboración de un procedimiento administrativo unificado aplicable al otorgamiento de los permisos y autorizaciones de instalaciones de producción de energía y a la concesión de aguas en

centrales hidráulicas reversibles. La iniciativa tiene como objetivo simplificar y coordinar los trámites administrativos actualmente existentes en los ámbitos eléctrico y del dominio público hidráulico, con el fin de mejorar la eficiencia, la seguridad jurídica y los plazos de tramitación de las centrales de almacenamiento hidráulico de energía.

Proyecto de Ley de Protección y Resiliencia de Entidades Críticas

Con fecha 17 de marzo de 2026 el Consejo de Ministros ha aprobado un Proyecto de Ley de Protección y Resiliencia de Entidades Críticas, que traspone al ordenamiento jurídico español la normativa europea destinada a garantizar la continuidad y seguridad de las entidades públicas y privadas que explotan infraestructuras críticas en sectores estratégicos. La norma amplía el ámbito tradicional

de protección (energía, transporte, agua, salud o alimentación) e incorpora nuevos sectores como el hidrógeno y los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, estableciendo obligaciones específicas en materia de protección y resiliencia. Este Proyecto de Ley ha sido enviado a las Cortes Generales para su tramitación y aprobación parlamentaria.

Metodología de cálculo de los precios eléctricos

Con fecha 9 de abril de 2026 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha iniciado la tramitación de una propuesta de Circular sobre la metodología de cálculo de los derechos económicos por acometidas, enganches, verificación, actuaciones sobre equipos de

control y medida, estudios de conexión y acceso a las redes y alquiler de equipos de medida y control en el Sector Eléctrico para adaptarlos a la digitalización de las redes, la integración de nueva demanda y generación distribuida y los retos derivados de la descarbonización.

Retribución de las actividades de regasificación, transporte, gestión técnica del sistema y de las actividades vinculadas a la distribución de gas natural

Con fecha 18 de septiembre de 2026 se han publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) distintas Circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la retribución de las actividades de regasificación, transporte, gestión técnica del sistema y de las actividades vinculadas a la distribución de gas natural, para el periodo regulatorio 2027-2032, siendo de aplicación desde el 1 de octubre de 2026:

- Circular 4/2026, de 8 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado. Esta Circular actualiza la metodología de cálculo de la

retribución, los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento, incorpora distintos incentivos y establece los requisitos mínimos que deben cumplir las auditorías de costes.

- Circular 5/2026, de 8 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la tasa de retribución financiera aplicable a las actividades de regasificación, transporte, y gestión técnica del sistema y a las actividades vinculadas a la distribución de gas natural, en el periodo regulatorio 2027-2032. La Circular fija una tasa del 6,46 % para el transporte, regasificación, gestión técnica del Sistema y la distribución. Asimismo, para las actividades de fijación del precio de alquiler de contadores establece la tasa en el 6,87 %.



- Circular 6/2026, de 8 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural. Esta Circular mantie-

ne el esquema anterior adaptándolo a los objetivos de descarbonización y la integración de gases renovables. Asimismo, desaparece la retribución transitoria y otros elementos temporales de la Circular anterior.

Proyecto de Real Decreto de impulso del biometano

Con fecha 21 de mayo de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de un proyecto de Real Decreto de impulso del biometano, que prevé una penetración progresiva del gas de origen renovable en el mercado nacional de gas natural, mediante una cuota mínima anual creciente que partirá del 0,5 % en 2028 y alcanzará el 6 % en 2035, que-

dando exentos los consumos destinados a generación eléctrica, los realizados en las islas y los correspondientes al transporte por carretera, marítimo y aéreo. El despliegue del biometano priorizará proyectos adecuados desde el punto de vista territorial, ambiental y social, que deberán obtener un sello específico para computar a efectos del cumplimiento de dichas cuotas.

Real Decreto 611/2026, de 22 de julio, de impulso a la descarbonización del transporte y fomento de los combustibles renovables

El 23 de julio de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 611/2026, de 22 de julio, que establece un nuevo marco de impulso a la descarbonización del transporte y de fomento de los combustibles renovables. La norma incorpora objetivos diferenciados para carretera, navegación de cabotaje y ferrocarril no electrificado, junto con mecanismos de verificación, certificación y flexibilidad.

El cambio principal consiste en orientar las obligaciones hacia la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) durante el ciclo de vida, incorporando subobjetivos para biocarburantes avanzados y combustibles renovables de origen no biológico, así como reglas sobre sostenibilidad, trazabilidad y reconocimiento de electricidad renovable utilizada en el transporte.

Tercera propuesta de modificación de aspectos puntuales del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026

Con fecha 8 de agosto de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 3 de agosto de 2026, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de julio de 2026, por el que se aprueba la tercera modificación del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026. La modificación responde a las nuevas necesidades de seguridad y operación del Sistema derivadas, principalmente, del in-

cremento de los flujos eléctricos originados por la elevada penetración de generación renovable en el sur peninsular, e incorpora nuevas actuaciones destinadas a reforzar el control dinámico de tensión, la estabilidad del Sistema y la mitigación de oscilaciones, así como algunas actuaciones para viabilizar infraestructuras ya incluidas en modificaciones anteriores del Plan.

Empresas de gran consumo de energía

Con fecha 25 de junio de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/635/2026, de 23 de junio, por la que se regula el concepto de empresa de gran consumo de energía del Sector Industrial a los efectos de la contabilización de ahorros de energía final en el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energé-

tica (SNOEE) y en la aplicación de medidas de eficiencia energética alternativas. Los principales aspectos de la Orden son:

- Define el concepto de empresa de gran consumo de energía del Sector Industrial aplicable a actividades in-

dustriales determinadas (excluidas las de producción o transformación de energía) con un consumo medio anual igual o superior a 1 GWh en los 3 años anteriores a la actuación.

- Establece los requisitos que deben cumplir las actuaciones de eficiencia energética para que los ahorros obtenidos sean contabilizables, incluyendo la realización de auditorías energéticas y la adopción de planes de actuación.

- Refuerza los requisitos documentales exigibles en las solicitudes de emisión de Certificados de Ahorro Energético (CAE) para actuaciones vinculadas a tecnologías de combustión directa de combustibles fósiles en estas empresas.

- Reconoce efectos retroactivos desde el 1 de enero de 2024, permitiendo la contabilización de los ahorros generados desde esa fecha y su posible elegibilidad para el sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE), siempre que se cumplan las condiciones establecidas.

Marco Estratégico de Energía y Clima

Con fecha 26 de mayo de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado una consulta pública sobre el Plan Social para el Clima, elaborado en cumplimiento de la normativa europea y orientado a reducir la dependencia exterior de los combustibles fósiles, especialmente en los sectores y hogares más expuestos a la volatilidad de sus precios. En este contexto, el Plan Social para el Clima persigue impulsar, mediante inversiones cofinanciadas por fondos europeos, la electrificación de la climatización, la rehabilitación energética de viviendas (en particular de hogares vulnerables), el acceso a la movilidad sostenible y el apoyo al sector del transporte.

Por otro lado, con fecha 12 de junio de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

(MITECO) ha lanzado una consulta pública el Borrador del Programa de Trabajo 2026-2030 del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, previsto por la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética. Este Programa se apoya en los resultados de la Evaluación de Riesgos e Impactos derivados del Cambio Climático (ERICC 2025), que identifica los riesgos relevantes y analiza los riesgos clave para orientar las prioridades de adaptación. El programa establece medidas dirigidas a avanzar en los objetivos del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC), incluyendo actuaciones de seguimiento, evaluación, coordinación y gobernanza, así como medidas específicas para reforzar las políticas de adaptación al Cambio Climático y la integración de sus aspectos transversales en los distintos ámbitos de actuación.

Proyecto de Real Decreto de modificación de los Reales Decretos 1955/2000, de 1 de diciembre, y 1434/2002, de 27 de diciembre

Con fecha 3 de julio de 2026 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de un proyecto de Real Decreto que modifica el marco regulatorio de las instalaciones eléctricas y gasistas con el

objetivo de agilizar el despliegue de renovables, optimizar el uso de las redes, impulsar el almacenamiento, reforzar la participación ciudadana en los procedimientos administrativos y mejorar la información facilitada a los consumidores.

Mecanismos de capacidad

Con fecha 18 de diciembre de 2024, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició la tramitación de un proyecto de Orden de creación de un mercado de capacidad en el Sistema Eléctrico Peninsular Español.

Con fecha 14 de julio de 2026 se ha publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (UE) la autorización de la Comisión Europea del mecanismo de capacidad propuesto (*State Aid SA.112483 (2025/N)*), paso necesario en su tramitación.

Finalmente, con fecha 17 de septiembre de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, por la que se crea un mercado de capacidad en el Sistema Eléctrico peninsular español para garantizar la seguridad de suministro en un contexto de creciente penetración de generación renovable y de necesidades crecientes de recursos firmes y flexibles para respaldar el Sistema Eléctrico.

El mecanismo centralizado de ámbito peninsular contempla subastas de potencia firme en el que podrán participar



instalaciones de generación, almacenamiento, demanda y agregación, siempre que cumplan los requisitos técnicos, económicos y ambientales establecidos. Entre estos requisitos destacan la acreditación de potencia firme, determinados criterios de flexibilidad para tecnologías convencionales y el cumplimiento del límite europeo de emisiones de 550 gCO₂/kWh para las instalaciones existentes que opten al mecanismo. El producto a subastar será la potencia firme, expresada en MW, y las ofertas se formularán indicando el precio unitario en €/MW y año. Se crean 2 modalidades de subastas:

1. Subastas de capacidad principal con horizonte de hasta 5 años, ampliables excepcionalmente a 9 años para la entrada de nuevas inversiones, asociadas a cubrir las necesidades estructurales de potencia firme.
2. Subastas de capacidad de ajuste con horizonte anual asociadas a la prestación del servicio de capacidad por instalaciones que se encuentren en servicio con anterioridad al inicio de la convocatoria con el objeto de resolver problemas de cobertura eventuales que no pueden ser resueltos mediante las anteriores subastas.

Asimismo, se prevé un régimen transitorio de subastas anuales hasta la entrada en funcionamiento del primer periodo de entrega resultante de las subastas principales.

Las subastas se realizarán mediante un sistema de ofertas en sobre cerrado y adjudicación *pay-as-bid*, siendo Red Eléctrica de España (REE) la entidad administradora y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la entidad supervisora. Los adjudicatarios percibirán una retribución fija asociada a la potencia firme comprometida, a cambio de asumir obligaciones de disponibilidad durante las denominadas *horas de estrés* del Sistema. La norma establece mecanismos de verificación, pruebas periódicas e importantes penalizaciones económicas e incluso la inhabilitación del servicio en caso de incumplimiento.

Por último, el coste del mecanismo será financiado por los comercializadores y consumidores directos en mercado mediante un término específico incorporado a la factura eléctrica, a través de unos precios unitarios que serán actualizados por Orden Ministerial.

Real Decreto 731/2026, de 16 de septiembre, por el que se regula el Comité de Inversiones Estratégicas y se desarrollan los criterios y el procedimiento de declaración de Proyectos Estratégicos de Inversión

Este Real Decreto es parte del desarrollo del Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo, y crea el Comité de Inversiones Estratégicas así como regula el procedimiento para

que empresas o colaboraciones público-privadas obtengan la declaración de Proyecto Estratégico de Inversión (PEI). Esta figura busca identificar, acelerar y dar prioridad



administrativa a inversiones consideradas de interés público, social, ambiental o económico. Quedan fuera del concepto la adquisición de acciones o participaciones, las ampliaciones o reducciones de capital y las modificaciones estructurales de sociedades. Entre los proyectos susceptibles de obtener esta condición destacan expresamente, entre otros, aquellos vinculados a la Transición Energética, la descarbonización industrial, las tecnologías

de cero emisiones, el hidrógeno verde, las infraestructuras energéticas, o el almacenamiento energético.

El Comité de Inversiones Estratégicas será el órgano encargado de evaluar los proyectos y elevar propuestas a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, órgano que adoptará la decisión final sobre su declaración como proyecto estratégico.

Renovación temporal de la autorización de explotación de la central nuclear de Almaraz

Con fecha 14 de agosto de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/864/2026, de 12 de agosto, por la que se concede la renovación temporal de la autorización de explotación de las unidades I

y II de la central nuclear de Almaraz hasta el 8 de junio de 2030. La decisión se apoya en el informe del Consejo de Seguridad Nuclear y en consideraciones de seguridad de suministro y coyuntura de los mercados energéticos.

Proyecto de Real Decreto sobre requisitos de sostenibilidad de los centros de datos

En agosto de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició audiencia pública sobre una propuesta de Real Decreto cuyo objetivo es establecer el marco normativo para mejorar la Eficiencia Energética y la Sostenibilidad de los centros de datos, habiendo lanzado en agosto de 2026 para audiencia un segundo texto de esta propuesta. Los principales aspectos del régimen contenido en esta propuesta son los siguientes:

- Requisitos de eficiencia energética y eficiencia hídrica en función de la clasificación en la escala europea, que formará parte de la etiqueta oficial.
- Se condiciona el acceso de los centros de datos a la red a la utilización de energía renovable. Obligación de cubrir con nueva generación renovable al menos el 80 % de su consumo y garantizar ese mismo porcentaje de correlación horaria entre consumo y generación (requi-

sitos de adicionalidad y correlación horaria). Hasta que la generación renovable supere el 90 % del *mix* eléctrico, deberán acreditar y cumplir requisitos de adicionalidad y correlación horaria y una vez alcanzado ese umbral, dichas exigencias desaparecerán, manteniéndose únicamente determinadas limitaciones de consumo. Asimismo, los incumplimientos podrán dar lugar a recargos sobre los peajes y cargos eléctricos y, si son significativos y reiterados, a la pérdida de los permisos de acceso y conexión.

- Se define los agentes intervinientes y los medios de acreditación de los requisitos y condiciones establecidos.

Asimismo, los nuevos requisitos serán de aplicación obligatoria a todos los centros de datos que se conecten a la red con posterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto.

Marco normativo de Europa

Competitividad Industrial: *Industrial Accelerator Act*

En el seno del Reglamento (UE) 2024/1735, de 13 de junio, sobre la Industria de Cero Emisiones Netas, *Net-Zero Industry Act* (NZIA), que desarrolla algunos elementos del *Clean Industrial Deal* de febrero de 2025, el pasado 4 de marzo de 2026, la Comisión Europea ha publicado la propuesta de Reglamento de Aceleración Industrial, *Industrial*

Accelerator Act. Esta propuesta legislativa tiene como objetivo reforzar la aceleración de la descarbonización de la industria europea *Made in Europe*, y fomentar la fabricación de tecnologías de emisiones netas cero y la adquisición de estas mediante licitaciones públicas sujetas a estrictos requisitos para priorizar productos europeos.



Comunicación *Citizens Energy Package*

Con fecha 10 de marzo de 2026, la Comisión Europea ha publicado la Comunicación *Citizens Energy Package* (COM/2026/115 final), cuyo objetivo es hacer más accesible la energía a los ciudadanos. Esta Comunicación se encuentra enmarcada en el denominado Plan de Acción para una Energía Asequible (*Action Plan for Affordable Energy*), que forma parte del *Clean Industrial Deal* de febrero de 2025.

La Comunicación anima a que los Estados Miembro reduzcan la carga fiscal a los hogares y está diseñada para que los consumidores tengan información transparente que les permita cambiar a contratos más asequibles. Asimismo, busca el desarrollo de las comunidades de energía y de la eficiencia energética, haciendo hincapié en la protección de los hogares vulnerables y en situación de pobreza energética.

Comunicación *AccelerateEU*

Como consecuencia del aumento de los costes energéticos tras el conflicto en Oriente Medio, el 22 de abril de 2026 se ha publicado la Comunicación *AccelerateEU*, que

propone medidas concretas para acelerar la transición hacia la energía limpia y fortalecer la resiliencia energética europea.

Comunicación *Electrification Action Plan*

El pasado 17 de julio, la Comisión Europea presentó la Comunicación sobre el Plan de Acción para la Electrificación, con el objetivo de convertir a Europa en el primer continente electrificado. En esta Comunicación se propone por primera vez un objetivo indicativo de electrificación del 46 % para

2040. La Comunicación se centra en reducir la brecha de precios entre la electricidad y los combustibles fósiles, así como en incentivar la adopción de tecnologías más limpias basadas en la electricidad —tales como bombas de calor, vehículos eléctricos y baterías, entre otras— en toda Europa.

Regulación financiera

El 26 de mayo de 2026 la Comisión Europea ha publicado su informe de revisión de los mercados de derivados de materias primas en el marco de la Directiva 2014/65/UE, de 15 de mayo, sobre Mercados de Instrumentos Financieros, conocida como *Markets in Financial Instruments Directive II* (MiFID II). El informe concluye que el marco vigente resulta, en términos generales, adecuado y no requiere modificaciones sustanciales. En particular, considera que la exención de actividad auxiliar funciona correctamente y no deben incrementarse sus exigencias, puesto que no hay indicios de que un endurecimiento mejore la integridad del mercado. Por el contrario, destaca su papel para facilitar la cobertura de posiciones físicas y contribuir a la liquidez del mercado. Respecto al régimen de límites de posición también sigue siendo apropiado, aunque podría ajustarse otorgando un mayor papel a los centros de negociación en la concesión de exenciones y el control de posiciones.

En desarrollo de la última reforma del Reglamento Europeo de Infraestructuras de Mercado (denominada en sus siglas en inglés EMIR 3.0), que fue aprobada mediante el Reglamento (UE) 2024/2987, de 27 de noviembre, que modifica el Reglamento (UE) n.º 648/2012, de 4 de julio, y que

entró en vigor en diciembre de 2024, la Comisión Europea ha adoptado el pasado 14 de julio de 2026, el Reglamento Delegado sobre los umbrales de compensación y su mecanismo de revisión. Este texto confirma el nuevo umbral de compensación de 4.000 millones de euros para derivados sobre materias primas y sobre derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), e introduce un mecanismo de revisión periódica de dichos umbrales. La entrada en vigor de este Reglamento es necesaria para la aplicación efectiva de las modificaciones introducidas por la última reforma del Reglamento Europeo de Infraestructuras de Mercado (denominada en sus siglas en inglés EMIR 3.0) en materia de compensación y cálculo de los umbrales. La última reforma del Reglamento Europeo de Infraestructuras de Mercado (denominada en sus siglas en inglés EMIR 3.0) excluyó de dicho cálculo, los derivados ya compensados en una Cámara de Compensación autorizada o reconocida en la Unión Europea. El texto se encuentra actualmente en fase de escrutinio por el Parlamento Europeo y el Consejo antes de su entrada en vigor. El periodo de revisión es de 2 meses, prorrogable por otros 2 meses. En ausencia de objeciones, se publicará en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) y entrará en vigor a los 20 días.

Por otro lado, el 13 de abril de 2026 se han publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) 2 Reglamentos clave que desarrollan y hacen plenamente operativa la revisión del Reglamento UE 2024/1106, de 11 de abril, que mejora la protección de la Unión Europea contra la manipulación del mercado en el mercado mayorista de la energía, conocido como Reglamento sobre Integridad y Transparencia del Mercado Mayorista de Energía II (REMIT II):

- Reglamento de Ejecución (UE) 2026/256, de 30 de enero, sobre notificación de datos, que deroga y sustituye al Reglamento (UE) 1348/2014, de 17 de diciembre. Este nuevo marco mejora la forma en que los participantes del mercado notifican a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) los datos de transacciones y los datos fundamentales, lo que permite una detección más eficaz del abuso de mercado, una mayor calidad de la información y, cuando es posible,

una reducción de la carga administrativa para los participantes.

- Reglamento Delegado (UE) 2026/255, de 30 de enero, sobre *Inside Information Platforms* (IIP) y *Registered Reporting Mechanisms* (RRM), que establece un marco armonizado para la autorización y supervisión de estas entidades por parte de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER). Su objetivo es garantizar procedimientos claros, equitativos y coherentes, así como asegurar la fiabilidad de los intermediarios encargados de la notificación de datos y de la publicación de información privilegiada.

Ambos Reglamentos entraron en vigor el 29 de abril de 2026 e incluyen periodos transitorios que permiten a los participantes del mercado, así como a los *Inside Information Platforms* (IIP) y *Registered Reporting Mechanisms* (RRM), adaptarse gradualmente a los nuevos requisitos.

Grupo de trabajo del Mercado del Gas

El 1 de junio de 2026 se ha publicado el Informe del Grupo de Trabajo de la Comisión sobre el Mercado del Gas, creada en 2025 en el marco del *Clean Industrial Deal* y del Plan de Acción para una Energía Asequible de la Unión Europea (UE), con el objetivo de evaluar el funcionamiento de los mercados de gas y derivados en la Unión Europea (UE).

El Informe del Grupo de Trabajo del Mercado del Gas (*Gas Market Task Force*) concluye que los mercados de gas y

derivados en la Unión Europea (UE) funcionan correctamente, sin problemas de concentración y con un marco regulatorio sólido.

Asimismo, recomienda mejorar la coordinación y simplificar cargas, sin introducir más regulación, y advierte de 2 aspectos a vigilar: el impacto de las políticas de almacenamiento en los precios y el uso de algoritmos e Inteligencia Artificial (IA), que requieren seguimiento continuo.

Finanzas sostenibles

Como parte de los paquetes Ómnibus de la Unión Europea (UE) que buscan reducir la carga administrativa de las empresas y reforzar la competitividad industrial, el 8 de enero de 2026 se ha publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento Delegado (UE) 2026/73, de 4 de julio de 2025, que modifica los Reglamentos Delegados sobre divulgación de la Taxonomía de la Unión Europea (UE), Clima y Medio Ambiente (Reglamentos Delegados 2021/2178, de 6 de julio, 2021/2139, de 4 de junio, y 2023/2486, de 27 de junio, respectivamente).

Las principales medidas de simplificación incluyen la exención de las empresas, tanto financieras como no financieras, de evaluar la alineación con la Taxonomía de la Unión Europea (UE) de las actividades no materialmente significativas para su negocio, lo que se establece en menos del 10 % de los ingresos totales, gastos de capital (CapEx) o gastos operativos (OpEx). Además, las empresas

no financieras, en relación con las actividades consideradas materialmente significativas, están exentas de evaluar la alineación con la Taxonomía de la Unión Europea (UE) de sus gastos operativos cuando estos se consideren no materiales para su modelo de negocio. Esta modificación se debe a que se considera que la información sobre la facturación o el gasto de capital tienen mayor relevancia para evaluar la sostenibilidad de sus actividades. Asimismo, las plantillas de *reporting* se han simplificado, reduciendo, para las empresas no financieras, el número de datos que deben reportarse en un 64 %.

El Reglamento prevé que las medidas de simplificación se apliquen a partir del 1 de enero de 2026 y cubran el ejercicio financiero de 2025. No obstante, se ofrece a las empresas la opción de aplicar las medidas a partir del ejercicio financiero de 2026 si lo consideran más conveniente.

10. Otra Información

10.1. Información bursátil

Evolución de la cotización

Principales índices de referencia

La evolución de los principales índices de referencia en los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 ha sido la siguiente:

Porcentaje (%)	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Evolución de la Cotización ⁽¹⁾		
Endesa, S.A.	35,4	31,0
Ibex-35	12,2	33,5
Euro Stoxx 50	8,2	12,9
Euro Stoxx Utilities	8,7	20,8

⁽¹⁾ Fuente: Bolsa de Madrid.

El IBEX-35 cerró los 9 primeros meses de 2026 con una revalorización acumulada del 12,2 %, situado entre los índices europeos con mejor comportamiento. Esta subida de doble dígito se produjo a pesar de la corrección registrada en septiembre (-2,7 %), que puso fin a varios meses consecutivos de avances, y de un tercer trimestre prácticamente plano (-0,2 %). El IBEX-35 terminó así el periodo situado en los 19.426,2 puntos, próximo a su máximo histórico de 20.213,6 puntos alcanzado el 11 de agosto de 2026.

Esta evolución puso de manifiesto la capacidad del mercado español para mantener un sólido comportamiento en un entorno de elevada incertidumbre, marcado por el recrudecimiento de las tensiones geopolíticas, el encarecimiento de las materias primas energéticas y la continua revisión de las

expectativas sobre la política monetaria de los principales bancos centrales. Aun así, la renta variable española siguió destacando por su fortaleza relativa, apoyada en la resiliencia de la economía nacional, la solidez de los resultados empresariales y unas perspectivas de crecimiento que continuaron situándose entre las más favorables de la zona euro.

La composición sectorial del índice volvió a desempeñar un papel relevante en esta evolución, gracias al elevado peso de sectores como la banca, la energía, las materias primas y las infraestructuras. En particular, las entidades financieras se beneficiaron de una mayor demanda de crédito y un entorno de tipos de interés más elevados, tras la reciente orientación más restrictiva de la política monetaria del Banco Central Europeo, mientras que las compañías energéticas y de infraestructuras continuaron respaldadas por las perspectivas de inversión asociadas a la electrificación de la economía, el desarrollo de las redes y la Transición Energética.

Por el contrario, los sectores más sensibles al ciclo económico mostraron una evolución más heterogénea, condicionada por el repunte de la inflación, el aumento de los costes de financiación y la persistencia de incertidumbres geopolíticas y macroeconómicas a escala internacional. En este contexto, algunas compañías vinculadas a las energías renovables, las infraestructuras de telecomunicaciones, el turismo y el consumo discrecional registraron un comportamiento relativamente más débil durante el periodo.

Endesa

La evolución de la cotización de Endesa, S.A. en los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 ha sido la siguiente:

Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	% Var.
Cotización de Endesa ⁽¹⁾			
Máximo	43,720	27,780	57,4
Mínimo	29,960	20,620	45,3
Media del Periodo	37,148	24,700	50,4
Cierre del Periodo	41,470	27,210	52,4

⁽¹⁾ Fuente: Bolsa de Madrid.

El Sector Eléctrico europeo mostró un comportamiento relativamente sólido, apoyado por su carácter defensivo, la mayor visibilidad regulatoria y las expectativas de un mayor ciclo inversor. Asimismo, la mejora del entorno de precios eléctricos respecto a los niveles observados a comienzos del ejercicio contribuyó a reforzar las expectativas del mercado sobre la evolución de los resultados del sector.

Este contexto favoreció especialmente a Endesa, cuyas acciones mantuvieron una evolución muy positiva, respal-

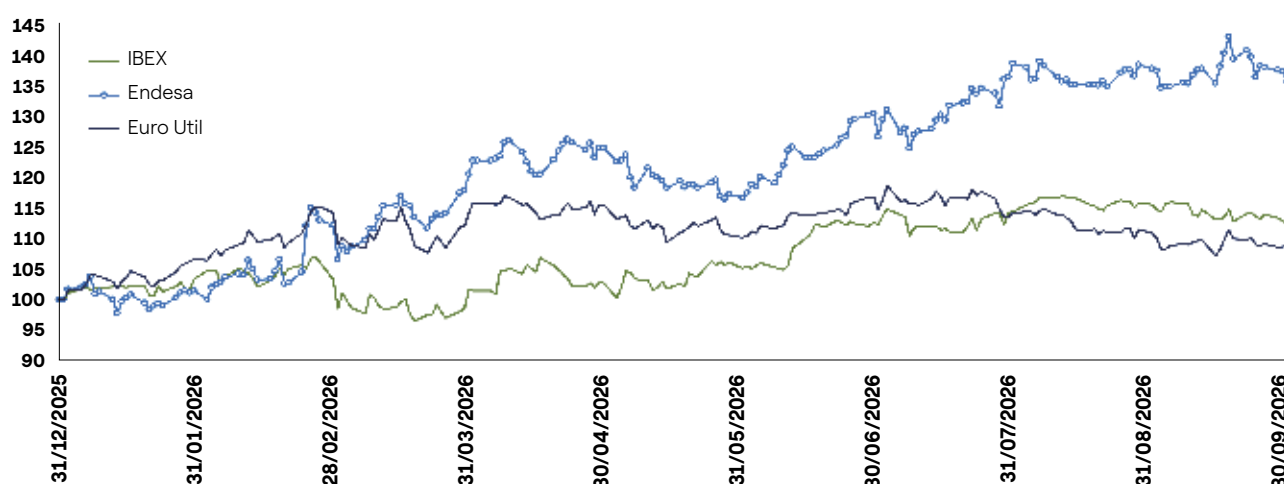
dadas además por la fortaleza de su balance, la elevada generación de caja y su programa de remuneración al accionista, basado en una combinación de dividendo y recompra de acciones. Asimismo, el carácter defensivo de la Compañía y la elevada visibilidad de sus flujos de caja reforzaron su atractivo en un entorno de mayor volatilidad macroeconómica y financiera.

La cotización alcanzó un máximo histórico de 43,72 euros por acción al cierre de la sesión del pasado 17 de septiembre, reflejando la mejora de la percepción del mercado sobre las perspectivas financieras y la capacidad de creación de valor de la Compañía. Posteriormente,

la acción corrigió moderadamente hasta cerrar el periodo en 41,47 euros por acción, lo que supone una revalorización acumulada del 35,4 % en los 9 primeros meses del ejercicio.

Gracias a este comportamiento, Endesa se situó entre los valores con mejor evolución del IBEX 35, en la cuarta mejor posición, y se consolidó como una de las compañías más destacadas del Sector Eléctrico europeo, ocupando el segundo mejor puesto. La acción superó ampliamente la evolución del índice sectorial EURO STOXX Utilities, que registró una subida más moderada del 8,7 % durante el mismo periodo.

EVOLUCIÓN DE LA ACCIÓN DE ENDESA, S.A., IBEX-35 Y EURO STOXX UTILITIES DURANTE EL PERIODO ENERO-SEPTIEMBRE DE 2026



Fuente: Bloomberg.

Principales índices bursátiles mundiales

La evolución de los principales índices bursátiles mundiales durante el periodo enero-septiembre de 2026 ha sido la siguiente:

Índice Bursátil	País / Región	% Var.
CAC-40	Francia	-2,3 %
DAX	Alemania	2,9 %
FTSIE-100	Reino Unido	6,8 %
DJI	Estados Unidos	6,8 %
EUROSTOXX 50	Europa	8,2 %
EUROSTOXX UT	Europa	8,7 %
S&P	Estados Unidos	12,1 %
IBEX-35	España	12,2 %
FTSE-MIB	Italia	14,3 %
NASDAQ	Estados Unidos	20,4 %
NIKKEI	Japón	32,6 %

Los principales mercados bursátiles internacionales registraron en general una evolución positiva, apoyados por la solidez de los resultados empresariales, la resiliencia de la economía global y el dinamismo de sectores como la tecnología, la energía y los servicios financieros. Todo ello en un contexto ya descrito, marcado por tensiones geopolíticas, mayores precios energéticos y unos tipos de interés elevados.

En Estados Unidos, el NASDAQ lideró las ganancias con una revalorización del 20,4 % entre enero y septiembre, impulsado principalmente por el fuerte desarrollo de la inteligencia artificial (IA) y el excelente comportamiento de las grandes compañías tecnológicas. Por su parte, los índices S&P 500 y el DOW JONES INDUSTRIAL AVERAGE avanzaron un 12,1 % y un 6,8 %, respectivamente, apoyados por la fortaleza de los beneficios empresariales y la resiliencia de la actividad económica.



En Europa, las bolsas cerraron el periodo con resultados generalmente favorables, aunque con diferencias significativas entre países. Destacaron las subidas del FTSE MIB italiano (+14,3 %) y del IBEX 35 español (+12,2 %), seguidos por el EURO STOXX 50 (+8,2 %) y el FTSE 100 británico (+6,8 %), apoyados en gran medida por el buen comportamiento de los sectores financiero, energético y de materias primas.

Con avances más moderados, el DAX alemán registró una revalorización del 2,9 %, condicionado por la debilidad relativa de la actividad industrial y manufacturera europea, mientras que el CAC 40 francés cerró el periodo con una caída del 2,3 %, afectado por la incertidumbre asociada a la situación fiscal del país y por el peor comportamiento

de las compañías ligadas al sector del lujo, que cuentan con un peso especialmente relevante en dicho índice.

En Asia destacó especialmente Japón, donde el índice NIKKEI acumuló una subida del 32,6 %, favorecido por la sólida evolución de los beneficios empresariales, unas condiciones financieras relativamente favorables y la depreciación del yen, que continuó respaldando la competitividad de las compañías exportadoras. Asimismo, la elevada exposición de numerosas empresas japonesas a la cadena de valor tecnológica y de semiconductores les permitió beneficiarse del fuerte impulso asociado al desarrollo de la inteligencia artificial (IA), reforzando el atractivo del mercado japonés para los inversores internacionales.

Datos bursátiles

A continuación, se detallan los datos bursátiles de Endesa, S.A. a 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025:

Datos Bursátiles		30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	% Var.
Capitalización Bursátil ⁽¹⁾	Millones de Euros	43.201	32.430	33,2
Número de Acciones		1.041.744.551	1.058.752.117	—
Nominal de la Acción	Euros	1,2	1,2	—
Efectivo ⁽²⁾	Millones de Euros	5.876	6.428	(8,6)
Mercado Continuo	Acciones			
Volumen de Contratación ⁽³⁾		160.363.988	251.519.929	(36,2)
Volumen Medio Diario de Contratación ⁽⁴⁾		839.602	986.353	(14,9)
Price to Earning Ratio (P.E.R.) Ordinario ⁽¹⁾		15,76	13,79	—
Price to Earning Ratio (P.E.R.) ⁽¹⁾		17,64	14,75	—
Precio / Valor Contable ⁽¹⁾		5,55	3,81	—

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

⁽²⁾ Efectivo = Suma de todas las operaciones realizadas sobre el valor en el periodo de referencia (Fuente: Bolsa de Madrid).

⁽³⁾ Volumen de Contratación = Volumen total de títulos de Endesa, S.A. negociados en el periodo (Fuente: Bolsa de Madrid).

⁽⁴⁾ Volumen Medio Diario de Contratación = Promedio aritmético de títulos de Endesa, S.A. negociados por sesión durante el periodo (Fuente: Bolsa de Madrid).

10.2. Dividendos

Política de remuneración al accionista

La información referente a la política de remuneración al accionista se describe en el Apartado 18.2 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

La Junta General de Accionistas de Endesa, S.A. celebrada el pasado 28 de abril de 2026 aprobó la distribución

a sus accionistas de un dividendo total por un importe bruto de 1,584 euros por acción. Teniendo en consideración el dividendo a cuenta de 0,50 euros brutos por acción abonado el pasado 12 de enero de 2026, el dividendo complementario ha ascendido a 1,084 euros brutos por acción y fue abonado el pasado 10 de julio de 2026.



Dividendos por acción

De acuerdo con todo lo anterior, el detalle de los dividendos por acción de Endesa, S.A. es como sigue:

		2025	2024	% Var.
Capital Social	Millones de Euros	1.270,5	1.270,5	—
Resultado Ordinario Neto Consolidado	Millones de Euros	2.351	1.993	18,0
Resultado Neto Consolidado	Millones de Euros	2.198	1.888	16,4
Resultado Neto Individual	Millones de Euros	1.666	1.427	16,7
Resultado Ordinario Neto por Acción ⁽¹⁾	Euros	2.221	1.882	18,0
Resultado Neto por Acción ⁽¹⁾	Euros	2.076	1.783	16,4
Dividendo Bruto por Acción	Euros	1.5840 ⁽²⁾	1.3177 ⁽³⁾	—
Pay-Out Ordinario Consolidado ⁽¹⁾	%	70,0	70,0	—
Pay-Out Consolidado ⁽¹⁾	%	74,9	73,9	—
Pay-Out Individual ⁽¹⁾	%	98,8	97,8	—

⁽¹⁾ Véase definición en el Apartado 12 de este Informe de Gestión Consolidado.

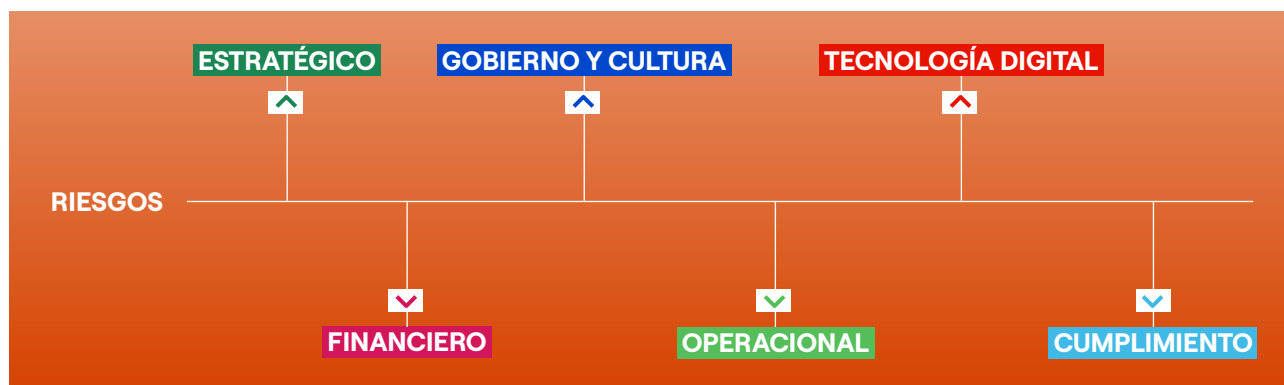
⁽²⁾ Dividendo a cuenta igual a 0,5 euros brutos por acción pagado el 12 de enero de 2026 más dividendo complementario igual a 1,084 euros brutos por acción pagado el 10 de julio de 2026.

⁽³⁾ Dividendo a cuenta igual a 0,5 euros brutos por acción pagado el 8 de enero de 2025 más dividendo complementario igual a 0,8177 euros brutos por acción pagado el 1 de julio de 2025.

10.3. Principales riesgos e incertidumbres

Durante el periodo enero–septiembre de 2026, Endesa ha seguido la misma política de control y gestión de riesgos descrita en el Apartado 8.1 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

Endesa clasifica los riesgos a los que está expuesta en 6 categorías: Estratégicos, Financieros, Operacionales, Cumplimiento, Gobierno Corporativo y Cultura y relacionados con la Tecnología Digital.



La información referente a los principales riesgos e incertidumbres asociados a la actividad de Endesa se describe en el Apartado 8.4 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

La actividad de Endesa se lleva a cabo en un entorno caracterizado por la presencia de factores exógenos que pueden influir de manera significativa en la evolución de sus operaciones y en sus resultados económicos.

En este contexto, durante el periodo enero-septiembre de 2026, el entorno geopolítico internacional ha continuado marcado por un elevado grado de incertidumbre, derivado principalmente de la intensificación de las tensiones en Oriente Medio, de los riesgos asociados a la seguridad de las principales rutas de transporte energético internacionales y de la persistencia de otros focos de inestabilidad con potencial incidencia sobre el suministro energético global. Esta situación ha contribuido a episodios de volatilidad en los mercados de materias primas energéticas, afectando tanto a los niveles de precios como a las dinámicas de aprovisionamiento, transporte y disponibilidad de recursos energéticos.

Como consecuencia de ello, determinados riesgos han adquirido una mayor relevancia mientras que otros han experimentado un incremento en sus niveles de volatilidad (véase Apartado 5.2 de este Informe de Gestión Consolidado).

Asimismo, en el contexto actual persisten riesgos cuya capacidad de gestión es limitada y cuya probabilidad de ocurrencia resulta difícil de estimar, entre los que destacan los cambios regulatorios en el Sector Eléctrico, los riesgos de Ciberseguridad, las incertidumbres asociadas a las políticas arancelarias y a la adopción de medidas fiscales de carácter coyuntural, así como la elevada volatilidad de los mercados energéticos y de materias primas. Del mismo modo, las tensiones en la cadena de suministro podrían ejercer presión adicional sobre el cumplimiento de los objetivos previstos en el Plan Estratégico.

En esta situación, los principales riesgos e incertidumbres a los que se enfrenta Endesa de cara a los próximos meses de 2026 se resumen a continuación:

Categoría	Riesgo	Definición	Descripción	Métricas	Relevancia ⁽³⁾
Riesgos Estratégicos	 Novedades Legislativas y Reglamentarias	Las actividades de Endesa están sujetas a un amplio conjunto de normas y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar negativamente a su actividad, resultados, situación financiera y flujos de caja.	La información relativa al marco regulatorio se incluye en la Nota 6 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 y en el Apartado 9 de este Informe de Gestión Consolidado.		
					
	 Tendencias Macroeconómicas y Geopolíticas	El negocio de Endesa podría verse afectado por las condiciones económicas y políticas adversas en España, Portugal, la Eurozona y en los mercados internacionales.	Un empeoramiento de la situación económica y financiera de las economías europeas y mundiales, agravado por los conflictos y tensiones geopolíticas actuales, podrían afectar negativamente a los negocios, resultados, posición financiera y flujos de caja de Endesa (véanse Apartado 5.2 de este Informe de Gestión Consolidado y Nota 5.2 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025).	Escenarios ⁽¹⁾	Alta

Categoría	Riesgo	Definición	Descripción	Métricas	Relevancia ⁽³⁾
Riesgos Financieros	 Commodities	El negocio de Endesa tiene una gran dependencia del suministro constante de grandes cantidades de combustible para generar electricidad, del suministro de electricidad y de gas natural utilizado para el consumo propio y la comercialización, y del suministro de otras materias primas, cuyo precio está sujeto a fuerzas de mercado que pueden afectar al precio y a la cantidad de energía que Endesa vende.	La evolución de los precios de la electricidad en el mercado mayorista y de las <i>commodities</i> , fundamentalmente, el gas, los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO ₂) y las garantías de origen impactan sobre los costes del negocio y también sobre los precios de venta. Con objeto de mitigar dicho impacto, Endesa mantiene una política de cobertura del riesgo de precio de <i>commodities</i> mediante la contratación de instrumentos financieros en Mercados Organizados y OTC (<i>Over The Counter</i>). Aquellas operaciones con exigencias de garantías financieras diarias asociadas a las variaciones del MtM (<i>Mark-to-Market</i>) pudieran tener, a su vez, impacto directo en el riesgo de liquidez de Endesa (véanse Apartado 5.2 de este Informe de Gestión Consolidado y Notas 43.3 y 43.4 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025).	Estocástica ⁽²⁾	Alta
	 Tipo de Interés	Endesa se encuentra expuesta al riesgo de tipo de interés.	Endesa mantiene una política de cobertura del riesgo de tipo de interés mediante la contratación de derivados (véase Apartado 4.1 de este Informe de Gestión Consolidado y Nota 43.1 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025).		
	 Adecuación de la Estructura de Capital y Acceso a la Financiación		Endesa controla su riesgo de liquidez mediante el mantenimiento de un nivel adecuado de recursos incondicionalmente disponibles, incluyendo efectivo y depósitos a corto plazo, líneas de crédito de largo plazo con entidades bancarias y con sociedades del Grupo Enel y una cartera de activos muy líquidos. Endesa desarrolla una política de liquidez que consiste en mantener en todo momento un disponible suficiente para atender las necesidades previstas por un periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales (véase Apartado 7.2 de este Informe de Gestión Consolidado). La política de gestión financiera y gestión de capital de Endesa se describe en las Notas 36.1.12, 42.3 y 42.4 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.	Estocástica ⁽²⁾	Media
	 Liquidez	El negocio de Endesa depende de su capacidad para obtener los recursos necesarios para refinanciar su deuda y financiar sus gastos de capital.			
	 Crédito y Contraparte	Endesa se encuentra expuesta al riesgo de crédito y contraparte. El riesgo de crédito se genera cuando una contraparte no cumple sus obligaciones establecidas en un contrato financiero o comercial dando lugar a una pérdida financiera.	Endesa realiza un seguimiento pormenorizado del riesgo de crédito de sus contrapartes de <i>commodities</i> , financieras y comerciales (véase Nota 43.5 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025).	Estocástica ⁽²⁾	Alta



Categoría	Riesgo	Definición	Descripción	Métricas	Relevancia ⁽³⁾
Riesgos Asociados a Tecnologías Digitales 	 Ciberseguridad	Endesa se enfrenta a riesgos asociados a la Ciberseguridad.	Riesgo de incurrir en sanciones judiciales o administrativas, pérdidas económicas o financieras y daños a la reputación como consecuencia de ciberataques y del robo de datos sensibles o masivos de la empresa y de los clientes, atribuibles a una falta de seguridad en las redes, los sistemas operativos y las bases de datos. La Unidad de Ciberseguridad monitorea la evolución de la situación con extrema atención para identificar cualquier evento cibernético o anomalía en Endesa.	Estocástica ⁽²⁾	Alta
	 Riesgos Operacionales	El negocio de Endesa podría verse negativamente afectado ante una eventual incapacidad para conservar sus relaciones con proveedores o porque la oferta de proveedores disponible fuese insuficiente en términos de cantidad y/o de calidad, así como a los fallos de proveedores para mantener las condiciones del servicio prestado, limitando las posibilidades de operatividad y continuidad del negocio. Endesa se enfrenta a riesgos asociados a la construcción de nuevas instalaciones de generación y distribución de electricidad. La actividad de Endesa puede verse afectada por fallos, averías, problemas en la realización de los trabajos previstos, u otros problemas sobreenvenidos que provoquen la indisponibilidad no programada y por otros riesgos operacionales.	Un agravamiento de los conflictos y tensiones geopolíticas actuales, así como las tensiones financieras a nivel global pueden provocar retrasos y sobrecostes en los suministros e incumplimiento de contratos a nivel de cadena de suministro. Endesa, en el desarrollo de nueva capacidad, está expuesta a necesidades financieras, el contexto inflacionario, las interrupciones en la disponibilidad de materiales y la falta de mano de obra cualificada. Además, existen riesgos de averías o accidentes que temporalmente interrumpan el funcionamiento de las centrales o interrumpan el servicio a los clientes. El acaecimiento de alguno de estos sucesos podría afectar negativamente a los negocios, resultados, posición financiera y flujos de caja de Endesa.	Estocástica⁽²⁾ Escenarios⁽¹⁾ Escenarios⁽¹⁾	Alta Baja Media
Riesgos de Cumplimiento 	 Cumplimiento de otras Leyes y Reglamentos	Endesa es parte en procedimientos judiciales y arbitrajes.	Endesa está sujeta a determinados procedimientos judiciales, cuya resolución pudiera tener impacto sobre los Estados Financieros Consolidados (véanse Nota 52 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 y Apartado 10.6 de este Informe de Gestión Consolidado).	—	⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Escenarios: calculado como la pérdida resultante de diferentes situaciones hipotéticas.

⁽²⁾ Estocástica: calculado como la pérdida que se podría sufrir con un cierto nivel de probabilidad o de confianza.

⁽³⁾ La relevancia de los riesgos se mide en función de la pérdida esperada potencial en un año: Alta (superior a 75 millones de euros), Media (entre 10 millones de euros y 75 millones de euros) y Baja (inferior a 10 millones de euros).

⁽⁴⁾ Corresponden a riesgos cuyo impacto podría ser de difícil cuantificación económica (en general, impacto elevado y probabilidad, tras los mecanismos de mitigación implantados, muy baja o muy difícil de determinar).

10.4. Partes vinculadas

De conformidad con la NIC 24 «*Información a revelar sobre partes vinculadas*», las partes vinculadas son principalmente aquellas que comparten la misma entidad dominante que Endesa, las sociedades controladas directa o indirectamente por Endesa, las entidades asociadas y los negocios conjuntos (incluidas sus filiales), así como las entidades respecto de las cuales exista una relación de control, control conjunto o influencia significativa en los términos establecidos por dicha Norma.

A efectos de la información incluida en este Apartado, se consideran accionistas significativos de la Sociedad todas las empresas que componen el Grupo Enel y que no se integran en los Estados Financieros Consolidados de Endesa.

La información relativa a partes vinculadas se describe en la Nota 48 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

10.4.1. Gastos e ingresos y otras transacciones con accionistas significativos

Gastos e ingresos con accionistas significativos

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Gastos Financieros	93	96
Arrendamientos	—	—
Recepción de Servicios	45	45
Compra de Existencias	3	11
Otros Gastos	48	57
Contratos de Gestión o Colaboración	48	57
TOTAL GASTOS	189	209
Ingresos Financieros	2	1
Dividendos Recibidos	—	—
Prestación de Servicios	3	3
Ventas de Existencias	192	190
Otros Ingresos	3	3
Contratos de Gestión o Colaboración	2	2
Arrendamientos	1	1
TOTAL INGRESOS	200	197



Otras transacciones con accionistas significativos

Millones de Euros	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Acuerdos de Financiación: Créditos y Aportaciones de Capital (Prestamista)	—	—
Acuerdos de Financiación: Préstamos y Aportaciones de Capital (Prestatario)	6.023	6.022
Saldo de Préstamos y Líneas de Crédito Formalizadas y Dispuestas con Enel Finance International N.V.	3.523	3.522
Líneas de Crédito Comprometidas e Irrevocables No Dispuestas con Enel Finance International N.V.	2.500	2.500
Garantías y Avals Prestados	—	—
Garantías y Avals Recibidos ⁽¹⁾	121	117
Compromisos Adquiridos	44	23
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	1.176	974
Otras Operaciones ⁽²⁾	10	10

⁽¹⁾ Incluye la garantía recibida de Enel S.p.A. para el cumplimiento del contrato para la compra de gas natural licuado (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC.

⁽²⁾ Incluye compras de activos materiales, intangibles u otros activos.

Saldos a cierre del periodo con accionistas significativos

A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025

los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Millones de Euros	30 de septiembre de 2026		
	Enel Iberia, S.L.U.	Resto de Accionistas Significativos	TOTAL
Clientes y Deudores Comerciales	74	12	86
Préstamos y Créditos Concedidos	—	—	—
Otros Derechos de Cobro ⁽¹⁾	547	856	1.403
TOTAL SALDOS DEUDORES	621	868	1.489
Proveedores y Acreedores Comerciales	29	257	286
Préstamos y Créditos Recibidos ⁽²⁾	—	3.523	3.523
Otras Obligaciones de Pago ⁽¹⁾	897	—	897
TOTAL SALDOS ACREEDORES	926	3.780	4.706

⁽¹⁾ Recogen la cuenta a cobrar y la cuenta a pagar, respectivamente, de las sociedades de Endesa que componen el Grupo Consolidado Fiscal con número 572/10 cuya Sociedad Dominante es Enel S.p.A. y su representante en España es Enel Iberia, S.L.U.

⁽²⁾ Incluye el saldo contable de los préstamos suscritos y líneas de crédito formalizadas y dispuestas con Enel Finance International N.V.

Millones de Euros	31 de diciembre de 2025		
	Enel Iberia, S.L.U.	Resto de Accionistas Significativos	TOTAL
Clientes y Deudores Comerciales	115	38	153
Préstamos y Créditos Concedidos	1	—	1
Otros Derechos de Cobro ⁽¹⁾	333	857	1.190
TOTAL SALDOS DEUDORES	449	895	1.344
Proveedores y Acreedores Comerciales	450 ⁽²⁾	178	628
Préstamos y Créditos Recibidos ⁽³⁾	—	3.522	3.522
Otras Obligaciones de Pago ⁽¹⁾	214	—	214
TOTAL SALDOS ACREEDORES	664	3.700	4.364

⁽¹⁾ Recogen la cuenta a cobrar y la cuenta a pagar, respectivamente, de las sociedades de Endesa que componen el Grupo Consolidado Fiscal con número 572/10 cuya Sociedad Dominante es Enel S.p.A. y su representante en España es Enel Iberia, S.L.U.

⁽²⁾ Incluye, principalmente, el dividendo a cuenta a pagar por Endesa, S.A. a Enel Iberia, S.L.U. por importe de 371 millones de euros.

⁽³⁾ Incluye el saldo contable de los préstamos suscritos y líneas de crédito formalizadas y dispuestas con Enel Finance International N.V.

10.4.2. Empresas asociadas, negocios conjuntos y sociedades de operación conjunta

A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 la información de los clientes por ventas y prestación de servicios, créditos y avales concedidos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta es la siguiente:

Millones de Euros	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios	6	6	3	—	—	1
Créditos	60	61	9	9	7	7
Avales Concedidos	—	—	—	—	—	—

Durante los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025 las transacciones realizadas con Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, no eliminadas en el proceso de consolidación, han sido las siguientes:

Millones de Euros	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025
Ingresos	8	8	1	2	4	3
Gastos	(3)	(5)	(21)	(21)	(27)	(29)



10.5. Compromisos de adquisición y garantías comprometidas con terceros

A 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025 existen garantías prestadas frente a terceros por los siguientes conceptos e importes e información relativa a compromisos futuros de compra con el siguiente detalle:

Millones de Euros	30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025
Garantías Prestadas Frente a Terceros:		
Inmovilizado Material en Garantía por la Financiación Recibida	21	25
Contratos a Corto y Largo Plazo de Gas	297	278
Contratos de Energía	119	119
Otros	41	40
TOTAL ⁽¹⁾	478	462
Compromisos Futuros de Compra:		
Inmovilizado Material	1.071	826
Activo Intangible	48	13
Adquisición de Sociedades Dependientes	—	92
Prestación de Servicios	28	37
Compras de Materias Energéticas y otras	13.119	12.703
TOTAL	14.266	13.671

⁽¹⁾ No incluye avales bancarios frente a terceros.

10.6. Activos y pasivos contingentes

Durante el periodo enero-septiembre de 2026 se han producido los siguientes cambios significativos en relación con los litigios y arbitrajes en los que se hallan incurso las sociedades de Endesa descritos en la Nota 52 de la Memoria de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025:

- En junio de 2017, la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) acordó la incoación del expediente sancionador contra Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. por una posible vulneración del artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) consistente en la utilización de la factura de los clientes acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) o a la Tarifa de Último Recurso (TUR) para publicitar los servicios ofrecidos por la comercializadora libre de Endesa.

Tras la instrucción del expediente sancionador, el envío de la propuesta de Resolución y la remisión de las correspondientes alegaciones por parte de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., con fecha 20 de

junio de 2019, se dictó Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se acordó imponer una sanción a Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. de aproximadamente 5 millones de euros por un supuesto acto de competencia desleal contrario al artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) y al artículo 4 de la Ley 3/1991, de 10 de enero, de Competencia Desleal (LCD).

Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. habría aprovechado un canal privilegiado (factura emitida a clientes acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) o a la Tarifa de Último Recurso (TUR)), no accesible a otros competidores, para lanzar publicidad de servicios propios de mercado libre a un colectivo supuestamente vulnerable, los consumidores de mercado regulado.

Con fecha 31 de julio de 2019, Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. interpuso Recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, con solicitud de suspensión cautelar de la ejecución

de la Resolución sancionadora, entre otras cuestiones, porque considera que (i) la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) funda sus conclusiones en meras presunciones no probadas, (ii) la conducta de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. no reúne los requisitos necesarios para ser considerado un acto contrario a la buena fe y (iii) tampoco se ha logrado acreditar que la conducta imputada tuviera un impacto sobre la competencia y el interés público, susceptible de ser sancionado bajo el artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC).

Con fecha 10 de octubre de 2023, la Audiencia Nacional dictó Sentencia desestimando este Recurso contencioso-administrativo, contra el que Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. formuló Recurso de casación ante el Tribunal Supremo. El Recurso de casación fue admitido mediante Auto de 19 de junio de 2024 y, posteriormente, con fecha 6 de septiembre de 2024, se presentó el escrito de interposición de Recurso de casación, habiendo el Abogado del Estado presentado escrito de oposición. Con fecha 20 de julio de 2026, el Tribunal Supremo ha dictado Sentencia desestimando el recurso presentado.

- El Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad instauró un mecanismo de minoración del considerado exceso de retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica inframarginales y no emisoras, en cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido por éstas como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor del precio del gas natural por parte de las tecnologías emisoras marginales.

En aplicación de dicho precepto, se atribuyó al Operador del Sistema la liquidación mensual del importe calculado conforme a la metodología instaurada por dicho Real Decreto Ley, cuyo pago corresponderá a las sociedades generadoras titulares de las instalaciones afectadas, o a las sociedades comercializadoras en caso de que la energía producida por aquellas se encuentre bilateralizada dentro del mismo Grupo de sociedades.

Previamente, con carácter mensual, cada sociedad o Grupo de sociedades podía declarar la energía exenta de minoración, por resultar cubierta por algún instrumento de contratación a plazo que cumpliera con los requisitos establecidos en cada momento (y que han

ido variando en función de los sucesivos Reales Decretos Leyes que han modificado la norma originaria).

En aplicación de cuanto antecede, Endesa procedió a lo largo de todo el ejercicio 2023 a declarar la energía exenta que cumple los requisitos legalmente establecidos, a pagar el importe de las liquidaciones practicadas por el Operador del Sistema, y, sin perjuicio del pago, a impugnar las que consideraba que no se ajustan a la legalidad vigente.

La comprobación y verificación de este mecanismo corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). En aplicación de ello, con fecha 18 de julio de 2022, aquélla inició un procedimiento de comprobación y verificación de las liquidaciones de Endesa correspondientes al periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2021 y el 31 de marzo de 2022 que concluyó mediante Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de 18 de abril de 2024. Esta Resolución, de la que inicialmente resultó una obligación de pago para Endesa de 5 millones de euros, fue recurrida por Endesa ante la Audiencia Nacional.

A su vez, frente a la citada Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de 18 de abril de 2024 Endesa presentó escrito planteando una solicitud de revocación de actos de gravamen al objeto de que, a efectos del cálculo de la posición neta vendedora de Endesa, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tuviera en cuenta determinados datos aportados por Endesa y corrigiera, en consecuencia, el volumen de energía declarada exenta del pago del régimen de minoración. Con fecha 14 de octubre de 2024, se notificó Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de 10 de octubre de 2024 estimando la solicitud y reconociendo un importe de 4 millones de euros a favor de Endesa. En atención a ello, el importe reclamado por Endesa en el Recurso presentado contra la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) de 18 de abril de 2024 es actualmente de 1 millón de euros (y no de 5 millones de euros como inicialmente se planteó).

En julio de 2025, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) remitió, en el marco del procedimiento de verificación y comprobación de las liquidaciones de Endesa correspondientes al segundo periodo comprendido entre abril de 2022 y diciembre de 2023, un requerimiento de información. A su vez, en marzo de 2026, la Comisión Nacional de los Mercados

y de la Competencia (CNMC) ha iniciado el trámite de audiencia respecto a dicho procedimiento, frente al que Endesa ha presentado el correspondiente escrito de alegaciones. Dada la complejidad de la norma, sus sucesivas y reiteradas modificaciones, la ausencia de antecedentes o criterios generales y públicos contrastados que permitan arrojar una mayor seguridad jurídica sobre la aplicación del Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, así como las discrepancias surgidas durante el anterior periodo de verificación, no es posible, en estos momentos, vislumbrar un resultado final, no pudiéndose descartar el surgimiento de impactos en el importe de las cantidades definitivas a liquidar (con relación al siguiente periodo de verificación comprendido entre abril de 2022 y diciembre de 2023). En los ejercicios 2023 y 2022, Endesa realizó pagos en aplicación del Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, por un importe de 119 millones de euros y 9 millones de euros, respectivamente.

- A raíz de una serie de denuncias presentadas ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) contra Edistribución Redes Digitales, S.L.U. por presuntas prácticas anticompetitivas, en junio de 2023, la Dirección de Competencia llevó a cabo una investigación en varias sedes de Endesa. Posteriormente, con fecha 5 de julio de 2024, la Dirección de Competencia acordó la incoación de un expediente sancionador contra Edistribución Redes Digitales, S.L.U. por un presunto abuso de posición de dominio consistente en realizar un tratamiento discriminatorio (en detrimento de terceras comercializadoras ajenas a Endesa) en la resolución de reclamaciones relativas a trámites relacionados con los mercados de comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios energéticos, instalación de equipos de medida, así como instalación y operación del autoconsumo.

Con fecha 14 de julio de 2025, la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) acordó ampliar la incoación del expediente sancionador S/0007/23 por la supuesta comisión de una conducta abusiva, contraria a los artículos 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) y 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (UE), consistente en el acceso privilegiado por Endesa Energía, S.A.U. a información confidencial de Edistribución Redes Digitales, S.L.U. desde, al menos, febrero de 2024 hasta la actualidad.

Con fecha 11 de febrero de 2026 la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado el Pliego de Con-

creción de Hechos, por el que considera a Edistribución Redes Digitales, S.L.U. responsable de 2 infracciones muy graves consistentes en el abuso de posición dominante contrario a los artículos 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) y 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (UE), por las siguientes conductas: la primera, habilitar desde octubre de 2019 hasta, al menos, junio de 2023 un canal de comunicación, gestionado por Endesa Operación y Servicios Comerciales, S.L.U., para dar un tratamiento directo y exclusivo a las solicitudes y reclamaciones de los clientes de Endesa Energía, S.A.U., discriminando a los clientes de terceros competidores sin acceso a dicho canal directo, en el mercado de suministro minorista de energía eléctrica, de instalación de equipos de medida e instalación y operación de autoconsumo; y la segunda, dar acceso desde octubre de 2023 hasta, al menos, abril de 2024, a Endesa Energía, S.A.U. a información confidencial y comercialmente sensible que le permitió realizar labores comerciales.

Tras diversos escritos enviados a la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con fecha 20 de marzo de 2026, dicha Dirección ha dictado acuerdo de inicio de las actuaciones tendentes a la terminación convencional del procedimiento, estando actualmente el asunto en fase de tramitación.

- El pasado mes de enero de 2025 una compañía productora de gas natural licuado (GNL) ha iniciado un procedimiento arbitral contra Endesa Generación, S.A.U. para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL). La contraparte solicita un ajuste de precio que podría dar lugar a un desembolso por parte de Endesa de aproximadamente 218 millones de dólares (USD), incluidos intereses hasta el 30 de septiembre de 2026. Este importe podría variar en el curso del arbitraje, cuya conclusión no se espera hasta el primer semestre de 2027.
- Está en curso un litigio relativo a las actas incoadas por la Inspección en 2017 a Enel Green Power España, S.L.U. en relación con el Impuesto sobre Sociedades (IS) de los ejercicios 2010 a 2013. El principal tema en discusión se refiere a la aplicación o no del régimen de neutralidad fiscal a la fusión de Enel Green Power España, S.L.U. por absorción de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER) en 2011. El pasado 10 de diciembre de 2019 se obtuvo Resolución desestimatoria del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) relativo al Impuesto sobre Sociedades (IS) del ejercicio 2011 (en lo que respecta a la posición de Enel Green Power España,

S.L.U. como sucesora de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER)) y se ha decidido interponer recurso ante la Audiencia Nacional. Asimismo, el 16 de junio de 2020 se recibió Resolución estimatoria parcial para el Impuesto sobre Sociedades (IS) de los ejercicios 2010 a 2013, donde se discuten los efectos de la aplicación del régimen de neutralidad fiscal en ese periodo, que, de igual manera, se ha decidido seguir recurriendo ante la Audiencia Nacional. La votación y fallo del litigio tuvieron lugar el 1 de julio de 2026. El importe contingente asociado a la potencial pérdida del litigio de la fusión de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER) por parte de Enel Green Power España, S.L.U. se ha recalculado en base a los criterios compartidos por la Inspección de los Tributos en el curso de las actuaciones inspectoras en curso sobre el Grupo Enel Iberia, S.L.U. Dicho criterio considera las potenciales recuperaciones fiscales de la cuota liquidada en el acta objeto de litigio en los siguientes ejercicios a 2011, lo que implica, a 30 de septiembre de 2026, que la contingencia potencial neta de dichas recuperaciones se estime aproximadamente en un importe comprendido entre 40 y 50 millones de euros. Se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda.

- Con respecto a los Acuerdos de Liquidación definitivos del Impuesto sobre Sociedades (IS) y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los Grupos de Consolidación Fiscal de Impuesto sobre Sociedades (IS) e Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) a los que pertenece Endesa, S.A., relativos al proceso de Inspección de los ejercicios 2011 a 2014, se están sustanciando ante la Audiencia Nacional los recursos frente a las resoluciones del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC). En el pasado mes de febrero de 2026 se ha recibido Sentencia desestimatoria de la Audiencia Nacional en el Recurso frente a la Resolución del Tribunal Económico Administrativo Central (TEAC) del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), habiéndose presentado el pasado 27 de marzo de 2026 el Recurso de casación ante el Tribunal Supremo frente a la misma.

En el caso del Impuesto sobre Sociedades (IS) los conceptos objeto de discusión tienen su origen, principalmente, en la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de gastos por desmantelamiento de centrales, de determinados gastos financieros y de determinadas pérdidas derivadas de la transmisión de participaciones del periodo inspeccionado. La contingencia asociada al proceso asciende a 41 millones de euros y se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda. En el caso del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) se discute principalmente la aplicación de la regla de la prorrata

y el importe reclamado asciende a 7 millones de euros, habiéndose abonado la liquidación correspondiente tras la inadmisión de la medida cautelar de la Audiencia Nacional el 5 de junio de 2023.

- Respecto de los ejercicios 2019 a 2022, el 31 de octubre de 2025 se recibieron las Actas del Impuesto sobre Sociedades (IS) y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los Grupos de Consolidación Fiscal de Impuesto sobre Sociedades (IS) e Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) a los que pertenece Endesa, S.A., así como de Retenciones a cuenta del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y, en su caso, del Impuesto sobre la Renta de No Residentes (IRNR), de cada una de las Sociedades inspeccionadas. Tras haberse presentado alegaciones en diciembre de 2025, con fecha 29 de marzo y 4 de abril de 2026 se recibieron los Acuerdos de Liquidación frente a los que se interpusieron las respectivas reclamaciones económico administrativas ante el Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC), donde se encuentran pendientes de resolución.

Los principales temas en discusión son: para retenciones, el tratamiento dado al uso de vehículos por parte de empleados (la contingencia asociada al proceso asciende a 1 millón de euros), y para el Impuesto sobre Sociedades (IS) los conceptos que siguen en discusión se refieren principalmente a la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de determinados gastos financieros y en la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de gastos por desmantelamiento de centrales (la contingencia asociada al proceso asciende a 16 millones de euros).

- En relación con el Impuesto sobre Hidrocarburos que, tras la entrada en vigor de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad Energética y hasta octubre de 2018, gravaba la fabricación e importación de productos incluidos en su ámbito objetivo que se destinen a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales de ciclo combinado, existen procesos abiertos en los que Endesa ha solicitado la devolución de los importes liquidados, sobre la base de la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, de 7 de marzo de 2018 (Asunto C-31/17-Cristal Union), conforme a la cual es de aplicación, en estos supuestos, la exención del art. 14.1 a) de la Directiva 2003/96/CE, de 27 de octubre. Los procesos iniciados por Endesa están pendientes de Sentencia por parte de la Audiencia Nacional, si bien la posición que mantiene Endesa ha sido respaldada por el Tribunal



Supremo en diversas Sentencias emitidas entre julio y septiembre de 2024 para supuestos de utilización de gas en cogeneración y ciclos combinados de otros contribuyentes, así como por diversos allanamientos notificados durante 2026 por parte de la Abogacía del Estado en procesos similares tramitados ante la Audiencia Nacional.

- Con fecha 21, 22 y 23 de julio de 2026 se han notificado a Endesa Generación, S.A.U. diversas Sentencias del Tribunal Supremo favorables a la Compañía en relación con procedimientos vinculados al Impuesto sobre el Carbón. En particular, las Sentencias estiman los Recursos interpuestos frente a determinados Acuerdos de Liquidación correspondientes a los ejercicios 2013, 2014 y 2015, por un importe agregado de 47 millones de euros, así como el Recurso relativo a la repercusión en factura de dicho impuesto por parte de Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. correspondiente al ejercicio 2016, por importe de 0,1 millones de euros. La eventual recuperación de los importes anteriores llevaría asociada la percepción de aproximadamente 19 millones de euros en concepto de intereses de demora.

Posteriormente, con fecha 10 de septiembre de 2026 Endesa Generación, S.A.U. ha recibido el Acuerdo de liquidación de 9 de septiembre de la Jefa Adjunta de la Oficina Técnica, en el procedimiento inspector de los ejercicios 2022, 2023 y 2024, que acuerda la devolución de 13 millones de euros (11 millones de euros de cuota y 2 millones de euros de intereses de demora) tras la doctrina casacional dictada. Se ha procedido a registrar un ingreso por las cantidades devueltas. Asimismo,

en dicho Acuerdo se deniega la devolución de 1 millón de euros de cuota tras considerar la Inspección que no ha quedado acreditado que la Sociedad adquiriente del carbón, Gas y Electricidad Generación, S.A.U., utilizase dicho carbón en la producción de energía eléctrica. Endesa ha recurrido el referido Acuerdo con respecto a dicha denegación.

Respecto de todos aquellos procedimientos relativos a esta causa donde aún no se cuenta con Acuerdo de Liquidación, Endesa considera que subsisten incertidumbres asociadas a las circunstancias específicas de cada procedimiento y, en su caso, a su ejecución, que impiden concluir que concurre el grado de certeza requerido para el reconocimiento contable de un activo conforme a la NIC 37 «Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes».

Los Administradores de Endesa consideran que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados correspondientes al periodo enero-septiembre de 2026 cubren adecuadamente los riesgos por litigios, arbitrajes y reclamaciones, sin que se espere que surjan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago o cobro si, en su caso, las hubiese.

Durante el periodo enero-septiembre de 2026 el importe de los pagos realizados por la Resolución de litigios ha ascendido a 30 millones de euros (3 millones de euros pagados durante el periodo enero-septiembre de 2025).

11. Hechos posteriores

No se han producido hechos significativos posteriores entre el 30 de septiembre de 2026 y la fecha de aprobación de este Informe de Gestión Consolidado que no hayan sido reflejados en el mismo.

12. Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)

A continuación, se describen las medidas alternativas de rendimiento de Endesa y su importe en los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025:

Indicadores relacionados con el análisis de resultado

Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)	Unidad	Definición	Conciliación de Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)		Relevancia de su Uso
			Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	
Aprovisionamientos y Servicios	M€	Compras de Energía + Consumo de Combustibles + Gastos de Transporte + Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	10.797 M€ = 3.571 M€ + 2.208 M€ + 2.816 M€ + 2.202 M€	10.074 M€ = 3.807 M€ + 1.455 M€ + 2.825 M€ + 1.987 M€	Bienes y servicios destinados a la producción.
Margen de Contribución	M€	Ingresos - Aprovisionamientos y Servicios +- Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas	6.253 M€ = 17.389 M€ - 10.797 M€ - 339 M€	5.836 M€ = 15.948 M€ - 10.074 M€ - 38 M€	Medida de rentabilidad operativa considerando los costes directos variables de producción.
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	4.577 M€ = 17.389 M€ - 10.797 M€ - 339 M€ + 217 M€ - 922 M€ - 978 M€ + 7 M€	4.224 M€ = 15.948 M€ - 10.074 M€ - 38 M€ + 183 M€ - 730 M€ - 1.065 M€ + 0 M€	Medida de rentabilidad operativa sin tener en consideración los intereses, impuestos, provisiones y amortizaciones.
Resultado de Explotación (EBIT)	M€	Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) - Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	2.848 M€ = 4.577 M€ - 1.729 M€	2.545 M€ = 4.224 M€ - 1.679 M€	Medida de rentabilidad operativa sin tener en consideración los intereses e impuestos.
Resultado Financiero Neto	M€	Ingreso Financiero - Gasto Financiero +- Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados +- Diferencias de Cambio Netas	(196) M€ = 134 M€ - 323 M€ - 1 M€ - 6 M€	(274) M€ = 53 M€ - 341 M€ + 6 M€ + 8 M€	Medida del coste financiero.
Gasto Financiero Neto	M€	Ingreso Financiero - Gasto Financiero +- Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados	(190) M€ = 134 M€ - 323 M€ - 1 M€	(282) M€ = 53 M€ - 341 M€ + 6 M€	Medida del coste financiero.
Resultado Neto por Acción	€	Resultado Neto de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo	1.883 € = 1.962 M€ / 1.041.744.551 acciones	1.616 € = 1.711 M€ / 1.058.752.117 acciones	Medida de la porción del resultado neto que corresponde a cada una de las acciones.
Resultado Ordinario Neto	M€	Resultado Ordinario Neto = Resultado Neto de la Sociedad Dominante - Resultado Neto en Ventas de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Pérdidas Netas por Deterioro de Activos no Financieros (superiores a 10 millones de euros) - Dotación Inicial Neta de Gastos de Personal por Planes de Reestructuración de Plantilla relativos al Plan de Descarbonización y a la Digitalización de Procesos	2.125 M€ = 1.962 M€ - 0 M€ + 12 M€ + 151 M€	1.735 M€ = 1.711 M€ - 0 M€ + 24 M€ - 0 M€	Medida de resultado del periodo aislando los efectos extraordinarios superiores a 10 millones de euros.

M€ = millones de euros; € = euros.



Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)	Unidad	Definición	Conciliación de Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)		Relevancia de su Uso
			Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	
Resultado Ordinario Neto por Acción	€	Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo	2,040 € = 2.125 M€ / 1.041.744.551 acciones	1,639 € = 1.735 M€ / 1.058.752.117 acciones	Medida de la porción del resultado ordinario neto que corresponde a cada una de las acciones.
Rentabilidad Económica	%	Resultado de Explotación (EBIT) de los últimos 12 meses / ((Inmovilizado Material (n) + Inmovilizado Material (n-1)) / 2)	15,23 % = 3.634 M€ / ((23.901 + 23.832) / 2) M€	14,20 % = 3.316 M€ / ((23.753 + 22.940) / 2) M€	Medida de la capacidad generadora de renta de los activos o capitales invertidos.
Retorno del Capital Empleado (ROCE)	%	Resultado de Explotación Después de Impuestos de los últimos 12 meses / ((Activo no Corriente (n) + Activo no Corriente (n-1)) / 2) + ((Activo Corriente (n) + Activo Corriente (n-1)) / 2)	7,05 % = 2.784 M€ / ((29.535 + 29.119) / 2 + (12.013 + 8.363) / 2) M€	6,69 % = 2.489 M€ / ((29.180 + 28.232) / 2 + (7.894 + 9.113) / 2) M€	Medida de la rentabilidad del capital empleado.
Retorno sobre el Capital Invertido (RCI)	%	Resultado de Explotación Después de Impuestos de los últimos 12 meses / (Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante + Deuda Financiera Neta)	14,67 % = 2.784 M€ / (7.790 M€ + 11.187 M€)	13,10 % = 2.489 M€ / (8.663 M€ + 10.334 M€)	Medida de la rentabilidad del capital invertido.
Rentabilidad Ordinaria sobre el Patrimonio Neto	%	Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante de los últimos 12 meses / ((Patrimonio Neto Sociedad Dominante (n) + Patrimonio Neto Sociedad Dominante (n-1)) / 2)	33,61 % = 2.741 M€ / ((7.790 + 8.522) / 2) M€	28,05 % = 2.352 M€ / ((8.663 + 8.110) / 2) M€	Medida de la capacidad de generar beneficios a partir de la inversión realizada por los accionistas.
Retorno Ordinario de los Activos	%	Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante de los últimos 12 meses / ((Activo Total (n) + Activo Total (n-1)) / 2)	6,94 % = 2.741 M€ / ((41.548 + 37.482) / 2) M€	6,32 % = 2.352 M€ / ((37.074 + 37.345) / 2) M€	Medida de la rentabilidad del negocio.

M€ = millones de euros; € = euros.

n = 30 de septiembre del ejercicio sobre el que se realiza el cálculo.

n-1 = 31 de diciembre del ejercicio anterior al que se realiza el cálculo.



Indicadores relacionados con el análisis patrimonial y financiero

Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)	Unidad	Definición	Conciliación de Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)		Relevancia de su Uso
			30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	
Deuda Financiera Bruta	M€	Deuda Financiera no Corriente + Deuda Financiera Corriente	11.905 M€ = 7.911 M€ + 3.994 M€	10.427 M€ = 9.422 M€ + 1.005 M€	Deuda financiera, a corto y largo plazo.
Vida Media de la Deuda Financiera Bruta	N.º de Años	(Principal * Número de Días de Vigencia) / (Principal Vigente al Cierre del Periodo * Número de Días del Periodo)	3,4 años = 40.729 / 11.920	3,3 años = 34.724 / 10.440	Medida de la duración de la deuda financiera hasta su vencimiento.
Coste de la Deuda Financiera Bruta	M€	Gastos por Pasivos Financieros a Coste Amortizado – Gasto asignado a Garantías Financieras registradas en Pasivo – / + Ingresos y Gastos por Activos y Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados – / + Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados Asociados a Deuda	280 M€ = 279 M€ – 0 M€ + 0 M€ + 1 M€	354 M€ = 355 M€ – 0 M€ + 5 M€ – 6 M€	Medida del coste financiero de la deuda financiera bruta.
Coste Medio de la Deuda Financiera Bruta	%	Coste de la Deuda Financiera Bruta / Deuda Financiera Media Bruta	3,2 % = (280 M€ * (365 días / 273 días)) / 11.627 M€	3,3 % = (354 M€ / 10.872 M€)	Medida de la tasa efectiva de la deuda financiera.
Deuda Financiera Media Bruta	M€	(Total Disposiciones o Posiciones de Deuda * Número de Días de Vigencia de cada Disposición o Posición) / (Número de Días de Vigencia Acumulados)	11.627 M€	10.872 M€	Medida de la deuda financiera media bruta en el periodo, para el cálculo del coste medio de la deuda financiera bruta.
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	11.187 M€ = 7.911 M€ + 3.994 M€ + 12 M€ – 67 M€ – 42 M€ – 621 M€	10.110 M€ = 9.422 M€ + 1.005 M€ + 17 M€ – 195 M€ – 34 M€ – 105 M€	Deuda financiera, a corto y largo plazo, menos el valor de la caja y de las inversiones financieras equivalentes a efectivo y de las garantías financieras de activo.
Apalancamiento	%	Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto	126,51 % = 11.187 M€ / 8.843 M€	105,19 % = 10.110 M€ / 9.611 M€	Medida del peso de los recursos ajenos en la financiación de la actividad empresarial.
Liquidez	M€	Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes + Líneas de Crédito Disponibles de Forma Incondicional y Préstamos no Desembolsados	6.854 M€ = 67 M€ + 6.787 M€	6.980 M€ = 195 M€ + 6.785 M€	Medida de la capacidad para afrontar los vencimientos de deuda y los gastos financieros asociados a los mismos.
Ratio de Liquidez	Na	Activo Corriente / Pasivo Corriente	0,80 = 12.013 M€ / 14.943 M€	0,93 = 8.363 M€ / 9.008 M€	Medida de la capacidad para afrontar los compromisos a corto plazo.
Cobertura de Vencimientos de Deuda	N.º de Meses	Periodo de vencimientos (n.º de meses) de la deuda vegetativa y el gasto financiero asociado que se podría cubrir con la liquidez disponible	17 meses	26 meses	Medida de la capacidad para afrontar los vencimientos de deuda y los gastos financieros asociados a los mismos.
Ratio de Cobertura de la Deuda	Na	Deuda Financiera Neta / Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) de los últimos 12 meses	1,83 = 11.187 M€ / 6.109 M€	1,76 = 10.110 M€ / 5.756 M€	Medida del importe de flujo de efectivo disponible para atender los pagos del principal de la deuda financiera.
Ratio de Endeudamiento	%	Deuda Financiera Neta / (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta)	55,85 % = 11.187 M€ / (8.843 + 11.187) M€	51,27 % = 10.110 M€ / (9.611 + 10.110) M€	Medida del peso de los recursos ajenos en la financiación de la actividad empresarial.
Ratio de Solvencia	Na	(Patrimonio Neto + Pasivo no Corriente) / Activo no Corriente	0,90 = (8.843 M€ + 17.762 M€) / 29.535 M€	0,98 = (9.611 M€ + 18.863 M€) / 29.119 M€	Medida de la capacidad para hacer frente a las obligaciones.

M€ = millones de euros; € = euros.



Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)	Unidad	Definición	Conciliación de Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)		Relevancia de su Uso
			30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	
Activos Fijos	M€	Inmovilizado Material + Inversiones Inmobiliarias + Activo Intangible + Fondo de Comercio	25.982 M€ = 23.901 M€ + 12 M€ + 1.462 M€ + 607 M€	25.867 M€ = 23.832 M€ + 4 M€ + 1.424 M€ + 607 M€	Bienes de la Sociedad, ya sean tangibles o intangibles, no convertibles en liquidez a corto plazo, necesarios para el funcionamiento de la Sociedad y no destinados para la venta.
Total Activo no Corriente Neto	M€	Inmovilizado Material + Activo Intangible + Fondo de Comercio + Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación + Inversiones Inmobiliarias + Otros Activos Financieros no Corrientes + Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes + Otros Activos no Corrientes - Subvenciones - Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes - Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes - Otros Pasivos Financieros no Corrientes - Otros Pasivos no Corrientes - Garantías Financieras registradas en Activo no Corriente - Derivados de Deuda registrados en Activos y Pasivos Financieros no Corrientes	21.838 M€ = 23.901 M€ + 1.462 M€ + 607 M€ + 283 M€ + 12 M€ + 262 M€ + 706 M€ + 656 M€ - 260 M€ - 4.479 M€ - 927 M€ - 170 M€ - 128 M€ - 50 M€ - 37 M€	22.074 M€ = 23.832 M€ + 1.424 M€ + 607 M€ + 280 M€ + 4 M€ + 695 M€ + 331 M€ + 595 M€ - 260 M€ - 4.450 M€ - 185 M€ - 164 M€ - 568 M€ - 50 M€ - 17 M€	Medida del activo no corriente sin tener en consideración los activos por impuesto diferido menos el valor de los ingresos diferidos y de los otros pasivos no corrientes.
Total Capital Circulante Neto	M€	Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores + Existencias + Otros Activos Financieros Corrientes + Instrumentos Financieros Derivados Corrientes + Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente + Activos por Otros Impuestos + Activos Corrientes de Contratos con Clientes - Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes - Pasivos por Otros Impuestos - Instrumentos Financieros Derivados Corrientes - Otros Pasivos Financieros Corrientes - Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes - Garantías Financieras registradas en Activo Corriente - Derivados de Deuda registrados en Activo y Pasivo Corrientes - Proveedores y otros Acreedores	1.385 M€ = 4.770 M€ + 2.518 M€ + 1.629 M€ + 2.093 M€ + 573 M€ + 354 M€ + 9 M€ - 1.026 M€ - 711 M€ - 2.598 M€ - 176 M€ - 561 M€ - 571 M€ + 7 M€ - 4.925 M€	1.179 M€ = 4.125 M€ + 2.050 M€ + 892 M€ + 494 M€ + 337 M€ + 239 M€ + 3 M€ - 298 M€ - 576 M€ - 514 M€ - 63 M€ - 523 M€ - 55 M€ + 0 M€ - 4.932 M€	Medida del activo corriente sin tener en consideración el valor de la caja y de las inversiones financieras equivalentes a efectivo menos el valor de los proveedores y otros acreedores y de los pasivos por impuesto de sociedades corriente.
Capital Invertido Bruto	M€	Total Activo no Corriente Neto + Total Capital Circulante Neto	23.223 M€ = 21.838 M€ + 1.385 M€	23.253 M€ = 22.074 M€ + 1.179 M€	Total activo no corriente neto más total capital circulante neto.
Total Provisiones y Activos y Pasivos por Impuesto Diferido	M€	- Provisiones para Pensiones y otras Obligaciones Similares - Otras Provisiones no Corrientes - Provisiones Corrientes + Activos por Impuesto Diferido - Pasivos por Impuesto Diferido	(3.193) M€ = - 244 M€ - 2.374 M€ - 952 M€ + 1.646 M€ - 1.269 M€	(3.545) M€ = - 232 M€ - 2.441 M€ - 1.082 M€ + 1.351 M€ - 1.141 M€	Medida de las provisiones y los activos y pasivos por impuesto diferido.
Capital Invertido Neto	M€	Capital Invertido Bruto - Total Provisiones y Activos y Pasivos por Impuesto Diferido + Activos Netos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	20.030 M€ = 23.223 M€ - 3.193 M€ + 0 M€	19.721 M€ = 23.253 M€ - 3.545 M€ + 13 M€	Medida del capital invertido bruto más el total provisiones y activos y pasivos por impuestos diferidos y activos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas.

M€ = millones de euros; € = euros.

Indicadores bursátiles

Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)	Unidad	Definición	Conciliación de Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)		Relevancia de su Uso
			30 de septiembre de 2026	31 de diciembre de 2025	
Valor Contable por Acción	€	Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante / Número de Acciones al Cierre del Periodo	7,478 € = 7.790 M€ / 1.041.744.551 acciones	8,049 € = 8.522 M€ / 1.058.752.117 acciones	Medida de la porción de los fondos propios que corresponde a cada una de las acciones.
Capitalización Bursátil	M€	Número de Acciones al Cierre del Periodo * Cotización al Cierre del Periodo	43.201 M€ = 1.041.744.551 acciones * 41,470 €	32.430 M€ = 1.058.752.117 acciones * 30,630 €	Medida del valor de mercado de la empresa según el precio de cotización de sus acciones.
Price to Earning Ratio (P.E.R.) Ordinario	Na	Cotización al Cierre del Periodo / Resultado Ordinario Neto por Acción de los últimos 12 meses	15,76 = 41,470 € / 2,632 €	13,79 = 30,630 € / 2,221 €	Medida que indica el número de veces que está contenido el resultado ordinario neto por acción en el precio de mercado de la misma.
Price to Earning Ratio (P.E.R.)	Na	Cotización al Cierre del Periodo / Resultado Neto por Acción de los últimos 12 meses	17,64 = 41,470 € / 2,351 €	14,75 = 30,630 € / 2,076 €	Medida que indica el número de veces que está contenido el resultado neto por acción en el precio de mercado de la misma.
Precio / Valor Contable	Na	Capitalización Bursátil / Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	5,55 = 43.201 M€ / 7.790 M€	3,81 = 32.430 M€ / 8.522 M€	Medida que relaciona el valor de mercado de la empresa según el precio de cotización con el valor contable.

M€ = millones de euros; € = euros.

Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)	Unidad	Definición	Conciliación de Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)		Relevancia de su Uso
			2025	2024	
Rentabilidad para el Accionista	%	Rentabilidad Bursátil + Rentabilidad por Dividendo	53,81 % = 47,47 % + 6,34 %	17,93 % = 12,51 % + 5,42 %	Medida de la relación existente entre la cantidad invertida en una acción y el resultado económico proporcionado, que incluye el efecto de la variación del precio de la acción en el ejercicio y el dividendo bruto recibido en caja (sin considerar su reinversión).
Rentabilidad Bursátil	%	(Cotización al Cierre del Periodo - Cotización al Inicio del Periodo) / Cotización al Inicio del Periodo	47,47 % = (30,630 € - 20,770 €) / 20,770 €	12,51 % = (20,770 € - 18,460 €) / 18,460 €	Medida de la relación existente entre la cantidad invertida en una acción y el efecto de la variación del precio de la acción en el ejercicio.
Rentabilidad por Dividendo	%	(Dividendo Bruto Pagado en el Ejercicio) / Cotización al Inicio del Periodo	6,34 % = 1,3177 € / 20,770 €	5,42 % = 1,0000 € / 18,460 €	Medida de la relación existente entre la cantidad invertida en una acción y el dividendo bruto recibido en caja (sin considerar su reinversión).
Pay-Out Ordinario Consolidado	%	(Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado Ordinario Neto de la Sociedad Dominante	70,0 % = (1,584 € * 1.038.804.244 acciones ⁽¹⁾) / 2.351 M€	70,0 % = (1,3177 € * 1.058.752.117 acciones) / 1.993 M€	Medida de la parte del resultado ordinario obtenido que se destina a remunerar a los accionistas mediante el pago de dividendos (Grupo Consolidado).
Pay-Out Consolidado	%	(Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante	74,9 % = (1,584 € * 1.038.804.244 acciones ⁽¹⁾) / 2.198 M€	73,9 % = (1,3177 € * 1.058.752.117 acciones) / 1.888 M€	Medida de la parte del beneficio obtenido que se destina a remunerar a los accionistas mediante el pago de dividendos (Grupo Consolidado).
Pay-Out Individual	%	(Dividendo Bruto por Acción * Número de Acciones al Cierre del Periodo) / Resultado del Ejercicio de Endesa, S.A.	98,8 % = (1,584 € * 1.038.804.244 acciones ⁽¹⁾) / 1.666 M€	97,8 % = (1,3177 € * 1.058.752.117 acciones) / 1.427 M€	Medida de la parte del beneficio obtenido que se destina a remunerar a los accionistas mediante el pago de dividendos (Sociedad Individual).

M€ = millones de euros; € = euros.

⁽¹⁾ Acciones con derecho a dividendo a 31 de diciembre de 2025.



Otros indicadores

Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)	Unidad	Definición	Conciliación de Medidas Alternativas de Rendimiento (APMs)		Relevancia de su Uso
			Enero-septiembre 2026	Enero-septiembre 2025	
Fondos Procedentes de Operaciones	M€	Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación - Cambios en el Capital Corriente - Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	4.708 M€ = 3.467 M€ + 1.458 M€ - 217 M€	3.683 M€ = 3.437 M€ + 429 M€ - 183 M€	Medida de la caja generada por el negocio de la empresa que queda disponible para realizar inversiones, amortizar deuda y repartir dividendos a los accionistas.
Gastos por Intereses	M€	Pagos de Intereses	235 M€	252 M€	Medida de los pagos de intereses.
Cash Flow	M€	Flujo Neto de Efectivo de las Actividades de Explotación = Resultado Bruto Antes de Impuestos + Ajustes del Resultado + Cambios en el Capital Corriente + Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3.467 M€ = 2.661 M€ + 2.719 M€ - 1.458 M€ - 455 M€	3.437 M€ = 2.306 M€ + 2.343 M€ - 429 M€ - 783 M€	Medida de las entradas y salidas de efectivo de las operaciones de explotación de la entidad.
Cash Flow por Acción	€	Flujo Neto de Efectivo de las Actividades de Explotación / Número de Acciones al Cierre del Periodo	3,328 € = 3.467 M€ / 1.041.744.551 acciones	3,246 € = 3.437 M€ / 1.058.752.117 acciones	Medida de la porción de los fondos generados que corresponde a cada una de las acciones.
Cash Flow / Deuda Financiera Neta	%	Flujo Neto de Efectivo de las Actividades de Explotación de los últimos 12 meses / Deuda Financiera Neta	36,48 % = 4.081 M€ / 11.187 M€	41,95 % = 4.335 M€ / 10.334 M€	Medida de la porción de los fondos generados sobre el total de deuda financiera neta.
Inversiones Brutas	M€	Inversiones en Inmovilizado Material + Inversiones en Activo Intangible	1.622 M€ = 1.380 M€ + 242 M€	1.358 M€ = 1.097 M€ + 261 M€	Medida de la actividad de inversión.
Inversiones Netas	M€	Inversiones Brutas - Instalaciones Cedidas y Subvenciones de Capital	1.425 M€ = 1.622 M€ - 197 M€	1.162 M€ = 1.358 M€ - 196 M€	Medida de la actividad de inversión neta de subvenciones.

M€ = millones de euros; € = euros.

13. Evolución previsible de la gestión

El Sector Eléctrico afronta en los próximos años importantes retos y oportunidades derivados del avance de la Transición Energética hacia un modelo más sostenible, eficiente y descarbonizado. En este contexto, Endesa continúa reforzando su posición como uno de los principales actores de esta transformación, en línea con las prioridades estratégicas definidas en su Plan Estratégico 2026-2028.

De cara a los próximos meses, Endesa continuará avanzando en la ejecución de su Plan Estratégico 2026-2028, manteniendo las principales líneas de actuación orientadas al desarrollo y modernización de las redes de distribución, el impulso de la electrificación de la demanda, el crecimiento de los negocios de almacenamiento y flexibilidad, y el mantenimiento de una sólida posición financiera que le permita aprovechar las oportunidades de creación de valor asociadas a la Transición Energética. Si bien Endesa cuenta con una hoja de ruta claramente definida, la evolución del entorno continuará condicionada por factores macroeconómicos, regulatorios y geopolíticos que podrían afectar tanto a la velocidad de despliegue de determinadas iniciativas como a la evolución de algunas magnitudes del negocio.

En este contexto, los mercados energéticos internacionales registraron durante los 9 primeros meses de 2026 una elevada volatilidad, especialmente como consecuencia de la prolongación de los conflictos en Oriente Medio y de su impacto sobre los precios de las materias primas energéticas. A medida que avanzó el ejercicio, las expectativas de una rápida normalización de estas tensiones fueron perdiendo fuerza, impulsando un incremento significativo de los precios del gas natural y del petróleo respecto a los niveles registrados al inicio del año. Esta evolución volvió a situar en el centro del debate el impacto del coste de la energía sobre hogares y empresas europeas, así como sus potenciales implicaciones para la inflación, la actividad económica y la competitividad del tejido productivo.

En Europa, la situación se ha visto además condicionada por unos niveles de almacenamiento de gas inferiores a los observados habitualmente en esta época del año, circunstancia que ha contribuido a incrementar la sensibili-

dad de los mercados ante posibles tensiones de suministro durante el próximo invierno. Como consecuencia, los precios del gas natural europeo han registrado un notable incremento durante los últimos meses, reforzando la volatilidad observada en los mercados energéticos.

En España, el tercer trimestre estuvo marcado por un aumento de los precios mayoristas de la electricidad respecto a los trimestres anteriores, impulsado principalmente por el encarecimiento del gas natural, una menor producción renovable y una mejora de la demanda eléctrica. No obstante, la elevada participación de las energías renovables y la generación nuclear en el *mix* español siguió contribuyendo a contener las tensiones observadas en otros mercados europeos.

De cara a los próximos meses, las perspectivas continúan sujetas a un elevado nivel de incertidumbre y no puede descartarse la persistencia de episodios de volatilidad en los mercados energéticos. En este contexto, Endesa mantiene políticas de gestión del riesgo y estrategias de cobertura destinadas a mitigar parcialmente la exposición a las fluctuaciones de los precios de la electricidad y de las materias primas energéticas, reforzando así la estabilidad y visibilidad de sus resultados y flujos de caja.

Desde una perspectiva macroeconómica, la economía española continúa mostrando un comportamiento más sólido que el de otras economías de la zona euro, apoyada en la fortaleza del empleo y de la demanda interna. Sin embargo, el reciente incremento de los precios de las materias primas energéticas ha contribuido a una aceleración de la inflación, que repuntó en septiembre hasta el 4,9 % interanual, su nivel más elevado desde febrero de 2023. Asimismo, el mantenimiento de una política monetaria restrictiva por parte del Banco Central Europeo (BCE) sigue configurando un entorno financiero más exigente para familias y empresas.

En este contexto, el Gobierno aprobó el 29 de septiembre de 2026 el Real Decreto Ley 25/2026, de 29 de septiembre, que prorroga determinadas medidas de apoyo frente al impacto de la crisis energética durante el último trimestre del año. Entre ellas destacan reducciones y bonificaciones de carácter fiscal destinadas a aliviar los costes



energéticos soportados por consumidores y empresas (véase Apartado 9 de este Informe de Gestión Consolidado). La Compañía no espera que estas medidas tengan un impacto negativo relevante sobre su actividad o resultados, si bien continuará monitorizando la evolución del marco regulatorio y las posibles actuaciones adicionales que puedan adoptarse en el futuro.

También en el ámbito regulatorio, durante el tercer trimestre de 2026 se aprobó el Real Decreto 640/2026, de 29 de julio, por el que se revisa el marco aplicable a las inversiones en redes de distribución eléctrica, incluyendo la actualización de los límites de inversión reconocidos para esta actividad (véase Apartado 9 de este Informe de Gestión Consolidado). Esta modificación aporta una mayor visibilidad para el desarrollo de las inversiones necesarias para acompañar el proceso de electrificación, facilitar la conexión de nueva demanda y generación renovable y avanzar en la digitalización de las infraestructuras de red. Para Endesa, este nuevo marco facilita la ejecución del programa inversor previsto en el negocio de distribución, refuerza la capacidad de la Compañía para capturar las oportunidades asociadas a la Transición Energética y pro-

porciona una mayor certidumbre para el despliegue de inversiones destinadas a atender el crecimiento de la demanda eléctrica y el desarrollo de nuevas infraestructuras energéticas.

Asimismo, el pasado 15 de septiembre de 2026 se aprobó la Orden TED/966/2026, por la que se crea un mercado de capacidad en el Sistema Eléctrico peninsular español, dando un paso relevante para la puesta en marcha de un mecanismo orientado a reforzar la seguridad de suministro, facilitar la integración de generación renovable y proporcionar señales económicas estables para las inversiones en capacidad firme, almacenamiento y recursos de flexibilidad (véase Apartado 9 de este Informe de Gestión Consolidado).

En conjunto, estas iniciativas regulatorias refuerzan el proceso de electrificación de la economía y la transformación del Sistema Energético español, al tiempo que proporcionan un marco más favorable para el desarrollo de las inversiones previstas por Endesa en redes, almacenamiento y otras infraestructuras esenciales para la Transición Energética.

Plan estratégico para el periodo 2026-2028

Durante los 9 primeros meses de 2026, y en el contexto regulatorio y de mercado descrito anteriormente, Endesa continuó avanzando en la consecución de los objetivos establecidos en el Plan Estratégico 2026-2028, presentado al mercado el 24 de febrero de 2026.

A la fecha de aprobación del presente Informe de Gestión Consolidado, la favorable evolución de los resultados obtenidos durante el ejercicio, junto con las perspectivas para lo que queda de año, ha permitido a la Sociedad comunicar al mercado su expectativa de superar el objetivo de Resultado Ordinario Neto previsto para 2026. Para el resto del horizonte temporal cubierto por el Plan Estraté-

gico, no se han identificado elementos que permitan anticipar desviaciones significativas respecto de los objetivos actualmente vigentes.

El cumplimiento de dichos objetivos seguirá sustentando una política de remuneración al accionista atractiva y sostenible. En este sentido, la Compañía mantiene el compromiso de distribuir, como mínimo, un 70 % del Resultado Ordinario Neto mediante dividendos durante los 3 años de vigencia del Plan, de acuerdo con la política de dividendos comunicada al mercado (véase Apartado 10.2 de este Informe de Gestión Consolidado).





Anexos



Anexo I: Estados Financieros Consolidados correspondientes al periodo de 9 meses terminado a 30 de septiembre de 2026

Endesa, S.A. y sociedades dependientes

Estados del Resultado Consolidados correspondientes a los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025

Millones de Euros	Enero—septiembre 2026 ⁽¹⁾	Enero—septiembre 2025 ⁽¹⁾
INGRESOS	17.389	15.948
Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	17.122	15.686
Otros Ingresos de Explotación	267	262
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(10.797)	(10.074)
Compras de Energía	(3.571)	(3.807)
Consumo de Combustibles	(2.208)	(1.455)
Gastos de Transporte	(2.816)	(2.825)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(2.202)	(1.987)
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	(339)	(38)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	6.253	5.836
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	217	183
Gastos de Personal	(922)	(730)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(978)	(1.065)
Otros Resultados	7	—
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	4.577	4.224
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	(1.588)	(1.532)
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	(141)	(147)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2.848	2.545
RESULTADO FINANCIERO	(196)	(274)
Ingreso Financiero	134	53
Gasto Financiero	(323)	(341)
Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados	(1)	6
Diferencias de Cambio Netas	(6)	8
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	9	35
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2.661	2.306
Impuesto sobre Sociedades	(647)	(563)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	2.014	1.743
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	—	—
RESULTADO DEL PERIODO	2.014	1.743
Sociedad Dominante	1.962	1.711
Participaciones no Dominantes	52	32
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	1,91	1,63
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	1,91	1,63
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO (en Euros)	1,91	1,63
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO (en Euros)	1,91	1,63

⁽¹⁾ No Auditados.

Endesa, S.A. y sociedades dependientes

Estados de Otro Resultado Global Consolidados correspondientes a los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025

Millones de Euros	Enero—septiembre 2026 ⁽¹⁾	Enero—septiembre 2025 ⁽¹⁾
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO	2.014	1.743
OTRO RESULTADO GLOBAL:		
PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO	(13)	(5)
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	—	—
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	(17)	(7)
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	—	—
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral	—	—
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo	—	—
Efecto Impositivo	4	2
PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO	(698)	163
Operaciones de Cobertura	(936)	214
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración	(1.207)	73
Importes Transferidos al Estado del Resultado	271	141
Otras Reclasificaciones	—	—
Diferencias de Conversión	—	—
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración	—	—
Importes Transferidos al Estado del Resultado	—	—
Otras Reclasificaciones	—	—
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	4	2
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración	4	2
Importes Transferidos al Estado del Resultado	—	—
Otras Reclasificaciones	—	—
Instrumentos de Deuda a Valor Razonable con Cambios en Otro Resultado Integral	—	—
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración	—	—
Importes Transferidos al Estado del Resultado	—	—
Otras Reclasificaciones	—	—
Resto de Ingresos y Gastos que Pueden Reclasificarse Posteriormente al Resultado del Periodo	—	—
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración	—	—
Importes Transferidos al Estado del Resultado	—	—
Otras Reclasificaciones	—	—
Efecto Impositivo	234	(53)
RESULTADO GLOBAL TOTAL	1.303	1.901
De la Sociedad Dominante	1.250	1.868
De las Participaciones no Dominantes	53	33

⁽¹⁾ No Auditados.



Endesa, S.A. y sociedades dependientes

Estados de Situación Financiera Consolidados a 30 de septiembre de 2026 y a 31 de diciembre de 2025

Millones de Euros	30 de septiembre de 2026 ⁽¹⁾	31 de diciembre de 2025 ⁽²⁾
ACTIVO		
ACTIVO NO CORRIENTE	29.535	29.119
Inmovilizado Material	23.901	23.832
Inversiones Inmobiliarias	12	4
Activo Intangible	1.462	1.424
Fondo de Comercio	607	607
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	283	280
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	—	—
Otros Activos Financieros no Corrientes	262	695
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	706	331
Otros Activos no Corrientes	656	595
Activos por Impuesto Diferido	1.646	1.351
ACTIVO CORRIENTE	12.013	8.363
Existencias	2.518	2.050
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	5.697	4.701
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	4.770	4.125
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	573	337
Activos por Otros Impuestos	354	239
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	9	3
Otros Activos Financieros Corrientes	1.629	892
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	2.093	494
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	67	195
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	28
TOTAL ACTIVO	41.548	37.482
PATRIMONIO NETO Y PASIVO		
PATRIMONIO NETO	8.843	9.611
De la Sociedad Dominante	7.790	8.522
De las Participaciones no Dominantes	1.053	1.089
PASIVO NO CORRIENTE	17.762	18.863
Subvenciones	260	260
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	4.479	4.450
Provisiones no Corrientes	2.618	2.673
Provisiones por Prestaciones al Personal	244	232
Otras Provisiones no Corrientes	2.374	2.441
Deuda Financiera no Corriente	7.911	9.422
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	927	185
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	170	164
Otros Pasivos no Corrientes	128	568
Pasivos por Impuesto Diferido	1.269	1.141
PASIVO CORRIENTE	14.943	9.008
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	561	523
Provisiones Corrientes	952	1.082
Provisiones por Prestaciones al Personal	—	—
Otras Provisiones Corrientes	952	1.082
Deuda Financiera Corriente	3.994	1.005
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	2.598	514
Otros Pasivos Financieros Corrientes	176	63
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	6.662	5.806
Proveedores y otros Acreedores	4.925	4.932
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	1.026	298
Pasivos por Otros Impuestos	711	576
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	15
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	41.548	37.482

⁽¹⁾ No Auditado.

⁽²⁾ Auditado.

Endesa, S.A. y sociedades dependientes

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al periodo enero-septiembre de 2026

Millones de Euros	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante ⁽¹⁾							
	Fondos Propios							Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones en Patrimonio Propias	Resultado del Periodo	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor	Participaciones no Dominantes	
Saldo Inicial a 1 de enero de 2026	1.271	5.563	(529)	2.198	5	14	1.089	9.611
Ajuste por Cambios de Criterios Contables	—	—	—	—	—	—	—	—
Ajuste por Errores	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Inicial Ajustado	1.271	5.563	(529)	2.198	5	14	1.089	9.611
Resultado Global Total	—	(13)	—	1.962	—	(699)	53	1.303
Operaciones con Socios o Propietarios	(21)	(1.532)	(427)	—	—	—	(89)	(2.069)
Aumentos / (Reducciones) de Capital	(21)	(424)	445	—	—	—	—	—
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—
Distribución de Dividendos	—	(1.110)	—	—	—	—	(89)	(1.199)
Operaciones con Acciones en Patrimonio Propias (Netas)	—	—	(872)	—	—	—	—	(872)
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	—	2	—	—	—	—	—	2
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	—	2.198	—	(2.198)	(2)	—	—	(2)
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	—	—	—	—	(2)	—	—	(2)
Trasposos entre Partidas de Patrimonio Neto	—	2.198	—	(2.198)	—	—	—	—
Otras Variaciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Final a 30 de septiembre de 2026	1.250	6.216	(956)	1.962	3	(685)	1.053	8.843

⁽¹⁾ No Auditado.



Endesa, S.A. y sociedades dependientes

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al periodo enero-septiembre de 2025

Millones de Euros	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante ⁽¹⁾							
	Fondos Propios							Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones en Patrimonio Propias	Resultado del Periodo	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor	Participaciones no Dominantes	
Saldo Inicial a 1 de enero de 2025	1.271	5.064	(4)	1.888	5	(114)	943	9.053
Ajuste por Cambios de Criterios Contables	—	—	—	—	—	—	—	—
Ajuste por Errores	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Inicial Ajustado	1.271	5.064	(4)	1.888	5	(114)	943	9.053
Resultado Global Total	—	(5)	—	1.711	—	162	33	1.901
Operaciones con Socios o Propietarios	—	(873)	(442)	—	—	—	(71)	(1.386)
Aumentos / (Reducciones) de Capital	—	—	—	—	—	—	(1)	(1)
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—
Distribución de Dividendos	—	(859)	—	—	—	—	(70)	(929)
Operaciones con Acciones en Patrimonio Propias (Netas)	—	—	(442)	—	—	—	—	(442)
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	—	—	—	—	—	—	—	—
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	—	(14)	—	—	—	—	—	(14)
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	—	1.888	—	(1.888)	—	—	—	—
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto	—	1.888	—	(1.888)	—	—	—	—
Otras Variaciones	—	—	—	—	—	—	—	—
Saldo Final a 30 de septiembre de 2025	1.271	6.074	(446)	1.711	5	48	905	9.568

⁽¹⁾ No Auditado.

Endesa, S.A. y sociedades dependientes

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los periodos enero-septiembre de 2026 y 2025

Millones de Euros	Enero—septiembre 2026 ⁽¹⁾	Enero—septiembre 2025 ⁽¹⁾
Resultado Bruto Antes de Impuestos	2.661	2.306
Ajustes del Resultado:	2.719	2.343
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	1.729	1.679
Otros Ajustes del Resultado (Neto)	990	664
Cambios en el Capital Corriente:	(1.458)	(429)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	(140)	726
Existencias	(1.316)	(689)
Activos Financieros Corrientes	(153)	(41)
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	151	(425)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:	(455)	(783)
Cobro de Intereses	117	27
Cobro de Dividendos	1	5
Pagos de Intereses	(235)	(252)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades	(139)	(415)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación	(199)	(148)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	3.467	3.437
Pagos por Inversiones	(2.612)	(2.735)
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	(1.574)	(1.321)
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo	(71)	(978)
Adquisiciones de otras Inversiones	(967)	(436)
Cobros por Desinversiones	86	387
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	18	27
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	3	13
Enajenaciones de otras Inversiones	65	347
Otros Flujos de Efectivo de Actividades de Inversión	152	90
Otros Cobros y Pagos de Actividades de Inversión	152	90
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(2.374)	(2.258)
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	(872)	(454)
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	1.055	1
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	(10)	(21)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	324	110
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	(1.629)	(1.389)
Pagos de Dividendos a Participaciones no Dominantes	(89)	(70)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(1.221)	(1.823)
FLUJOS NETOS TOTALES	(128)	(644)
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	—	—
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES	(128)	(644)
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES INICIALES	195	840
Efectivo en Caja y Bancos	145	78
Otros Equivalentes de Efectivo	50	762
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES FINALES	67	196
Efectivo en Caja y Bancos	67	91
Otros Equivalentes de Efectivo	—	105

⁽¹⁾ No Auditados.



Aviso legal

Este documento contiene ciertas afirmaciones que constituyen estimaciones o perspectivas (*forward-looking statements*) sobre informaciones 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; rotación 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, inversiones o 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 la 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 todos 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.

endesa