Informe temático · Market research · Energía

# Energía: el gas ha puesto la luz a 160 €/MWh, los futuros apuestan por 68 € en 2028 y las eléctricas cotizan como si nada cambiara

El pool español pasó de 16 €/MWh en febrero a 162 € en octubre por el gas, el CO2 y la operación reforzada tras el apagón. OMIP liquida 2027 a 108,75 € y 2028 a 67,75 €. Medimos qué parte del choque llega al beneficio de 13 cotizadas y qué descuentan Iberdrola, Endesa y Solaria.

SDN Research · Informe temático · Datos a cierre del 15-10-2026

**DATOS CLAVE**

Pool español, oct-26 (1-15)
**162,2 €/MWh**
Media 2025: 67,7 · 2026 a 15-10: 78,7

Futuro España Cal-27 / Cal-28
**108,75 / 67,75**
OMIP, liquidación del 15-10-2026; Cal-28 sin fecha propia

Gas TTF y CO2
**86 € / 88 €**
TTF 15-10 (€/MWh) y EUA 12-10 (€/t)

Cesta de 13 cotizadas a 12 m
**−4,3 % / +3,0 % / +5,3 %**
Bear / base / bull, sin dividendos · cálculo SDN

**PUNTOS CLAVE**

- El pool español ha pasado de 16 €/MWh en febrero a **162 €/MWh en octubre** porque el gas marca el precio cada noche: a las horas centrales cuesta 80 € y fuera de ellas 203 € [S001].
- El mercado de futuros descuenta que es un choque y no un nuevo nivel: Cal-27 a 109 € y Cal-28 a 68 € [S003], un 60 % menos.
- Las cotizadas valen unas 15x PER, con parte del beneficio protegido por regulación; el pool explica menos de lo que parece de su valoración. Nuestro rango a 12 meses, sin dividendos, es de −4,3 % a +5,3 %: **lo que más mueve la cesta es el múltiplo, no el pool**.

**Pregunta central. ¿Cuánto del choque de gas de 2026 llega al beneficio de las eléctricas, y cuánto ya descuenta su cotización?** El pool español está en 162 €/MWh en octubre, pero el mercado de futuros paga 109 € por 2027 y 68 € por 2028 [S001][S003]. Con un ciclo combinado que marca el precio cada noche y parte del EBITDA de las integradas protegido por regulación, **el pool mueve la cesta de 13 cotizadas menos que el múltiplo**: de −4,3 % en el escenario de normalización rápida a +5,3 % si el choque se alarga, con una base de +3,0 % (de precio, sin dividendos, a 12 meses).

Nº 023 · DISTRIBUCIÓN PÚBLICA · ANÁLISIS INDEPENDIENTE

Documento informativo; no es una recomendación de inversión. Aviso legal al final.

**EXHIBIT A SNAPSHOT: LO QUE SE VE Y CÓMO LO LEEMOS**

| VARIABLE | DATO OBSERVABLE | LECTURA |
|---|---|---|
| Pool España (OMIE) | 162,2 €/MWh en oct-26 (1-15) · 118,2 en ago-26 · 16,4 en feb-26 [S001] | Diez veces entre el mínimo y el máximo del año |
| Gas TTF / almacenamiento UE | 86,4 €/MWh (15-10) · 74 % lleno [S005] [S009] | Entra en invierno por debajo de la media de cinco años |
| Futuros España | Nov-26 165 · T1-27 140,4 · Cal-27 108,75 · Cal-28 67,75 [S003] | Curva en fuerte backwardation: el mercado cree en la vuelta a la normalidad |
| Mix España 2025 | 33,9 % renovable · nuclear 19,0 % · gas (ciclo combinado) 16,8 % [S004] | El gas es el 17 % de la energía y fija el precio la mayoría de las noches |
| Almaraz | Prórroga hasta el 8-06-2030 (BOE 14-08-2026) [S018][S019] | El cierre de 2027-28 se aplaza; el parque nuclear sigue cerrando en 2035 |
| Cotizadas | PER 2026E mediano 15,2x (precio / consenso, 15-10-2026) [S005][S006] | Valoración de utility estándar, sin descuento por el riesgo político |

**Fuente:** OMIE [S001]; Energy-Charts [S002]; OMIP [S003]; REE [S004]; Yahoo Finance [S005][S006]; Ember [S014]. Cálculos SDN a 15-10-2026.

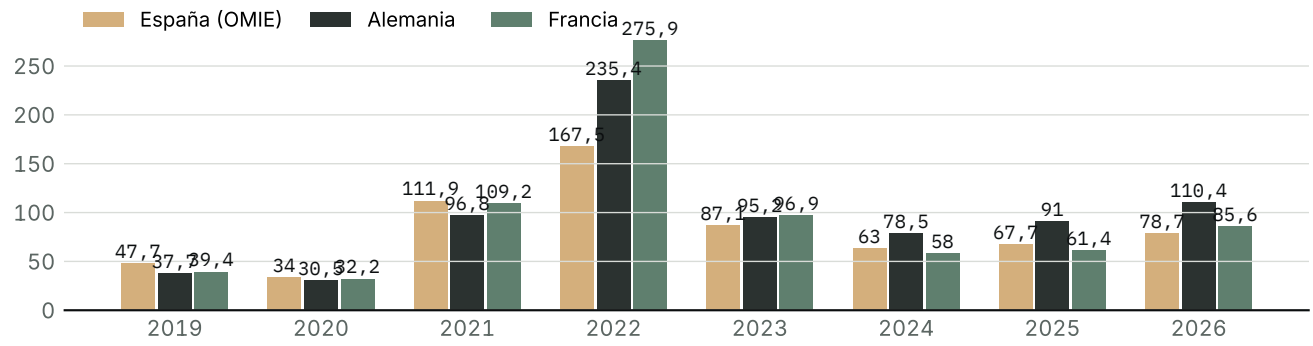
## 01 El choque de gas ha puesto la luz española a 160 €/MWh, pero los futuros ya apuestan por 68 € en 2028 RESUMEN

**El año eléctrico se ha partido en dos.** Hasta mayo el pool español estaba por debajo de los 55 €/MWh y llegó a 16 € en febrero, con el mediodía a precio cero. Desde marzo, con la guerra de Irán, el cierre de facto de Ormuz y la parada del GNL de Qatar, el gas pasó de unos 30 a 86 €/MWh [S012][S013][S005] y el pool subió cada mes: 70 € en junio, 105 en julio, 118 en agosto, 143 en septiembre y 162 en lo que va de octubre [S001]. El 6 de octubre el precio diario fue de 202 €/MWh, el más alto desde diciembre de 2022 [S026].

**El mercado de futuros no cree que dure.** OMIP liquida el año 2027 a 108,75 €/MWh y el 2028 a 67,75 [S003]. Invertida con el coste de un ciclo combinado, la curva implica un TTF de unos 46 €/MWh de media en 2027, frente a los 86 de hoy: el mercado paga un invierno caro y descuenta la vuelta a la normalidad en la primavera. Alemania, en cambio, liquida 2027 a 145 € [S003].

**Para el inversor la pregunta no es el precio de la luz, sino cuánto de él llega al beneficio.** La mitad del EBITDA de Endesa es regulado [S028], Iberdrola gana su crecimiento en redes de Reino Unido, EE. UU. y Brasil [S029], y Redeia y Enagás cobran por la regulación, no por el pool. Según nuestras hipótesis, solo Endesa, Naturgy, Solaria, Acciona Energía, EDP, RWE y Engie tienen una sensibilidad directa al pool, y aun así parcial por coberturas y por la captura solar. Este informe mide el precio, lo traduce a una cesta de 13 cotizadas y calcula qué descuenta ya cada cotización.

**EXHIBIT 1** PRECIO MEDIO ANUAL DEL MERCADO DIARIO: ESPAÑA, ALEMANIA Y FRANCIA (€/MWH; 2026 HASTA EL 15-10)



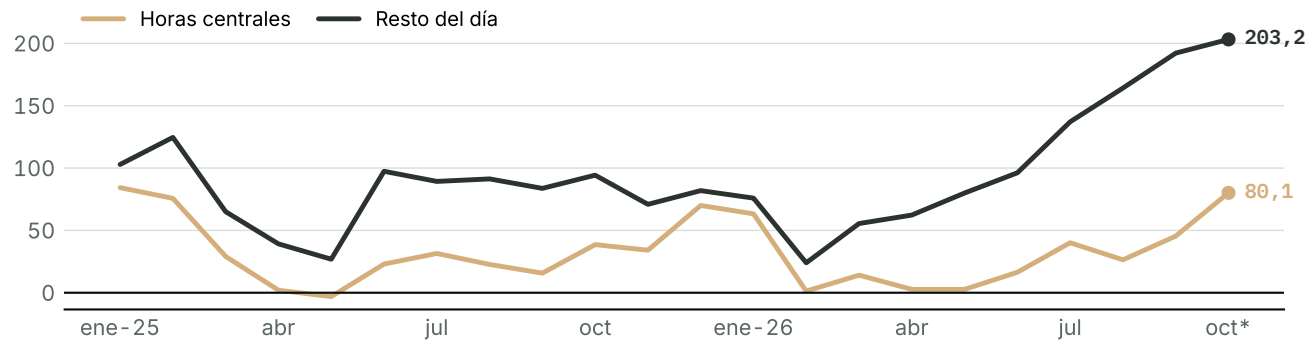

**Fuente:** OMIE [S001]; Energy-Charts [S002]. Medias simples de los periodos de casación; 2026 incluye hasta el 15-10.

## 02 Dos precios en el mismo día: 26 € al mediodía y 164 € por la noche

CÓMO SE FORMA EL PRECIO

**El mercado es marginalista.** Cada hora (cada cuarto de hora desde octubre de 2025) las ofertas se ordenan de la más barata a la más cara hasta cubrir la demanda, y la última oferta que entra fija el precio para todos. Fotovoltaica, eólica, nuclear y buena parte de la hidráulica ofertan casi a cero; cuando no bastan, entra un ciclo combinado, cuyo coste variable es gas más CO2. Por eso el precio se comporta como una moneda con dos caras: sin sol manda el gas; con sol, el precio cae a cero o menos [S001].

**EXHIBIT 2** PRECIO MEDIO MENSUAL EN HORAS CENTRALES (10-18 H) Y EN EL RESTO DEL DÍA, ESPAÑA (€/MWH)




**Fuente:** OMIE [S001], medias simples de las horas 10-18 h y de las otras 16 horas; * octubre hasta el 15-10.

**La canibalización solar es el segundo gran dato.** En agosto el mismo día costó 26 €/MWh entre las 10 y las 18 h y 164 € fuera de ese tramo, cifras que coinciden con las que publica la prensa especializada [S007]. Una planta solar que vende solo en horas centrales cobró en agosto el 22 % de la media del mes. Las horas con precio cero o negativo pasaron del 1,2 % de los periodos en 2023 al 8,9 % en 2024 y al 15,0 % en lo que va de 2026 [S001]; en Alemania es el 8,0 % y en Francia el 11,6 % [S002].

**EXHIBIT B** MECÁNICA DEL PRECIO NOCTURNO: COSTE DE UN CICLO COMBINADO FRENTE A LO QUE SE PAGA (€/MWH)

| MES | TTF MEDIO | EUA (€/T) | COSTE CICLO COMBINADO | PRECIO OBSERVADO FUERA DE 10-18 H | PRIMA |
|---|---|---|---|---|---|
| 08/2026 | 62,1 | 82,3 | 143 | 164 | +21 |
| 09/2026 | 75,4 | 85,6 | 169 | 192 | +23 |
| 10/2026 | 80,1 | 88,0 | 178 | 203 | +25 |

**Fuente:** TTF: Yahoo Finance [S005]; EUA: IndexBox/GMK [S008]; precio observado: OMIE [S001]. Coste = TTF / 0,55 + 0,37 × EUA (rendimiento del 55 % y 0,37 t CO2/MWh): supuesto SDN. Prima = observado − coste.

VARIABLE CLAVE

El precio nocturno es, de media, el coste de un ciclo combinado más una **prima de unos 23 €/MWh**. Recoge la operación reforzada tras el apagón, el margen de escasez y el diferencial del gas español. Con tres meses de calibración es un supuesto frágil: los escenarios la mueven entre 15 y 25 €.

## 03 El gas manda: TTF a 86 €/MWh, almacenamiento al 74 % y sin gas ruso desde 2027

GAS Y CO2

**El gas se ha triplicado en siete meses.** El TTF rondaba los 29 €/MWh a comienzos de año [S033]; el 2-3 de marzo, tras los ataques a Qatar, subió un 46 % en un día hasta 46,8 € [S013]; el alto el fuego de abril lo llevó a 42,5 € [S012] y en verano volvió a subir hasta 62 € de media en agosto, máximo mensual desde enero de 2023 [S007], y a 80 € en octubre [S005]. La referencia española, MIBGAS, promedió 61,9 € en agosto, casi igual que el TTF [S007].

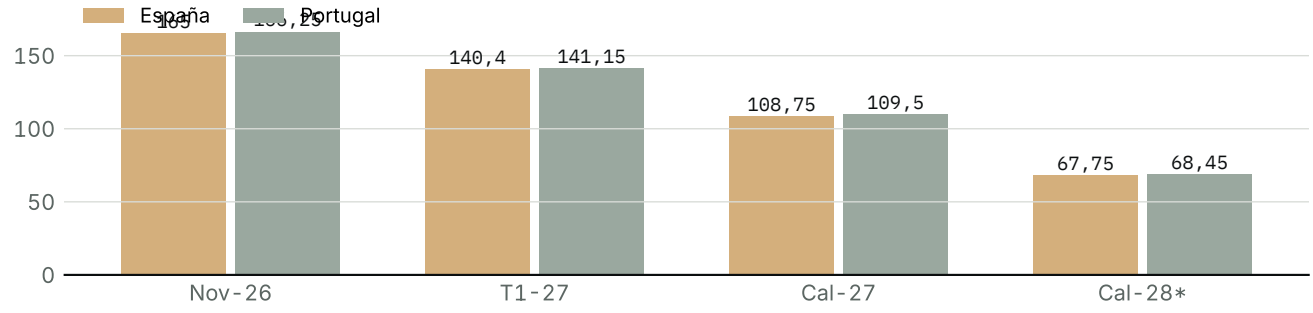
**El invierno entra con poco colchón.** El almacenamiento europeo estaba al 74 % el 15 de octubre, por debajo de la media de cinco años y del año pasado, con un objetivo relajado del 80 % que a este ritmo se queda justo [S009]. Además, el reglamento europeo prohíbe el GNL ruso desde principios de 2027 y el gas ruso por gasoducto desde el otoño de 2027; en 2025 aún suponía el 13 % de las importaciones [S020]. Goldman prevé 70 € en el último trimestre y Rabobank 72 €, 58 € en el primero de 2027 y cerca de 45 € después [S010][S011].

**El CO2 añade ~33 €/MWh.** El EUA llegó a 88,3 €/t el 12 de octubre, máximo desde enero, por compras previas a las conversaciones de reforma del ETS en el Consejo [S008].

## 04 La curva OMIP paga un invierno caro y descuenta que 2028 vuelve a los 68 €

FUTUROS

EXHIBIT 3 **FUTUROS DE ELECTRICIDAD BASE EN ESPAÑA Y PORTUGAL, LIQUIDACIÓN DEL 15-10-2026 (€/MWH)**




**Fuente:** OMIP [S003]. *Cal-28 sale de las casillas de próximos contratos, sin fecha de liquidación propia: tratar con cautela.

**Cómo se lee la curva.** Con nuestro modelo de precio (gas, CO2, prima y perfil mensual del sol), el futuro de noviembre equivale a un TTF de 79 €/MWh, el del primer trimestre de 2027 a 62 € y el año 2027 a 46 €. El Cal-28 implicaría un TTF de unos 19 €, que nos parece demasiado bajo: lo dejamos como SIN VERIFICAR en la valoración y lo contrastamos solo como dirección.

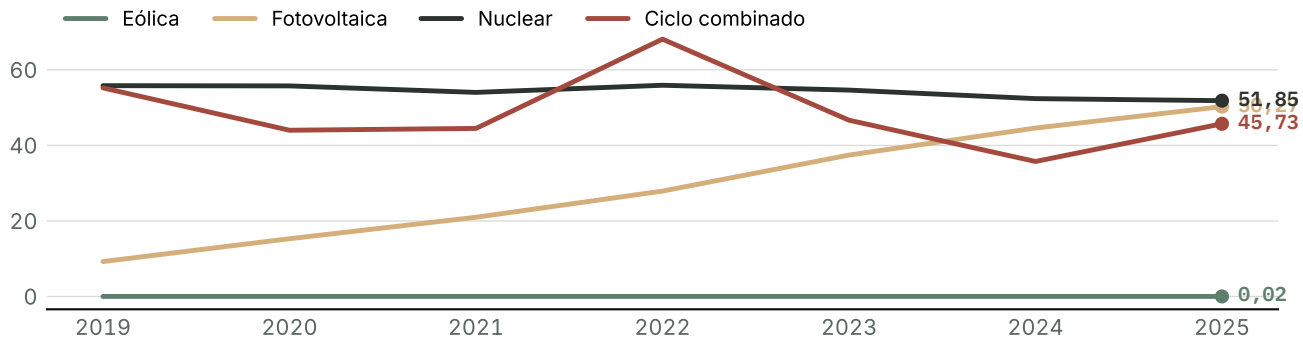
LEYENDO AL MERCADO

La parte que el mercado descuenta ya está en el T1-27: 140 € frente a los 109 € del año. **El riesgo no es que el invierno sea caro, sino que 2027 siga siéndolo**: cada 10 €/MWh de TTF sostenidos durante todo 2027 suman unos 15 €/MWh a la media del año español.

## 05 España genera el 34 % con renovables, pero el gas fija el precio todas las noches

MIX DE GENERACIÓN

**EXHIBIT 4** GENERACIÓN PENINSULAR POR TECNOLOGÍA (TWH): LAS CUATRO QUE MUEVEN EL PRECIO




**Fuente:** Red Eléctrica, REData [S004]. Generación peninsular; datos de 2026 en la tabla C por estar incompletos.

**La fotovoltaica pasó de 9 a 50 TWh en seis años.** En 2025 produjo 50,3 TWh, el 18,5 % del total, y la eólica (0,0 TWh) y la nuclear (51,9 TWh) se mantienen planas [S004]. Entre enero y septiembre de 2026 la renovable llega al 37,6 % de la generación, pero el ciclo combinado sube un 14 % porque la hidráulica cae un 9 % y la demanda crece un 3,3 % [S004]. En la UE, eólica y solar superaron por primera vez al fósil en 2025 (30,1 % frente a 29,0 %) [S014].

**EXHIBIT C** MIX DE GENERACIÓN: ESPAÑA, ENERO-SEPTIEMBRE 2026 FRENTE AL MISMO PERIODO DE 2025, Y UE 2025

| FUENTE | ESPAÑA 2025 (AÑO) | ESPAÑA ENE-SEP 2026 | VAR. ENE-SEP VS 2025 | UE 2025 (EMBER) |
|---|---|---|---|---|
| Fotovoltaica | 18,5 % | 23,0 % | +20 % en TWh | 13 % |
| Eólica | 0,0 % | 0,0 % | 0 % | 16,9 % |
| Nuclear | 19,0 % | 18,7 % | +1 % | n. d. |
| Hidráulica | 12,4 % | 11,4 % | −9 % | n. d. |
| Ciclo combinado (gas) | 16,8 % | 16,8 % | +14 % | 16,7 % (todo el gas) |
| Renovables (total) | 33,9 % | 37,6 % | — | 47,7 % |

**Fuente:** Red Eléctrica [S004]; Ember [S014]. Mix peninsular; 2026 hasta el 30-09, provisional. UE: n. d. = no disponible en la fuente consultada.

**Interconexión y almacenamiento siguen siendo el cuello de botella.** Con Francia, el saldo de 2025 fue casi cero (8,0 TWh importados y 7,6 exportados) [S004]; la capacidad, de unos 2.800 MW, llegará a 5.000 MW en 2028 con la línea del golfo de Vizcaya [S024]. Las baterías instaladas son unos 260 MW frente a 10,3 GW anunciados y ~22 GW de objetivo del PNIEC para 2030 [S024][S022].

## 06 El apagón triplicó el coste de operar el sistema y Almaraz aplaza su cierre hasta 2030

APAGÓN Y NUCLEAR

**El 28 de abril de 2025 el sistema ibérico cayó a cero.** El informe final de ENTSO-E (marzo de 2026) concluye que fue multicausal y que la falta de control de tensión fue el fenómeno central, no las renovables en sí: las plantas con factor de potencia fijo no respondieron a la tensión, algunas unidades síncronas no absorbieron la reactiva prevista y hubo oscilaciones de 0,63 y 0,2 Hz [S015]. Recomienda controlar la tensión en vez de operar con factor de potencia fijo, armonizar el rango a 380-420 kV y exigir pruebas periódicas de arranque autónomo [S015].

**La consecuencia regulatoria es una operación reforzada que prima al gas.** Red Eléctrica programa más ciclos combinados para tener control dinámico de tensión: la operación reforzada costó 666 M€ hasta marzo de 2026 [S017], dentro de unos servicios de operación que pasaron de 2.400 M€ en 2024 a 3.800 en 2025 y se proyectan en ~5.600 M€ en 2026 [S016]. Por MWh, el coste de los servicios pasó de 6,83 € antes del apagón a 20,41 € hoy, y en Alemania, Francia, Italia y Polonia se recuperan en parte con cargos regulados, mientras que en España se cargan a la demanda hora a hora [S016]. El procedimiento 7.4 permite que las renovables también aporten control de tensión desde 2026 [S014][S017]; no hemos podido confirmar su aplicación plena, y de ella depende bajar ese coste. La prórroga de Almaraz (7.117 MW nucleares en España; ~7 % de la energía) aleja el escenario de dos reactores sustituidos por gas en 2027-28 y beneficia a sus titulares, Endesa, Iberdrola y Naturgy [S017][S019].

## 07 La demanda crece, pero los centros de datos son todavía más promesa que consumo

DEMANDA

**La demanda se ha recuperado un poco.** En 2025 fue de 256,3 TWh, un 2,9 % más que en 2024 pero todavía un 3,2 % por debajo de 2019, y entre enero y septiembre de 2026 crece un 3,3 % [S004]. En la UE la demanda subió un 0,6 % en 2025 y sigue un 4 % por debajo de 2019 [S014]. La electrificación (bombas de calor, vehículo eléctrico, industria) no se ve todavía en la cifra; no hemos podido verificar un dato de ritmo para cada uso y por eso no lo cuantificamos.

**Los centros de datos tienen colas, no consumo.** Hay unos 22 GW de solicitudes de conexión; de los 18,5 GW concedidos en la red de transporte, 6.329 MW son de centros de datos y ninguno está aún en servicio [S023]. El Gobierno prevé hasta 4 GW de demanda de computación en 2030 y SpainDC estima entre 2,6 y 3 GW operativos [S023]. Eso son entre 23 y 35 TWh al año si funcionaran todo el año, un 9-14 % de la demanda de 2025, pero con un proyecto de real decreto que condiciona el acceso a la red [S023]. Solaria tiene contratados 438 MW [S030]. El PNIEC fija 11-12 GW de electrolizadores para 2030 [S022]; no hemos podido verificar capacidad instalada, así que el hidrógeno queda fuera de los escenarios.

## 08 El recibo: PVPC a 0,21 €/kWh sin impuestos y el IVA ya ha vuelto al 21 %

PRECIO AL CONSUMIDOR

**Del pool al recibo.** El PVPC sin impuestos subió de 0,183 €/kWh el 8 de octubre a 0,208 el 13 y 0,221 el 14, frente a una media de septiembre de 0,184 [S026]. El IVA (21 %) y el impuesto eléctrico (5,11 %) volvieron a sus tipos ordinarios el 1 de junio de 2026, al vencer la rebaja del RDL 7/2026 (10 % y 0,5 %) [S025]; un decreto posterior con rebaja condicionada desde noviembre solo aparece en una fuente y queda SIN VERIFICAR [S032]. La operación reforzada pesó un 4,7 % del precio final medio entre mayo de 2025 y marzo de 2026 [S017]. Como el consumidor regulado paga el precio horario, el pool nocturno de 200 € se traslada a las horas punta.

## 09 La política protege la red y la renovable nueva; el pool queda a merced del gas

REGULACIÓN Y POLÍTICA

**La tasa de las redes es la mejor noticia regulatoria de 2026.** El 6,58 % para 2026-2031 sube 100 puntos básicos desde el 5,58 % anterior y llega con seis años de visibilidad; a cambio, los analistas consideraron que no ofrecía incentivo suficiente a la inversión [S027]. Mientras la tasa no se recurra o cambie, Redeia (+4 % de beneficio y 657 M€ de inversión en el semestre) y Enagás tienen un ingreso mucho más predecible que el pool [S031].

> QUÉ PUEDE ROMPER LA TESIS
>
> El riesgo político está en el lado de la oferta: si el pool sigue por encima de 150 € durante el invierno, un tope al gas, una detracción de beneficios extraordinarios o un recorte de la prima de operación reforzada pueden restar a Endesa, Naturgy y las eléctricas integradas parte de la subida que hoy descuentan los analistas.

EXHIBIT D **MARCO REGULATORIO QUE CONDICIONA LOS BENEFICIOS DE LAS COTIZADAS**

| NORMA | FECHA | QUÉ CAMBIA | QUIÉN GANA / PIERDE |
|---|---|---|---|
| Reforma del mercado eléctrico de la UE (Reglamento 2024/1747) | En vigor 16-07-2024 | CfD bidireccionales para nueva generación con apoyo público tras tres años de transición (en torno a julio de 2027, cálculo SDN) [S021] | Estabiliza el ingreso renovable nuevo; recorta la subida cuando el pool dispara |
| Retribución de redes CNMC 2026-2031 | Diciembre de 2025 | Tasa del 6,58 % (antes 5,58 %); incentivo de 100-200 pb ligado a demanda real [S027] | Redeia, Iberdrola, Endesa y Naturgy ganan visibilidad |
| Fin del gas ruso (REPowerEU) | Reglamento de enero de 2026 | GNL ruso prohibido desde 2027; gasoducto desde otoño de 2027 [S020] | Mantiene un suelo estructural al TTF |
| PNIEC 2023-2030 | Vigente | 81 % renovable, 76 GW de solar, 62 GW de eólica, ~22 GW de almacenamiento [S022] | Más solar sin almacenamiento = más canibalización |
| Prórroga de Almaraz | BOE 14-08-2026 | Hasta junio de 2030 [S019] | Endesa, Iberdrola, Naturgy |

**Fuente:** Fuentes indicadas en cada fila.

## 10 Las eléctricas cotizan a 15x PER sin descuento por el riesgo político

COTIZADAS

**Lo que cuesta cada cotizada, en una línea.** Iberdrola cotiza a 21,1x, el múltiplo más alto de las 13, y su beneficio ajustado crece cerca del 8 % [S029]; Endesa a 18,1x tras subir un 41 % el beneficio del semestre [S028]; Engie (11,4x) y Enel (12,5x) son las más baratas. El consenso espera que el BPA de Repsol caiga de 5,94 € (2026E) a 4,45 € (2027E) y que el de Acciona Energía pase de 1,26 € a 0,73 €; no hemos verificado la causa de esas caídas. Solaria cotiza un 40 % por debajo de su máximo de 52 semanas con el beneficio subiendo un 52 % [S030].

**EXHIBIT E VALORACIÓN DE LAS 13 COTIZADAS (CIERRE DEL 15-10-2026): ESPAÑA (8)**

| COMPAÑÍA | PRECIO | PER 2026E | PER 2027E |
|---|---|---|---|
| Iberdrola | 21,53 EUR | 21,1 | 19,5 |
| Endesa | 42,33 EUR | 18,1 | 17,7 |
| Naturgy | 30,36 EUR | 13,8 | 14,5 |
| Repsol | 29,64 EUR | 5,0 | 6,7 |
| Redeia | 14,94 EUR | 16,1 | 15,5 |
| Enagás | 16,67 EUR | 18,4 | 15,0 |
| Solaria | 15,57 EUR | 10,4 | 9,2 |
| Acciona Energía | 21,38 EUR | 16,9 | 29,2 |

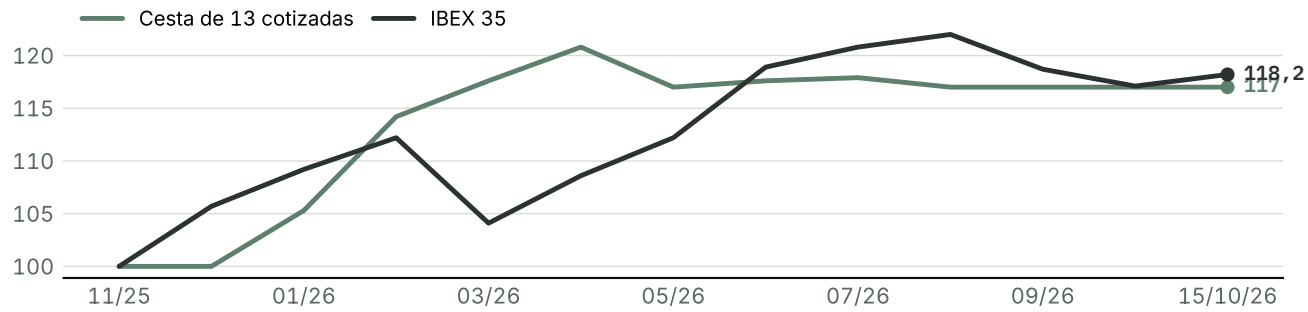
**Fuente:** Precios: Yahoo Finance [S005]; BPA de consenso (10-22 analistas por compañía): Yahoo Finance [S006]. PER = precio / consenso: cálculo SDN. Capitalización, EV/EBITDA y rentabilidad por dividendo quedan sin verificar: no hay una fuente oficial gratuita y actual con las acciones y el dividendo de las 13. Mediana de las 13: PER 2026E 15,2x.

**EXHIBIT F VALORACIÓN DE LOS 5 COMPARABLES EUROPEOS (CIERRE DEL 15-10-2026)**

| COMPAÑÍA | PRECIO | PER 2026E | PER 2027E |
|---|---|---|---|
| EDP | 4,83 EUR | 15,2 | 15,7 |
| Enel | 9,10 EUR | 12,5 | 12,0 |
| RWE | 57,92 EUR | 19,0 | 17,8 |
| Engie | 23,21 EUR | 11,4 | 11,0 |
| Ørsted | 125,55 DKK | 15,1 | 13,3 |

**Fuente:** Precios: Yahoo Finance [S005]; BPA de consenso (10-22 analistas por compañía): Yahoo Finance [S006]. PER = precio / consenso: cálculo SDN. Capitalización, EV/EBITDA y rentabilidad por dividendo quedan sin verificar: no hay una fuente oficial gratuita y actual con las acciones y el dividendo de las 13. Mediana de las 13: PER 2026E 15,2x.

**EXHIBIT 5 CESTA EQUIPONDERADA DE LAS 13 COTIZADAS FRENTE AL IBEX 35, BASE 100 = OCT-25**




**Fuente:** Yahoo Finance [S005]. Cierres mensuales y último dato del 15-10-2026; IBEX 35 con la sesión del 16-10. Cesta +17,0 % y IBEX +18,2 % en 12 meses; en euros y coronas danesas sin ajuste de divisa.

## 11 Iberdrola exige cuatro años de crecimiento y Endesa que los beneficios extraordinarios duren

LO QUE PIDE EL PRECIO

**EXHIBIT G** LO QUE DESCUENTA HOY EL PRECIO DE DOS COTIZADAS

| PREGUNTA | IBERDROLA | ENDESA |
|---|---|---|
| Precio / PER 2026E | 21,53 € / 21,1x | 42,33 € / 18,1x |
| BPA necesario para un PER 15,2x (mediana) | 1,42 € vs 1,02 € (2026E) | 2,79 € vs 2,34 € (2026E) |
| Distancia al nivel exigido | +39 % de BPA | +19 % de BPA |
| Años al 8 % de crecimiento hasta alcanzarlo | 4,2 años | 2,3 años |

**Fuente:** Precios y consenso: Yahoo Finance [S005][S006]; guías: Iberdrola [S029], Endesa [S028]. Mediana del PER 2026E de las 13: cálculo SDN.

**Iberdrola descuenta crecimiento de redes durante años.** A 21,53 € hacen falta 4,2 años de crecimiento del 8 % para que su PER baje a la mediana de las 13. La guía de la compañía (más del 8 % de beneficio ajustado) llega a ese ritmo [S029], así que el precio **no tiene margen para un recorte de tasa o un retraso de inversión**.

**Endesa cotiza el beneficio del choque como si fuera estructural.** El consenso de 22 analistas pone 2,34 € de BPA en 2026 y solo 2,38 € en 2027: no hay crecimiento. Para llegar a un PER de 15,2x harían falta 2,79 €, un 19 % más. La compañía ha subido su guía de beneficio ordinario a más de 2.400 M€ [S028], y la propia nota atribuye parte del salto del semestre a impactos positivos no recurrentes [S028]. **Lo que pide el precio: que el pool de 2027 se parezca al de 2026**, y el futuro Cal-27 dice que sí a medias.

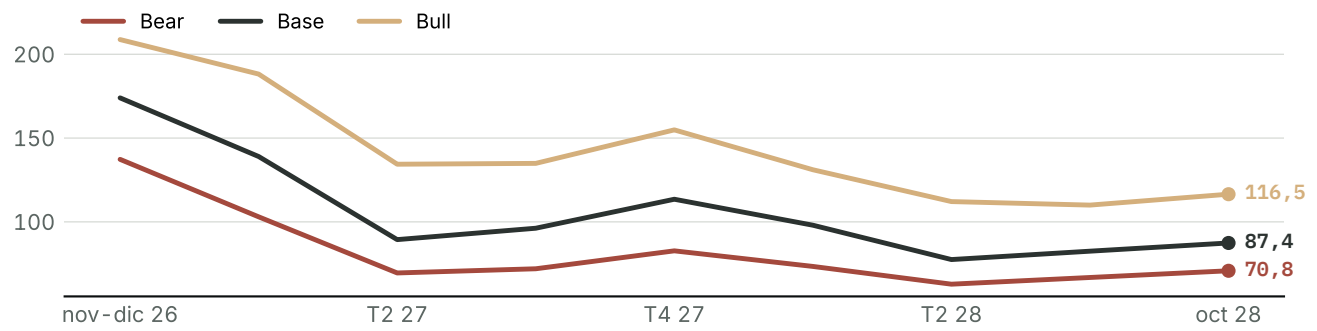
**Solaria cotiza a 10,4 veces su beneficio de 2026E**, por debajo de la mediana de las 13, y un 40 % bajo su máximo de 52 semanas con el beneficio subiendo un 52 % [S006][S030]. El precio refleja el temor a la canibalización solar más que los resultados. La pega es que la fuente de los resultados es secundaria y no pudimos contrastarla con la CNMV.

## 12 El pool a 12 meses oscila entre 90 y 161 €, pero la cesta apenas se mueve

ESCENARIOS

**Los escenarios son de precio, no de cotización.** Bear es el escenario de normalización rápida (gas y pool bajos), base es la curva de futuros y bull es el de choque prolongado (gas y pool altos). La mecánica es: pool mensual = (TTF / 0,55 + 0,37 × EUA + prima) × (2/3 + razón solar del mes / 3), con la razón entre el precio de horas solares y el resto calibrada con 2025-26. No son precios objetivo.

**EXHIBIT 6** POOL ESPAÑOL POR ESCENARIO: MEDIA TRIMESTRAL (€/MWH; VENTANA DE 24 MESES)




**Fuente:** Cálculo SDN con la mecánica descrita, calibrado en OMIE [S001], TTF [S005] y EUA [S008]. El base se ajusta al T1-27 y al Cal-27 de OMIP [S003].

**EXHIBIT H MECÁNICA DE LOS TRES ESCENARIOS**

| VARIABLE | BEAR: NORMALIZACIÓN | BASE: LA CURVA | BULL: EL CHOQUE SE ALARGA |
|---|---|---|---|
| TTF nov-dic 26 / T1-27 / T2-27 (€/MWh) | 62 / 45 / 32 | 77 / 61 / 40 | 95 / 90 / 72 |
| TTF resto de 2027 / 2028 | 30 / 27 | 40-42 / 31-36 | 65 / 55-48 |
| EUA (€/t) · prima nocturna (€/MWh) | 72 · 15 | 88 · 23 | 100 · 25 |
| Pool medio, próximos 12 meses (nov-26 a oct-27) | 90 € | 119 € | 161 € |
| Pool medio, siguientes 12 meses (nov-27 a oct-28) | 71 € | 91 € | 125 € |
| Cal-27 del modelo (OMIP: 108,75) [S003] | 82 € | 110 € | 153 € |
| Qué lo invalidaría | Ormuz cerrado todo el invierno o almacenamiento <60 % en febrero | Gas ruso y GNL de EE. UU. no compensan en 2027 | Alto el fuego y reapertura de Ras Laffan antes de enero; invierno suave |

**Fuente:** Cálculo SDN. Las trayectorias de TTF son supuestos de escenario; OMIP [S003], Rabobank [S010] y Goldman [S011] solo se usan como contraste. En 2028 la razón solar se reduce un 15 % por más fotovoltaica: supuesto SDN.

> **ASIMETRÍA**
>
> El pool sube un 36 % en el bull frente al base y baja un 24 % en el bear. Pero la ganancia de una eléctrica integrada se reparte con el Estado, que puede gravarla (descontamos el 30 % de la subida), y con el consumidor. **La cesta pierde menos en el bear de lo que el pool cae, y gana menos en el bull de lo que sube.**

**EXHIBIT I RENTABILIDAD DE PRECIO A 12 MESES POR COTIZADA Y ESCENARIO (%, SIN DIVIDENDOS): ESPAÑA (8)**

| COMPAÑÍA | BEAR | BASE | BULL | SENSIB. BPA POR +10 % DE POOL |
|---|---|---|---|---|
| Iberdrola | −3,3 | +3,0 | +4,3 | 0,5 |
| Endesa | −6,9 | +3,0 | +8,1 | 2,0 |
| Naturgy | −4,5 | +3,0 | +5,6 | 1,0 |
| Repsol | −3,3 | +3,0 | +4,3 | 0,5 |
| Redeia | −2,2 | +3,0 | +3,0 | 0,0 |
| Enagás | −2,2 | +3,0 | +3,0 | 0,0 |
| Solaria | −5,7 | +3,0 | +6,8 | 1,5 |
| Acciona Energía | −5,7 | +3,0 | +6,8 | 1,5 |

**Fuente:** Mecánica en la nota de la tabla siguiente.

**EXHIBIT J** RENTABILIDAD DE PRECIO A 12 MESES: COMPARABLES EUROPEOS Y CESTA (%, SIN DIVIDENDOS)

| COMPAÑÍA | BEAR | BASE | BULL | SENSIB. BPA POR +10 % DE POOL |
|---|---|---|---|---|
| EDP | −4,5 | +3,0 | +5,6 | 1,0 |
| Enel | −3,8 | +3,0 | +4,8 | 0,7 |
| RWE | −5,7 | +3,0 | +6,8 | 1,5 |
| Engie | −5,0 | +3,0 | +6,1 | 1,2 |
| Ørsted | −3,3 | +3,0 | +4,3 | 0,5 |
| Cesta equiponderada | −4,3 | +3,0 | +5,3 | — |
| de la cual España (8) | −4,2 | +3,0 | +5,2 | — |
| de la cual Europa (5) | −4,5 | +3,0 | +5,5 | — |

**Fuente:** Cálculo SDN: precio × (1 + 3 % de BPA) × (1 + sensibilidad × variación del pool; en el bull se descuenta el 30 %) × multiplicador de PER (bear 0,95; base 1,00; bull 1,00). Sin dividendos: su rentabilidad queda sin verificar y sumaría a todos los escenarios por igual. Consenso: Yahoo Finance [S006]. Las sensibilidades son supuestos SDN, no datos de las compañías.

CONCLUSIÓN DE VALORACIÓN

Para esta cesta, **un 5 % de múltiplo mueve unos 5 puntos, la mitad de toda la horquilla bear-bull** (9,6 puntos). Endesa, Solaria, Acciona Energía y RWE, las más expuestas al pool, son las que más ganan en el bull y más pierden en el bear. No es una recomendación de comprar o vender: **vigilar el TTF no basta, hay que vigilar también los rendimientos y la política regulatoria**.

## 13 Los próximos 12 meses se deciden entre noviembre y marzo, y los riesgos están fuera de la tabla de múltiplos

CATALIZADORES Y RIESGOS

**Calendario.** Octubre-noviembre de 2026: resultados del 3T26 (fechas por confirmar) y Consejo de la UE sobre el ETS [S008]. 1 de noviembre: objetivo del 80 % de almacenamiento de gas, hoy al 74 % [S009]. Diciembre a febrero: frío y viento, que deciden si el T1-27 de OMIP (140 €) se cumple. 2027: prohibición del GNL ruso [S020] y, hacia julio (cálculo SDN), CfD bidireccionales [S021]. 2028: interconexión de Vizcaya a 5.000 MW [S024].

**Riesgos.** (1) Intervención en el pool, con tope al gas o detracción de beneficios extraordinarios: castiga a Endesa, Naturgy, Iberdrola y EDP. (2) Caída del gas por un alto el fuego, con TTF por debajo de 45 € antes de enero y Cal-27 bajo 90 €: castiga a Endesa, RWE y Solaria. (3) Más canibalización solar sin almacenamiento, con más periodos a precio cero o negativo (ya el 14,9 % en 2026 [S001]): castiga a Solaria, Acciona Energía y EDP. (4) Un nuevo incidente de tensión: más operación reforzada y posibles provisiones de Redeia [S031]. (5) Subida de rendimientos: un múltiplo un 10 % más bajo resta unos 10 puntos a la cesta.

## 14 Cuatro señales dicen si el escenario se mueve

QUÉ VIGILAMOS

- **TTF y almacenamiento.** Si el TTF cierra por encima de 90 € en diciembre o el almacenamiento baja de 60 % en febrero, el escenario bull gana peso; si la prima nocturna baja de 15 €/MWh por el control de tensión de las renovables, el pool nocturno cae sin que se mueva el gas [S005][S009][S016].
- **Curva OMIP.** Cal-27 por encima de 125 € o Cal-28 por encima de 85 € indican que el mercado deja de creer en la normalización [S003].

- **Política.** Cualquier decreto de topes, detracciones o rebajas de impuestos; y la decisión sobre la tasa de redes y su posible recurso [S027][S032].

## 15 Qué es dato, qué es cálculo y qué no hemos podido verificar

METODOLOGÍA Y LÍMITES

**DATO:** precios OMIE y Energy-Charts, mix y demanda de Red Eléctrica, liquidaciones de OMIP y cierres de Yahoo Finance a 15-10-2026 [S001][S002][S003][S004][S005]. **CÁLCULO:** medias, perfil de horas solares, prima nocturna, TTF implícito en OMIP y cesta. **ESCENARIO:** trayectorias de gas, CO2 y prima; sensibilidades de BPA al pool, recorte del 30 % del bull y multiplicadores de PER (0,95 / 1,00 / 1,00), que son juicio SDN.

**LIMITACIÓN:** (1) la prima nocturna se calibra con tres meses y un EUA mensual de fuente secundaria; (2) el Cal-28 de OMIP no tiene fecha de liquidación y no se usa para valorar; (3) capitalización, EV/EBITDA y dividendo de las 13 quedan sin verificar y fuera de los escenarios, que son de precio; (4) los resultados semestrales de Iberdrola y Solaria vienen de resúmenes secundarios; (5) no se modelan hidrógeno ni electrificación; (6) la cesta se valora a 12 meses porque no hay consenso de BPA a 24, y para 24 meses solo damos el pool; (7) las fuentes discrepan sobre el estado actual de Ormuz. Los informes 004 (nuclear) y 016 (gasolina) tratan la nuclear y el crudo.

**AVISO LEGAL**

Este documento ha sido elaborado por SDN Research con fines informativos y educativos. No constituye asesoramiento de inversión, ni oferta o recomendación de compra o venta de ningún instrumento financiero. Los escenarios de valoración no son precios objetivo. Las opiniones reflejan el criterio del autor a la fecha de publicación y pueden cambiar sin previo aviso. Las cifras proceden de fuentes públicas consideradas fiables, pero no se garantiza su exactitud. Rentabilidades pasadas no garantizan rentabilidades futuras.

SDN RESEARCH · TEMÁTICA · ENERGÍA Y UTILITIES FIN DEL INFORME