



2.º Trimestre 2026

Julho | 2026

SÍNTESE

EVOLUÇÃO DOS MERCADOS SPOT ATÉ AO 2.º TRIMESTRE 2026

			2025 T2	2025 T3	2025 T4	2026 T1	2026 T2	Var. Trimestral 2026T1 -> 2026T2	Var. homóloga 2025T2 -> 2026T2
OMIE - Portugal		EUR/MWh	41,8	66,7	71,3	41,9	55,6	▶ 32,7%	▶ 33,0%
Brent		USD/bbl	71,5	69,1	63,7	81,0	104,7	▶ 29,2%	▶ 46,4%
Carvão (API2)		EUR/ton	88,0	85,7	81,4	92,5	99,1	▶ 7,0%	▶ 12,5%
Gás Natural									
HH		EUR/MWh	8,9	8,7	10,8	14,4	8,6	▶ -40,1%	▶ -2,5%
MIBGAS		EUR/MWh	36,8	33,1	29,7	40,2	44,9	▶ 11,5%	▶ 22,0%
NBP		EUR/MWh	34,8	31,5	29,4	39,7	44,6	▶ 12,1%	▶ 28,1%
PEG		EUR/MWh	35,8	32,2	29,0	39,2	45,0	▶ 14,7%	▶ 25,7%
TTF		EUR/MWh	36,3	32,4	30,0	40,0	45,5	▶ 13,8%	▶ 25,5%
ZEE		EUR/MWh	35,9	32,4	29,7	39,9	45,3	▶ 13,5%	▶ 26,2%
GNL									
ACER NW		EUR/MWh	35,7	31,7	28,8	37,0	45,7	▶ 23,4%	▶ 27,8%
ACER South		EUR/MWh	35,8	31,8	28,8	37,1	46,4	▶ 25,2%	▶ 29,7%
Japão		EUR/MWh	38,6	34,6	31,8	38,6	51,7	▶ 33,7%	▶ 33,7%
Licenças emissão CO ₂		EUR/ton	72,1	72,4	81,1	76,2	75,2	▶ -1,3%	▶ 4,2%
Taxa de câmbio		EUR/USD	1,153	1,169	1,164	1,170	1,162	▶ -0,7%	▶ 0,8%

Nota: A série de preços de GNL do Japão anteriormente utilizada foi descontinuada e substituída por uma nova série, pelo que os valores agora apresentados não são diretamente comparáveis com os publicados anteriormente. Na nova série, na ausência de uma cotação *spot* disponível, utilizou-se como *proxy* uma série de futuros a um mês.



2.º Trimestre 2026

EVOLUÇÃO DOS MERCADOS DE FUTUROS PARA 2025-2026

			2026 T2	2026 T3	2026 T4	2027 T1	2027 T2	Var. Trimestral 2026T2 -> 2026T3	Var. homóloga 2026T2 -> 2027T2
OMIP - Portugal		EUR/MWh	55,6	85,5	89,0	74,0	42,2	 53,9%	 -24,0%
Brent		USD/bbl	104,7	81,1	78,6	76,9	75,7	 -22,6%	 -27,7%
Carvão (API2)		EUR/ton	99,1	103,8	103,6	103,3	101,5	 4,8%	 2,5%
Gás Natural									
HH		EUR/MWh	8,6	9,6	10,6	11,3	9,0	 10,8%	 3,7%
MIBGAS		EUR/MWh	44,9	45,0	44,0	42,3	33,6	 0,3%	 -25,1%
NBP		EUR/MWh	44,6	42,9	44,7	43,6	33,4	 -3,8%	 -25,0%
TTF		EUR/MWh	45,5	44,9	44,5	42,3	34,2	 -1,3%	 -25,0%
GNL									
Japão		EUR/MWh	51,7	49,6	46,8	42,4	35,4	 -3,9%	 -31,4%
Licenças emissão CO ₂		EUR/ton	75,2	78,0	78,5	79,0	79,6	 3,7%	 5,9%
Taxa de câmbio		EUR/USD	1,162	1,152	1,157	1,161	1,165	 -0,8%	 0,2%

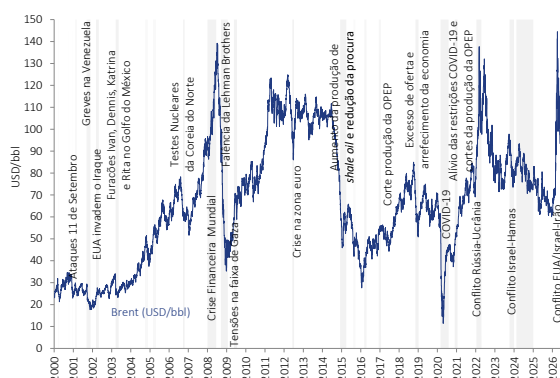
2.º Trimestre 2026

1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

1.1 PETRÓLEO

A Figura 1-1 identifica alguns dos principais acontecimentos que marcaram a evolução do preço do petróleo desde 2000. Ao longo deste período, destaca-se um **novo máximo histórico**, quando, em 7 de abril de 2026, as cotações do Brent atingiram **145 USD/bbl**. Este aumento resultou do agravamento do conflito entre EUA/Israel e o Irão, do encerramento do estreito de Hormuz e do consequente receio de interrupções significativas no abastecimento mundial de petróleo. Verifica-se que, desde o início deste conflito, os preços do petróleo registaram uma subida acentuada, atingindo uma cotação média no 1.º semestre de 2026 de 93 USD/bbl.

Figura 1-1 Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent



Fonte: ERSE, Bloomberg

A Figura 1-2 apresenta a evolução do **preço diário do Brent no mercado spot**. Entre janeiro de 2025 e o início do conflito entre os EUA/Israel e o Irão, o preço do Brent foi tendencialmente estável, em torno dos 69 USD/bbl. A partir de 28

de fevereiro de 2026, observa-se uma trajetória ascendente significativa, atingindo um valor máximo de 145 USD/bbl, no início do mês de abril, superando o anterior recorde de 139 USD/bbl, registado em 2008. Contudo, após este pico, as cotações iniciaram uma trajetória descendente, refletindo o alívio das tensões geopolíticas e a diminuição do prémio de risco associado ao mercado petrolífero. Mesmo assim, o 2.º trimestre de 2026 registou um valor médio de 104,7 USD/bbl, representando uma subida de quase 30 %, face ao trimestre anterior.

Figura 1-2 Análise de médio prazo do preço spot do Brent



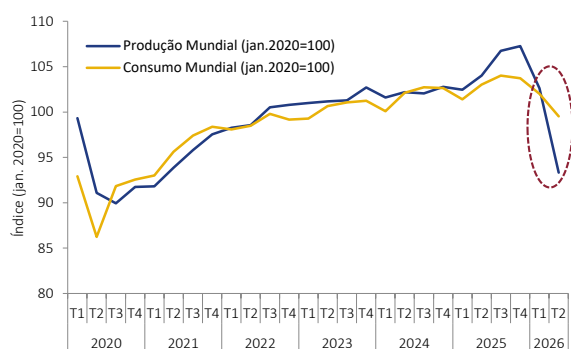
Fonte: ERSE, Bloomberg

A Figura 1-3 mostra a **evolução do consumo e da produção mundial de petróleo**, tendo como referencial o valor de janeiro de 2020. Após a pandemia da COVID-19, registou-se uma tendência contínua de crescimento do consumo e da produção do petróleo, com trajetórias quase paralelas até ao 2.º trimestre de 2025. Nos dois últimos trimestres de 2025 a produção aumentou mais rapidamente do que o consumo, criando um excedente que se acentuou no 4.º trimestre desse ano. Nos dois primeiros trimestres de 2026 verificou-se uma redução substancial na produção em resultado do encerramento do estreito de Hormuz pelo Irão.

2.º Trimestre 2026

Em resultado da subida dos preços nos mercados internacionais, fruto do desfasamento entre a oferta e a procura do petróleo *Brent*, verificou-se uma redução do consumo mundial de menor dimensão do que a quebra da produção. Deste modo, no 2.º trimestre de 2026, a produção mundial passou a situar-se abaixo do consumo.

Figura 1-3 Evolução do consumo e da produção mundial de petróleo (jan. 2020 = 100¹)

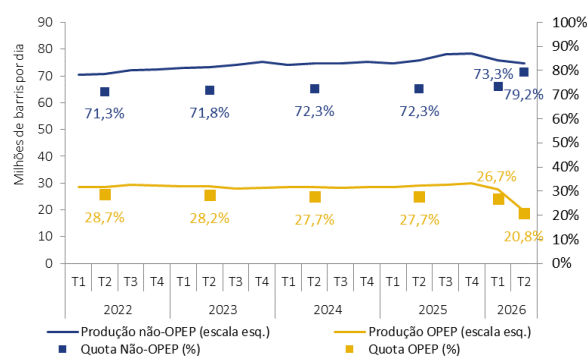


Fonte: ERSE, EIA, Bloomberg

A Figura 1-4 compara a evolução da **produção OPEP e da produção não-OPEP**, com início em 2022. Em novembro de 2025, a OPEP+ decidiu aumentar a produção em 137 mil barris por dia para o mês de dezembro, mas suspendeu os aumentos programados para o 1.º trimestre de 2026 devido à sazonalidade e aos receios sobre o excesso de oferta. No entanto, em consequência do conflito no Médio Oriente, a produção OPEP e não-OPEP registaram, no 2.º trimestre de 2026, uma diminuição face ao

trimestre anterior, de -29% e -2%, respetivamente. A redução mais acentuada da produção da OPEP reflete a maior influência das atuais tensões geopolíticas em alguns dos seus membros.

Figura 1-4 Evolução da produção de petróleo OPEP e não-OPEP e das respetivas quotas²



Fonte: ERSE, EIA, Bloomberg

Ainda na Figura 1-4 apresenta-se igualmente a evolução das quotas das produções OPEP e não-OPEP. Verifica-se que a **quota de produção dos países não-OPEP é estável** (e dominante) no ano de 2025, em torno dos 72%. No 2.º trimestre de 2026, a quota de produção dos países não-OPEP aumentou para 79,2%, refletindo a redução mais acentuada da produção dos países da OPEP, cuja quota diminuiu para 20,8%³.

A Figura 1-5 apresenta a **evolução do preço do barril de petróleo**, em dólares e em euros, e a cotação EUR/USD, de modo a avaliar o impacto cambial no preço desta *commodity*.

¹ O valor do primeiro trimestre de 2020 resulta da média dos três meses, sendo apenas janeiro 2020 = 100. Devido à grande descida ocorrida em fevereiro e março de 2020, o valor médio do primeiro trimestre é significativamente inferior ao valor base 100.

² Os Emirados Árabes Unidos (EAU) abandonaram a OPEP e a OPEP+ com efeitos a partir de 1 de maio de 2026. A fonte de dados Bloomberg, passou a considerar os EAU

como produtor não OPEP ao longo de toda a série analisada.

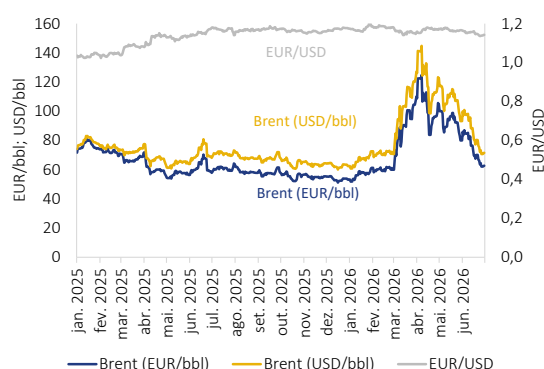
³ Caso fosse considerada a antiga série de dados da Bloomberg (onde os EAU ainda faziam parte da OPEP), no 1.º trimestre de 2026, as quotas de produção dos países OPEP e não-OPEP, seriam de 31,3% e 68,7%, respetivamente.



2.º Trimestre 2026

No 2.º trimestre de 2026, a cotação EUR/USD diminuiu 0,7% face ao trimestre transato, para um valor médio de 1,162 EUR/USD.

Figura 1-5 Evolução da taxa de câmbio EUR/USD e preço do *Brent* em USD vs EUR



Fonte: ERSE, Bloomberg

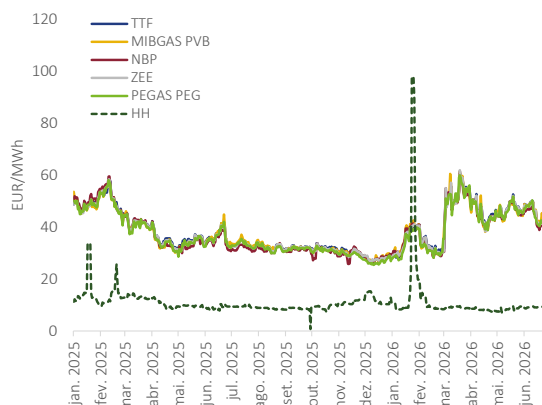
1.2 GÁS NATURAL

A Figura 1-6 apresenta a **evolução do preço do gás natural** em seis mercados internacionais de referência: o *Zeebrugge* (ZEE), o *Title Transfer Facility* (TTF), o *Henry Hub* (HH), o *National Balancing Point* (NBP), o *Point d'échange de gaz* (PEGAS PEG) e o MIBGAS⁴.

No 2.º trimestre de 2026, as cotações do gás natural nos *hubs* europeus foram igualmente condicionadas pelo conflito do Irão, aumentando para um valor médio do cabaz de 45,1 EUR/MWh, cerca de 13,1% acima do valor no trimestre anterior.

Por sua vez, o HH registou no 2.º trimestre de 2026 um valor médio de 8,6 EUR/MWh, representando um decréscimo, face ao trimestre anterior, de -40,1%, em resultado da normalização das condições de oferta no mercado norte-americano e da redução da procura sazonal após o inverno.

Figura 1-6 Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, Bloomberg

A evolução dos preços do GNL⁵ é apresentada na Figura 1-7. No que respeita ao preço de **GNL no Japão**⁶, registou-se um aumento de 33,7% no 2.º trimestre de 2026, com um valor médio na ordem dos 51,7 EUR/MWh.

⁴ O ZEE, o NBP, o PEG e o TTF são *hubs* virtuais de compra e venda de gás natural localizados na Bélgica, no Reino Unido, França e na Holanda, respetivamente, e constituem uma referência no mercado europeu de compra e venda de gás natural. O HH é a referência para contratos de futuros de gás natural, nos Estados Unidos. O MIBGAS (Mercado Ibérico do gás) é o *hub* de gás na Península Ibérica, que iniciou a negociação de produtos de gás natural em 16 de dezembro 2015.

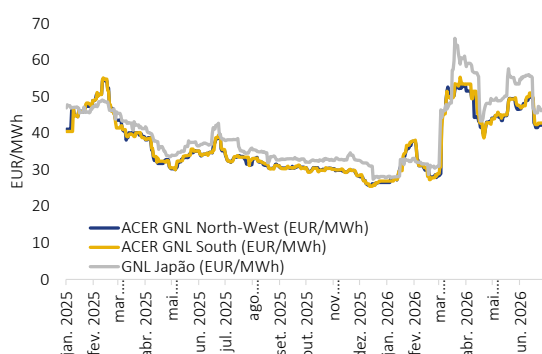
⁵ Foram escolhidos os seguintes mercados representativos de consumo e de exportação de GNL: Japão e na Europa são considerados os preços de referência das entregas de GNL na Europa determinados pela ACER para os mercados *North-West Europe* e *South Europe*.

⁶ A referência do GNL do Japão diz respeito ao índice do Japão e Coreia com entrega no mês seguinte.

2.º Trimestre 2026

Relativamente ao **preço de referência de GNL, publicado pela ACER⁷**, referente às importações de GNL na Europa, no 2.º trimestre de 2026, o seu valor médio aumentou 24,3%, para cerca de 46,0 EUR/MWh (média para as duas geografias).

Figura 1-7 Evolução do preço do GNL nos mercados internacionais

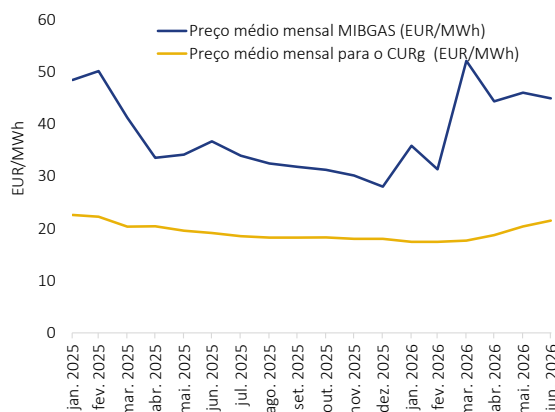


Fonte: ERSE, Bloomberg⁸

Na Figura 1-8 mostra-se a **evolução do preço de gás natural no MIBGAS e do custo do gás natural subjacente às aquisições do Comercializador de Último Recurso grossista (CURg)**, para fornecimentos ao mercado regulado com tarifas transitórias de venda a clientes finais.

No 2.º trimestre de 2026, o diferencial médio de preço do gás entre as cotações no MIBGAS e o custo médio de aquisição de gás pelos CUR aumentou, resultado da subida mais acentuada das cotações no MIBGAS neste trimestre.

Figura 1-8 Evolução do preço do gás natural no MIBGAS e em Portugal⁹



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

1.3 RELAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL FACE AO DO PETRÓLEO

Neste capítulo, analisa-se a **relação entre o preço do petróleo e o preço do gás natural** que sustenta os fornecimentos dos CUR.

A Figura 1-9 (em base trimestral) acrescenta à Figura 1-6 a evolução do preço do *Brent* em EUR/bbl, com o objetivo de avaliar a correlação dos preços de GN com o preço do petróleo. No período em análise, os preços médios trimestrais dessas duas *commodities* apresentam uma correlação média de 75,6%¹⁰.

⁷ ACER NW (North West Europe): reflete o preço *spot* DES de GNL para entregas na região Noroeste da Europa (por ex., portos do Benelux e Alemanha), calculado com base em transações reportadas num determinado “*rolling window*”. ACER South (South Europe): representa o preço *spot* DES de GNL para entregas no Sul da Europa (por ex., Espanha, Itália e Grécia), também derivado de dados transacionados reportados via TERMINAL

⁸ A referência do GNL do Japão diz respeito ao índice do Japão e Coreia com entrega no mês seguinte.

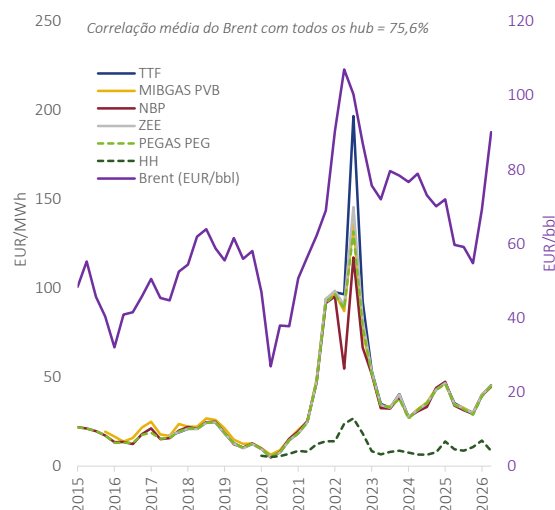
⁹ Os preços MIBGAS apresentados são os preços no Ponto Virtual de Balanço (PVB) com entrega em Espanha, que

correspondem aos preços médios ponderados para todas as transações organizadas para o dia em causa nas sessões já concluídas, pelo que não são totalmente comparáveis com o custo do gás natural para os CUR. O preço para o CURg é calculado considerando os preços dos contratos *take-or-pay* geridos pelo comercializador do SNG, ponderados pelas quantidades anuais contratuais (QAC) definidas nesses contratos. Atualmente, existe um único contrato de GNL com origem na Nigéria.

¹⁰ Esta correlação resulta da média das correlações entre os preços nos mercados internacionais apresentados na figura e o *Brent*.

2.º Trimestre 2026

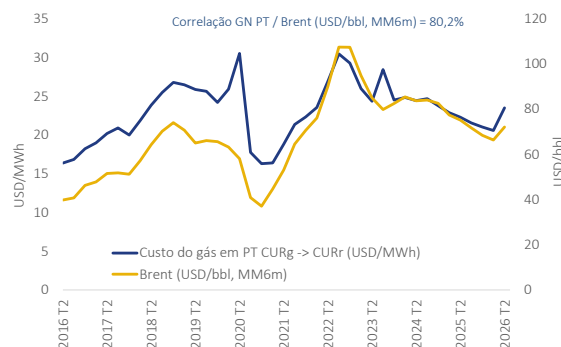
Figura 1-9 Evolução do preço do gás natural e do preço do petróleo nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, Bloomberg

A Figura 1-10 compara a evolução do **custo do GN em Portugal dos CUR** e o **preço do petróleo Brent**, em base trimestral, considerando um desfasamento temporal de seis meses. Neste caso, verifica-se que **existe uma correlação de 80,2%, entre a média móvel de seis meses do preço do petróleo, desfasada um trimestre¹¹, e a média móvel trimestral do preço médio do gás natural em Portugal para os CUR**. Esta elevada correlação resulta dos preços dos contratos de GN de *take-or-pay* estarem indexados ao preço do petróleo *Brent* ou aos seus derivados, com um desfasamento, em média, de seis meses.

Figura 1-10 Correlação entre o custo do gás natural entrado em Portugal e o *Brent*



Fonte: ERSE, Bloomberg

1.4 CARVÃO

A Figura 1-11 mostra a **evolução do preço do carvão** nos mercados do noroeste da Europa¹², desde janeiro de 2025. Uma das características que se destaca é a tendência decrescente do preço desta *commodity* durante o ano de 2025, com um valor médio no último trimestre de 2025 que rondava os 81 EUR/ton.

Figura 1-11 Evolução do Preço do Carvão¹³ (CIF)



Fonte: ERSE, Bloomberg

¹¹ O valor do *Brent* no trimestre resulta da média móvel dos dois trimestres anteriores.

¹² Mercado a um mês.

¹³ *Benchmark API2*, de preço de referência para o carvão importado para o noroeste europeu, a um mês.

2.º Trimestre 2026

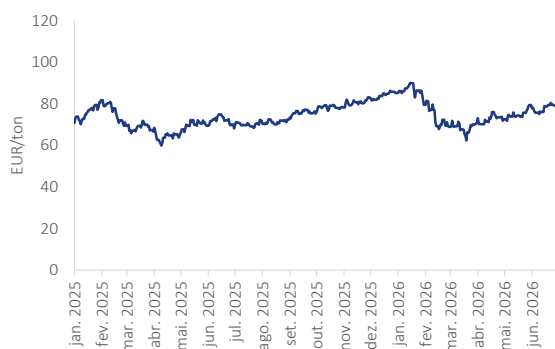
No 2.º trimestre de 2026, o preço médio do carvão situou-se em 92,5 EUR/ton, registando um aumento de 7,0% face ao trimestre anterior, invertendo a tendência de descida dos preços verificada ao longo de 2025 nos mercados do noroeste da Europa.

1.5 LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

Para além de ser influenciado pelos preços das *commodities*, o preço da energia elétrica nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de CO₂, EUAs¹⁴. O seu preço é definido a nível europeu através do CELE¹⁵, no qual participam indústrias que emitem CO₂ de diferentes setores de atividade, nomeadamente os produtores termoelétricos. O preço destas licenças reflete-se no custo da energia elétrica destes produtores.

A Figura 1-12 mostra a evolução do preço destas licenças desde janeiro de 2025.

Figura 1-12 Evolução do preço das EUAs



Fonte: ERSE, Bloomberg

No 2.º trimestre de 2026, o preço médio das EUAs fixou-se em 75,2 EUR/ton, registando uma diminuição de -1,3% face ao trimestre anterior (preço médio de 76,2 EUR/ton). A ligeira redução do preço médio das EUAs refletiu a redução da procura de licenças, associada ao abrandamento da atividade industrial europeia, e ao aumento das expectativas de uma maior flexibilidade do regime EU ETS. Em particular, o debate crescente em torno da manutenção de mecanismos de proteção da indústria intensiva em carbono contribuiu para moderar as expectativas de escassez de licenças.

1.6 CONJUNTO DAS PRINCIPAIS *COMMODITIES*:

PETRÓLEO, CO₂ E GÁS NATURAL

De seguida, comparam-se (ver Figura 1-13) as evoluções dos preços médios do GN do TTF, do GNL no Japão, do CO₂ e do petróleo *Brent* em relação a janeiro de 2025. Após uma trajetória descendente ao longo da maior parte de 2025, os preços do TTF, do GNL no Japão e do Brent registaram uma recuperação acentuada durante o 2.º trimestre de 2026. Destaca-se a evolução do Brent, que reflete sobretudo o agravamento das tensões geopolíticas no Médio Oriente, que impulsionou as cotações internacionais do petróleo. Por sua vez, o preço das licenças de emissão de CO₂, após atingir um máximo no início de 2026, registou uma correção nos meses seguintes, permanecendo ainda assim acima do nível observado em janeiro de 2025 no final do período analisado.

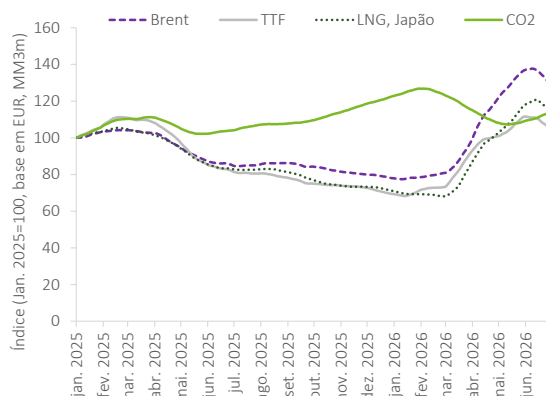
¹⁴ EUAs - European Union Allowances.

¹⁵ O CELE (Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂) é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com as metas definidas no

Protocolo de Quioto. Também conhecido por EU Emission Trading System (EU ETS).

2.º Trimestre 2026

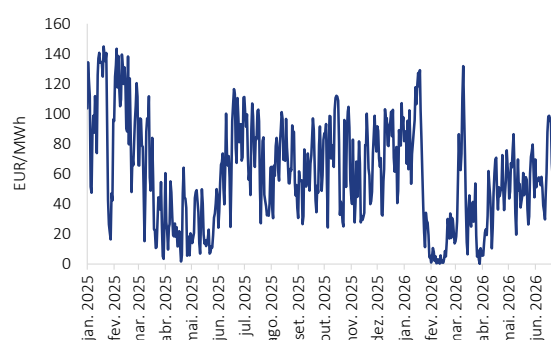
Figura 1-13 Comparação dos preços do Brent e gás natural nos mercados spot (2025 = índice base 100)



Fonte: ERSE, Bloomberg

55,6 EUR/MWh em Portugal, representando um aumento de 33%, em relação ao trimestre anterior (41,9 EUR/MWh).

Figura 1-14 – Evolução do preço médio diário de energia elétrica no mercado spot



Fonte: ERSE, OMIE

1.7 ENERGIA ELÉTRICA

A Figura 1-14 mostra a evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot*, desde janeiro de 2025.

Nos meses de março a maio de 2025 e em fevereiro e março de 2026 registaram-se, em alguns dias, preços de energia elétrica próximos de zero, devido à abundância de produção de eletricidade de origem renovável (hídrica, eólica e solar) a nível Ibérico. De acordo com a REN, em média, no 1.º semestre de 2026, 69% do consumo em Portugal continental foi abastecido por produção proveniente de fontes renováveis, face a 77% no mesmo semestre¹⁶ do ano anterior. No segundo trimestre de 2026, os preços de energia elétrica no mercado grossista aumentaram, para um valor médio de

A Figura 1-15 mostra a evolução do preço médio mensal dos encargos de regulação imputados ao consumo¹⁷.

O preço médio dos encargos de regulação imputados ao consumo inclui os custos da banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com Ativação automática (BaFRR), da banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com Ativação manual¹⁸ (BmFRR), os custos das restrições técnicas e os outros custos referentes à prestação de serviços de sistema.

Desde o início de 2025, estes custos verificaram uma tendência crescente, tendo atingido, no 1.º trimestre de 2026, um valor médio de 21,1 EUR/MWh, impulsionado, entre outros fatores, pelas consequências adversas da

¹⁶ Em termos anuais, 68% do consumo no ano de 2025 em Portugal continental foi abastecido por produção proveniente de fontes renováveis, face a 69% no ano de 2024.

¹⁷ O mercado de reserva de regulação, é uma parte integrante do mercado de serviços de sistema e que garante que a cada segundo se mantém o equilíbrio entre

oferta e procura na rede elétrica. Faz parte do funcionamento estrutural do sistema elétrico nacional e decorre do quadro legal e regulatório em vigor para o setor elétrico, designadamente das competências atribuídas ao gestor global do sistema no âmbito da operação da rede elétrica nacional.

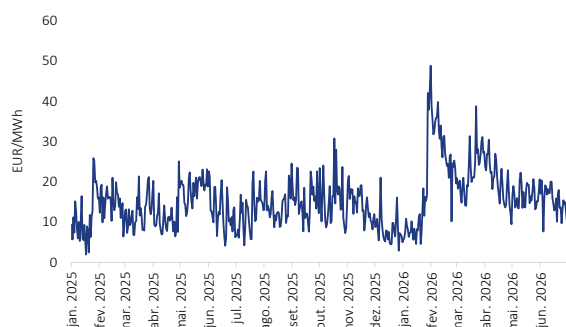
¹⁸ Corresponde à Reserva Terciária até 13-03-2024.

2.º Trimestre 2026

Tempestade *Kristin* na gestão operacional do SEN. A tendência crescente destes custos resulta da necessidade de mobilização de centrais despacháveis, nomeadamente centrais termoeletricas de ciclo combinado a gás, por forma a mitigar problemas de gestão operacional do sistema que advêm de um diagrama de produção cada vez mais marcado pela produção de origem renovável não despachável.

No 2.º trimestre de 2026, estes custos registaram uma diminuição de 19% face ao trimestre anterior (17,2 EUR/MWh), refletindo a normalização das condições de operação do sistema após os eventos excecionais observados no início do ano.

Figura 1-15 Evolução do preço médio diário dos encargos de regulação imputados ao consumo



Fonte: ERSE, REN

2 PREVISÕES

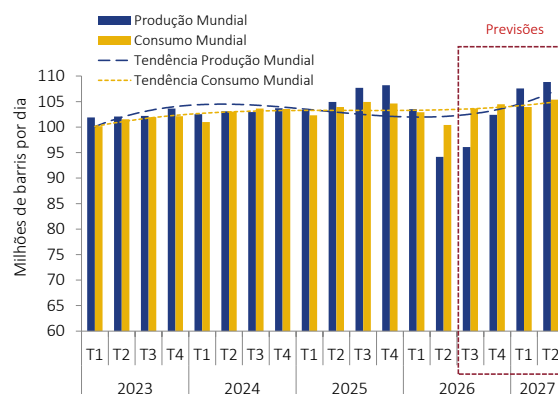
2.1 PETRÓLEO

2.1.1 PREVISÕES PARA O CONSUMO E PRODUÇÃO

A evolução do preço do petróleo reflete a evolução da relação entre o consumo e a produção, sendo que esta se materializa na evolução das reservas de petróleo.

A Figura 2-1 apresenta as expectativas da EIA¹⁹ relativamente ao consumo e à produção de petróleo para os próximos quatro trimestres.

Figura 2-1 Relação entre o consumo e oferta mundial de petróleo



Fonte: ERSE, EIA, Bloomberg

No 1.º trimestre de 2026, a produção mundial de petróleo registou uma diminuição menos acentuada do que o consumo. No 2.º trimestre de 2026, verificou-se uma redução muito acentuada da produção mundial, enquanto o consumo registou uma redução mais ligeira face

¹⁹ EIA - U.S. Energy Information Administration.

2.º Trimestre 2026

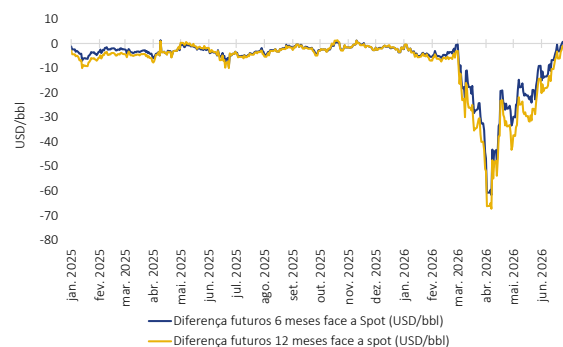
ao trimestre anterior, refletindo os constrangimentos geopolíticos e operacionais que afetaram alguns dos principais produtores. As previsões da EIA apontam para uma retoma gradual do consumo a partir do 3.º trimestre de 2026, acompanhada por um aumento da produção mundial, tendência que deverá manter-se ao longo de 2027.

A análise do mercado de futuros é também relevante, uma vez que reflete as expectativas dos agentes de mercado quanto à evolução dos preços dos combustíveis. O mercado de futuros inclui ainda os custos com o armazenamento e o transporte do produto, com os seguros e os custos de financiamento. Assim, para expectativas de nível de preços semelhantes, o preço final no mercado de futuros deverá ser ligeiramente superior ao do *spot*.

A Figura 2-2 apresenta as diferenças entre os preços do *Brent* no mercado de futuros e no mercado *spot*, no dia de negociação de ambos, desde janeiro de 2025. Os diferenciais observados no final do 1.º trimestre de 2026 agravaram-se significativamente durante o 2.º trimestre. Os contratos de futuros a 6 e a 12 meses mantiveram-se abaixo do preço *spot* (*backwardation*), evidenciando que o mercado antecipou um caráter temporário do choque sobre a oferta de petróleo. Após o pico registado em meados de abril, os diferenciais reduziram-se gradualmente, acompanhando a descida dos preços *spot*. No 2.º trimestre registaram-se diferenciais médios de -21,2

USD/bbl nos futuros a 6 meses e -26,6 USD/bbl nos futuros a 12 meses.

Figura 2-2 Diferencial de preços dos futuros do Brent a 6 e 12 meses face ao spot

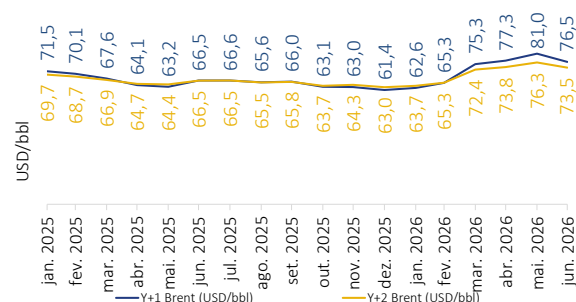


Fonte: ERSE, Bloomberg

A Figura 2-3 mostra a evolução dos preços médios mensais dos produtos anuais do *Brent*, com entrega a um (Y+1) e a dois (Y+2) anos.

No 2.º trimestre de 2026, verificou-se um aumento das cotações de ambos os produtos, com o produto com entrega em 2027 (Y+1) a apresentar uma cotação média trimestral de 78,3 USD/bbl, ligeiramente superior à cotação do produto a dois anos (Y+2=2028), de 74,5 USD/bbl, mantendo-se uma estrutura de mercado em *backwardation*.

Figura 2-3 Cotação média mensal futuros para entrega anual Y+1 e Y+2 do Brent



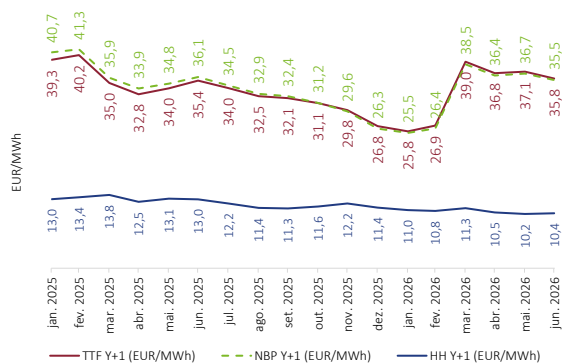
Fonte: ERSE, Bloomberg

2.º Trimestre 2026

2.2 GÁS NATURAL

Analisando o preço dos futuros de GN, na Figura 2-4, verifica-se que, para os principais *hubs* europeus, após uma forte subida das cotações desta *commodity* no final do 1.º trimestre de 2026, registou-se uma trajetória descendente ao longo do 2.º trimestre. Ainda assim, a cotação média do produto com entrega em 2027 (Y+1) nos dois *hubs* europeus situou-se em 36,4 EUR/MWh, acima da média de 30,3 EUR/MWh registada no trimestre anterior. O HH manteve uma evolução relativamente estável, apresentando uma cotação média de 10,4 EUR/MWh, ligeiramente inferior aos 11,0 EUR/MWh observados no 1.º trimestre de 2026, para entregas em 2027 (Y+1).

Figura 2-4 Cotação média mensal futuros para entrega anual Y+1 do TTF, do NBP e do HH

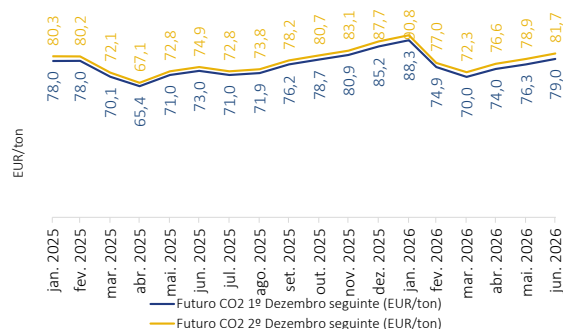


Fonte: ERSE, Bloomberg

2.3 LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

A Figura 2-5 mostra a evolução dos preços de futuros das EUAs²⁰, para entrega nos meses de dezembro seguintes²¹. Considerando as cotações médias dos três meses, de abril a junho de 2026²², observa-se um valor das licenças de CO₂ de 76,4 EUR/ton, para entrega em dezembro de 2026, e de 79,1 EUR/ton, para entrega em dezembro de 2027. Estas cotações são 1,7% e 1,2% inferiores às cotações verificadas no trimestre anterior, respetivamente.

Figura 2-5 Cotação média mensal futuros para entrega dezembro Y e dezembro Y+1 das EUAs



Fonte: ERSE, Bloomberg

2.4 TAXA DE CÂMBIO

A figura seguinte apresenta a evolução da cotação média mensal dos futuros da taxa de câmbio EUR/USD para Q+1 e Q+4.

As taxas de câmbio EUR/USD, com liquidação no trimestre seguinte (Q+1) e daqui a quatro trimestres (Q+4), registaram uma ligeira

²⁰ EUAs - European Union Allowances.

²¹ A série dos futuros para entregas em dezembro podem ser tidos como preço de referência para o respetivo ano por terem, normalmente, maior liquidez.

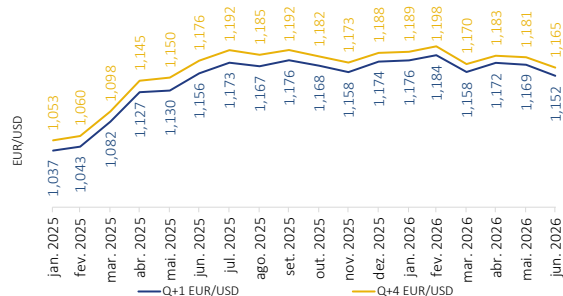
²² Últimos três meses de negociação dos respetivos produtos.



2.º Trimestre 2026

diminuição no 2.º trimestre de 2026 face ao trimestre anterior (na ordem dos -0,7% e -0,8%, respetivamente).

Figura 2-6 Cotação média mensal futuros da taxa de câmbio EUR/USD para Q+1 e Q+4



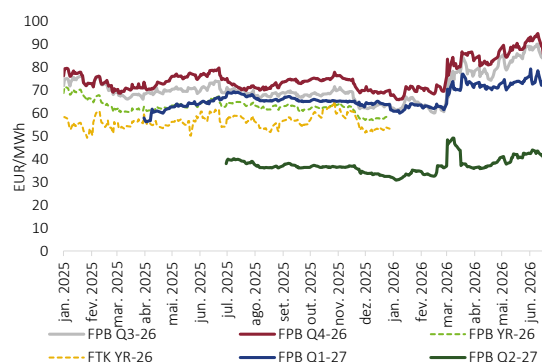
Fonte: ERSE, Bloomberg

2.5 ENERGIA ELÉTRICA

No 2.º trimestre de 2026, a média das cotações dos futuros de eletricidade (Figura 2-7), para entrega no 3.º trimestre de 2026 (82,5 EUR/MWh), subiu face à média das cotações do mesmo produto verificada no

trimestre anterior (67,9 EUR/MWh), de 21,5%. Numa perspetiva de mais longo prazo, a cotação média dos contratos de futuros para entrega no 1.º trimestre de 2027 situou-se em 72,9 EUR/MWh, acima da média de 65,6 EUR/MWh observada para o mesmo produto no trimestre anterior.

Figura 2-7 – Evolução dos futuros eletricidade



Nota: FPB é referente ao produto *Base Load* para Portugal e FTK é referente ao produto *Peak Load* para Espanha.

Fonte: ERSE, OMIP, Bloomberg



2.º Trimestre 2026

SIGLAS E ABREVIATURAS

bbl - Barril de petróleo
CIF - Cost, Insurance and Freight
CUR - Comercializador de último recurso
CURg - Comercializador de último recurso grossista
EIA - Energy Information Administration
EUAs - European Union Allowances
FPB – Produto *Base Load* OMIP para Portugal
FTB – Produto *Base Load* OMIP para Espanha
FTK – Produto *Peak Load* OMIP para Espanha
GNL – Gás Natural Liquefeito
HH – Henry Hub
MM3m - Média móvel dos últimos três meses
MM12m - Média móvel dos últimos doze meses
MIBGAS - Mercado Ibérico do Gás
MSR - Market Stability Reserve
NBP - National Balancing Point
OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PVB - Ponto Virtual de Balanço
QAC - Quantidade Anual Contratada dos contratos *take-or-pay*
QREF - Quantidade Real Entrada à Fronteira dos contratos *take-or-pay* referentes ao CURg
TTF - Title Transfer Facility
ZEE - Belgian Natural Gas Zeebrugge Beach
ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Meses – os meses do ano encontram-se abreviados até à 3.ª letra

REFERÊNCIAS

Plataforma Bloomberg
Banco Central Europeu
U.S. Energy Information Administration
Empresas reguladas (REN, GALP)
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Aviso (Disclaimer)

O presente documento tem como único objetivo disponibilizar informação obtida a partir de diversas fontes, incluindo fontes oficiais, meios de informação especializados e outras fontes consideradas fidedignas e credíveis. Os valores ocorridos e as previsões, são meramente informativos apresentando uma tendência dos mercados e, quer os valores, quer as opiniões e análises, não podem, em qualquer circunstância, responsabilizar a ERSE pela informação, ou por análises, erros, omissões ou inexatidões destas informações constantes neste documento ou que resultem do uso dado a essa informação, designadamente, de decisões de negociação, investimento ou contratação que tenham sido tomadas tendo por base os elementos contidos neste documento. Cabe ao leitor tomar as suas decisões, à luz do seu perfil e objetivos de investimento, negociação e análise, e tendo em conta a legislação e regulamentação aplicável.