

Atualização de mercado e recomendações de cobertura

Preços OMIE, o custo real do turno das 8h às 17h, previsão até dezembro e as decisões de cobertura hoje disponíveis.

PERÍODO

3.º trimestre de 2026

DATA

26 de julho de 2026

DESTINATÁRIOS

Clientes ENON Energia

Prezados(as) Clientes

Resumo executivo

1. O que falhou na previsão do 2.º trimestre

2. Contexto de mercado

3. Preços OMIE – 2.º trimestre e julho

4. Commodities de referência

5. Situação hídrica e barragens

6. Consumo e produção previstos

7. Fatores de alerta

8. Previsão OMIE – agosto a dezembro

9. Cotações de cobertura disponíveis

10. Recomendações de cobertura

11. Alternativas ao preço fixo tradicional

Conclusões e aspectos-chave

Glossário

Prezados(as) Clientes,

Apresentamos a nossa análise de mercado atualizada. O primeiro semestre de 2026 trouxe oscilações que não se viam desde a crise energética de 2022 — o mercado ibérico variou entre 10,64 €/MWh em fevereiro e mais de 138 €/MWh a 15 de julho — e o verão trouxe preços claramente acima do que antecipávamos em março. Este relatório explica porquê, o que esperamos até dezembro, e que decisões de cobertura estão hoje disponíveis — incluindo duas alternativas ao preço fixo tradicional que, para determinados perfis de consumo, se ajustam melhor ao problema.

Como ler este relatório

Evitámos jargão sempre que possível. Onde o termo técnico é inevitável, está explicado no Glossário, na última página. Se preferir, comece pelo Resumo Executivo e pela secção 10, Recomendações de Cobertura — é aí que estão as decisões.

Todos os preços de eletricidade em €/MWh referem-se ao mercado OMIE em Portugal, sem sobrecustos de sistema, salvo indicação em contrário.

RESUMO EXECUTIVO

+144%

O mercado mais do que duplicou em três meses. O OMIE em Portugal passou de 42,42 €/MWh em abril para 103,48 €/MWh em julho (média até dia 26), um aumento de 144%. O 2.º trimestre fechou a 55,57 €/MWh — 50% acima da nossa previsão de março (~37 €/MWh).

Noite > dia

A noite é hoje mais cara do que o dia. Em junho, as horas de vazio custaram 77,56 €/MWh e as horas de fora-vazio 63,21 €/MWh. Esta inversão, provocada pelo excesso de solar ao meio-dia, repete-se todos os meses desde abril e muda a forma correta de fazer cobertura.

**Turno
8h-17h**

Quem trabalha das 8h às 17h ainda não sentiu a crise, e vai sentir. Nas horas de um turno convencional o mercado custou 4,33 €/MWh em maio e 47,60 €/MWh em julho, contra médias de 54,08 € e 103,27 €. Mas em novembro e dezembro esse desconto desaparece: prevemos ~114 e ~110 €/MWh no turno das 8h-17h, praticamente a média do mercado. Passámos a publicar este indicador na secção 2 e na previsão da secção 8.

48-49%

O gás voltou a ser o problema. O Estreito de Ormuz está de novo fechado desde 13 de julho, com bloqueio naval norte-americano. As reservas de gás na Europa estão a ~48-49% (10 pontos percentuais abaixo do ano passado) e projeta-se um pico de apenas 76% em outubro — o mais baixo desde 2011.

~114 €

Previsão até dezembro: agosto ~105 €/MWh, setembro ~112, outubro ~110, novembro ~118, dezembro ~115. Média do 3.º trimestre ~107 €/MWh; do 4.º trimestre ~114 €/MWh.

Fixar o inverno

Decisão-chave: fixar o inverno, não fixar o verão. As cotações de agosto e setembro (125,35 €/MWh) estão 13 a 20 €/MWh acima da nossa estimativa — são caras. O Q4-26 a 116,35 € e o Q1-27 a 94,35 € estão praticamente em valor justo e cobrem exatamente o período de maior risco. Cobrir a totalidade dos períodos se a oferta apresentar desconto face aos valores de referência.

Duas alternativas

Duas alternativas ao preço fixo. Para consumos acima de 1,2 GWh/ano, o preço fixo com index eólico apresenta desconto face ao baseload de mix energético e, sendo liquidado contra o preço horário do mercado independentemente das horas em que consome, produz um preço médio final muito mais baixo para quem tem consumo diurno. Recomendamo-lo para qualquer perfil elegível, e agora também a prazo de três a cinco anos. O cap & floor é uma opção natural a analisar para quem tem fotovoltaico de autoconsumo. Preços sujeitos a cotação. Secção 11.

01 O que falhou na previsão do 2.º trimestre

A nossa previsão de 30 de março errou, e errou muito. Importa entender exatamente porquê, porque a causa do erro determina a forma de olhar para o resto do ano.

MÊS	PREVISÃO (MAR/26)	REAL (OMIE PT)	DESVIO	REAL VS. PREVISÃO
Abril 2026	~38 €/MWh	42,42 €/MWh	+4,4 €	+12%
Maio 2026	~32 €/MWh	54,08 €/MWh	+22,1 €	+69%
Junho 2026	~42 €/MWh	70,25 €/MWh	+28,3 €	+67%
Q2 2026 (média)	~37 €/MWh	55,57 €/MWh	+18,6 €	+50%

A previsão do gás estava razoável – falhámos em tudo o resto

Assumimos gás a ~53 €/MWh. O TTF fechou abril a 44,98 €/MWh, maio a 47,23 € e junho a 44,94 €; somando o prémio ibérico de 4-7 €/MWh, o MIBGAS ficou em torno de 50-53 €/MWh — praticamente em linha com o que assumimos. Ou seja: o nível do gás não explica um desvio de 18,6 €/MWh. A explicação está em cinco fatores que subestimámos, e o último é o mais importante:

- 01 A hídrica falhou apesar das albufeiras cheias.** Escrevemos que os produtores teriam de turbinar para criar espaço para as chuvas de primavera. As chuvas não vieram: o índice de produtibilidade hídrica em Portugal foi de apenas 0,54 em junho e a produção hidroelétrica do semestre caiu 17,5% face a 2025. As albufeiras passaram de 92% em março para 68% a 22 de julho — a água foi consumida sem ser reposta. A causa principal foi a falta de afluências; o incentivo a guardar água para o inverno, dados os preços de futuro, é uma hipótese complementar.
- 02 O vento desapareceu em maio.** A produção eólica em Espanha em maio foi a mais baixa para esse mês desde 2011 (3.118 GWh).
- 03 O CO₂ subiu em vez de descer.** Assumimos 62-67 €/ton com base na pressão para a reforma do ETS. Realizou-se a 74,04 € (abril), 76,31 € (maio) e 79,06 € (junho).
- 04 O consumo cresceu mais do que o previsto.** Portugal fechou o semestre com 27.160 GWh, +3,5% face a 2025 — e janeiro bateu recorde absoluto.
- 05 As horas de noite reavaliaram-se estruturalmente.** Este é o ponto central. Sinalizámos o risco, mas uma previsão expressa em média plana (baseload) esconde-o por construção. Em abril o prémio das horas de vazio foi de +7,8 €/MWh, em maio +15,5 € e em junho +14,4 €.

O que acertámos – e onde errámos

Acertámos no Q2 completo. Recomendámos fixar a 44,35 €/MWh para perfis conservadores com consumo 24h. O real foi 55,57 €/MWh: uma poupança de 11,2 €/MWh para quem seguiu essa recomendação.

Acertámos no segundo semestre. Recomendámos considerar a fixação de Q3 a 82,85 € e Q4 a 91,35 €/MWh. Julho já fechou a 103,48 €/MWh e o Q4 cota hoje a 116,35 €/MWh — 25 €/MWh mais caro do que em março. E a recomendação de cobertura obrigatória de novembro/26 a fevereiro/27 mantém-se: é o ponto central deste relatório.

Errámos nos meses individuais. Recomendámos manter abril e maio indexados, com cotações de 31,95 € e 35,10 €/MWh disponíveis à data. Fixar teria poupado 10,5 €/MWh em abril e 19,0 €/MWh em maio.

02 Contexto de mercado

Estreito de Ormuz: o conflito reabriu

O conflito entre os Estados Unidos e o Irão, iniciado no final de fevereiro, teve um cessar-fogo assinado a 17 de junho e um acordo interino no início de julho que fez o gás europeu recuar para ~40 €/MWh. Esse alívio durou duas semanas. A 13 de julho os Estados Unidos reinstauraram o bloqueio naval ao Irão e o Estreito de Ormuz voltou a estar fechado. Por Ormuz passa cerca de 20% do comércio mundial de gás natural liquefeito (GNL), na sua maioria proveniente do Qatar.

A consequência imediata foi um salto de 18% no TTF numa única semana — de 48,66 €/MWh a 10 de julho para 57,44 €/MWh a 17 de julho, o valor mais alto desde 21 de março. O Brent subiu 16% na mesma semana, para 88,10 \$/barril.

A leitura relevante para um consumidor português: em Portugal e Espanha, o gás não é apenas mais um custo — é o combustível principal que fixa o preço da eletricidade em todas as horas em que não há sol nem vento suficiente. Quando o gás sobe, sobem sobretudo as horas de noite.

Reservas de gás na Europa: o verdadeiro risco do inverno

É aqui que reside a maior vulnerabilidade estrutural para o 4.º trimestre. A Europa entrou na época de injeção (abril a outubro) com os armazenamentos apenas a 28% da capacidade, após um inverno 2025/26 muito frio. A 13 de julho estavam a cerca de 48-49% — aproximadamente 10 pontos percentuais abaixo da mesma data do ano anterior e em níveis idênticos aos da crise de 2021.

A projeção aponta para um pico de enchimento de apenas 76% em outubro: o mais baixo desde 2011. A Comissão Europeia já flexibilizou a meta legal, substituindo o mínimo obrigatório de 90% a 1 de novembro por um intervalo indicativo e não vinculativo de 75-80%, precisamente para não forçar compras que agravassem os preços de curto prazo.

TRADUZIDO

A Europa vai entrar no inverno com menos gás guardado do que em qualquer ano desde 2011, e com a rota de 20% do GNL mundial bloqueada. Qualquer vaga de frio prolongada em novembro ou dezembro encontra um sistema sem almofada.

CO₂ e Brent

O CO₂ (licenças de emissão europeias) situa-se em 79-81 €/ton, tendo atingido 81,39 € a 14 de julho. A média do primeiro semestre foi de 77,13 €/ton. A Comissão Europeia apresentou a 17 de julho uma proposta de revisão do regime que reduziria o fator de redução linear para 3,5% a partir de 2030 e 1,7% a partir de 2036 — uma medida que, se aprovada, é estruturalmente descendente para o CO₂, mas apenas no longo prazo. Para 2026 e 2027 não há alívio à vista.

O Brent fechou a semana de 17 de julho a 88,10 \$/barril, +16% em sete dias. A OPEP reduziu em 19% a sua previsão de crescimento da procura de petróleo para 2026, a terceira revisão em baixa consecutiva.

A inversão dia/noite: o dado mais importante deste relatório

Durante décadas a eletricidade foi mais cara de dia (fora-vazio) e mais barata de noite (vazio). Em 2026 isso deixou de ser verdade em Portugal. O crescimento do solar fotovoltaico — Espanha bateu o recorde absoluto a 8 de julho com 277 GWh num só dia — comprime os preços entre as 11h e as 17h para valores muito baixos, ou mesmo negativos. À noite, sem sol, a central de ciclo combinado a gás volta a fixar o preço.

MÊS 2026	MÉDIA	VAZIO (NOITE)	FORA-VAZIO (DIA)	PRÉMIO DA NOITE
Abril	42,42 €	46,53 €	38,69 €	+7,8 €
Maio	54,08 €	61,90 €	46,42 €	+15,5 €
Junho	70,25 €	77,56 €	63,21 €	+14,4 €
Julho (até dia 26)	103,48 €	109,99 €	97,98 €	+12,0 €

Nota de leitura: vazio e fora-vazio não têm o mesmo número de horas, e a proporção varia com o calendário de cada mês. A média mensal não é, por isso, o ponto médio entre as duas colunas. Os valores acima são os publicados pela REN a partir dos resultados do OMIE.

O turno das 8h às 17h: o indicador que faltava neste relatório

A divisão entre vazio e fora-vazio é a estrutura do mercado, mas não é a que responde à pergunta que a maioria das empresas faz: quanto custou a energia nas horas em que a minha empresa trabalha? Passámos a calcular esse indicador. A tabela seguinte mostra o preço médio do OMIE em Portugal restrito às horas 08h-17h, hora local portuguesa, que corresponde a um turno de trabalho convencional.

MÊS 2026	MÉDIA 24H	MÉDIA 08H-17H	DIFERENÇA	% DA MÉDIA
Abril	42,42 €	4,73 €	-37,7 €	11%
Maio	54,08 €	4,33 €	-49,8 €	8%
Junho	70,25 €	19,96 €	-50,3 €	28%
Julho (até dia 26)	103,27 €	47,60 €	-55,7 €	46%

Estes números merecem ser lidos duas vezes. Em maio, uma empresa que consome apenas das 8h às 17h comprou energia no mercado a uma média de 4,33 €/MWh, quando a média do mercado foi de 54,08 €/MWh. Em abril, 4,73 € contra 42,42 €. Não é um erro: nas horas centrais do dia a produção solar ibérica excede de tal forma a procura que o preço colapsa para perto de zero durante várias horas seguidas.

Mas repare na última coluna, que é o verdadeiro aviso. A vantagem do turno diurno está a desaparecer à medida que o ano avança: o turno das 8h-17h custou 11% da média do mercado em abril, 8% em maio, 28% em junho e 46% em julho. À medida que os dias encurtam e a produção solar recua, este turno deixa de ser barato. Em novembro e dezembro, como se verá na secção 8, deixa de haver desconto nenhum. Quem tem construído o seu orçamento com base na experiência da primavera vai ter uma surpresa desagradável no inverno.

Consequência prática: um preço fixo em formato baseload — um valor único para todas as horas — está a fazer o cliente pagar um preço médio por horas de dia que já são baratas, e a cobri-lo de forma insuficiente nas horas de noite que são caras. Quanto mais o perfil de consumo do cliente estiver concentrado à noite (turnos, frio industrial, iluminação pública, ou simplesmente presença de fotovoltaico de autoconsumo), maior é a ineficiência. As secções 11.1 e 11.2 explicam as duas soluções que temos para isto.

03 Preços OMIE – 2.º trimestre e julho de 2026

MÊS	PREÇO MÉDIO OMIE	SOBRECUSTOS	TOTAL ESTIMADO	REAL VS. PREVISÃO
Abril 2026	42,42 €/MWh	~19 €/MWh	~61 €/MWh	+12%
Maio 2026	54,08 €/MWh	~16 €/MWh	~70 €/MWh	+69%
Junho 2026	70,25 €/MWh	~14 €/MWh	~84 €/MWh	+67%
Q2 2026	55,57 €/MWh	~16 €/MWh	~72 €/MWh	+50%
Julho 2026 (até 26)	103,48 €/MWh	~15 €/MWh	~118 €/MWh	—

Nota metodológica: os sobrecustos não são publicados mensalmente em €/MWh e sofrem ajustes posteriores, pelo que os valores acima são os disponíveis à data deste relatório.

Acumulado do ano até 25 de julho: 55,88 €/MWh em Portugal e 56,51 €/MWh em Espanha. O market splitting — as horas em que Portugal e Espanha têm preços diferentes por congestionamento da interligação — ocorreu em 13,5% dos períodos, um valor elevado.

O que isto significa em euros

Tomemos uma empresa com 1 GWh/ano de consumo plano — cerca de 250 MWh por trimestre e cerca de 85 MWh em julho.

2.º TRIMESTRE Componente de energia no 2.º trimestre: 250 MWh × 55,57 €/MWh = cerca de 13.900 €. Se tivesse fixado o Q2 a 44,35 €/MWh, teria pago cerca de 11.100 € — uma poupança de cerca de 2.800 €.	JULHO Em julho, os mesmos 85 MWh custaram cerca de 8.800 € contra cerca de 3.600 € em abril. Por cada GWh consumido no trimestre, a diferença entre o real e a cotação de cobertura do Q2 foi de 11.200 €.
---	--

04 Commodities de referência

REFERÊNCIA	VALOR	DATA	REPORT ANTERIOR	LEITURA
Gás TTF (Holanda)	57,44 €/MWh	17 jul	~53 €/MWh	Subiu 18% na semana de 13 de julho. Máximo desde 21 de março.
Gás MIBGAS (Ibéria)	61-65 €/MWh	26 jul	~53 €/MWh	Prémio ibérico de 4-7 € sobre o TTF, por dependência de GNL.
CO ₂ (licenças UE)	79-81 €/ton	17 jul	62-67 €/ton	Subiu, ao contrário do que antecipámos. Média do semestre 77,13 €.
Brent	88,10 \$/bbl	17 jul	~107 \$/bbl	Abaixo da média de maio (103,71 \$), mas +16% na última semana.
Reservas gás UE	~48-49%	13 jul	—	Cerca de 10 p.p. abaixo de 2025. Pico projetado de 76% em outubro.

É a combinação de gás caro (61-65 €/MWh no MIBGAS) com CO₂ caro (~80 €/ton) que define o teto do mercado. Uma central a gás moderna, com 53% de rendimento e emitindo 0,35 toneladas de CO₂ por MWh produzido, precisa hoje de cerca de 145-153 €/MWh para cobrir custos. É esse o valor da eletricidade nas horas em que a central a gás é necessária. A média mensal depende, portanto, de uma única variável: a proporção de horas em que o gás fixa o preço. Foi precisamente essa variável que subestimámos no trimestre passado, e é por isso que a explicitamos na secção 8.

05 Situação hídrica e barragens

A situação inverteu-se completamente face ao report de março, e é a segunda razão pela qual os preços subiram tanto.

	ATUAL (JUL/26)	REFERÊNCIA ANTERIOR	ANO ANTERIOR	MÉDIA 10 ANOS
Portugal (22 jul)	68% / 2.202 GWh	92%	82% / 2.663 GWh	67% / 2.180 GWh
Espanha (20 jul)	73,4% / 41.110 hm ³	83,3%	68,4% / 38.311 hm ³	56,8% / 31.835 hm ³
Índice hídrico PT (junho)	0,54	1,97 (fev/26)	—	1,00
Índice hídrico ES (junho)	0,53	—	—	1,00

Portugal está de volta à média. As albufeiras caíram de 92% em março para 68% em julho e estão hoje apenas um ponto percentual acima da média dos últimos dez anos, e 14 pontos percentuais abaixo do ano passado. A almofada desapareceu.

Espanha está melhor. A 73,4%, continua bem acima do ano anterior e muito acima da média de dez anos. Isto é positivo, porque na prática Portugal importou 4.229 GWh no semestre (+62,3%) e o preço português depende cada vez mais do sistema espanhol.

O comportamento dos produtores mudou. Com o 4.º trimestre a cotar a 116,35 €/MWh e o 1.º trimestre de 2027 a 94,35 €/MWh, a água tem hoje mais valor guardada para o inverno do que turbinada em agosto. Não devemos contar com produção hídrica agressiva no 3.º trimestre — devemos contar com o oposto.

06 Consumo e produção previstos (REN e REE)

Consumo em Portugal – previsão oficial da REN

A REN publicou a 1 de julho a sua previsão de consumo para o resto do ano. É a melhor referência pública disponível sobre a procura — ainda assim uma previsão, não um dado realizado — e aponta para crescimento sustentado, sobretudo no 4.º trimestre.

MÊS	PREVISÃO REN	VARIAÇÃO ANUAL	TRIMESTRE
Julho	4.559,7 GWh	+1,7%	Q3 2026 ≈13.156 GWh +2,0%
Agosto	4.285,0 GWh	+0,7%	
Setembro	4.311,4 GWh	+3,5%	
Outubro	4.483,5 GWh	+2,4%	Q4 2026 ≈14.242 GWh +2,5%
Novembro	4.707,5 GWh	+3,9%	
Dezembro	5.051,5 GWh	+1,4%	
Ano 2026	54.559 GWh	+2,9%	Ano 2027 56.108 GWh +2,8%

Note-se que novembro (+3,9%) e setembro (+3,5%) são os meses de maior crescimento previsto, e agosto o de menor (+0,7%) — o efeito de férias. Isto reforça a nossa recomendação: agosto é o mês menos arriscado do trimestre; novembro é o mais arriscado.

Consumo em Espanha

Aqui é preciso ter cuidado com os números, porque a leitura muda consoante o indicador que se usa. O Boletim Mensual n.º 114 da Red Eléctrica, com dados a 10 de julho, reporta para o sistema peninsular 119.981 GWh no primeiro semestre, +1,7% em termos brutos mas apenas +1,2% depois de corrigido de temperatura e laboralidade. Em junho, 20.849 GWh, +1,7% em bruto e 0,0% corrigido. Em base nacional, incluindo as ilhas, o semestre soma cerca de 127,5 TWh.

A correção importa e obriga-nos a moderar o discurso. Uma procura corrigida plana em junho e a crescer 1,2% no semestre não é a mesma coisa que os 1,7% brutos que citámos inicialmente. O crescimento bruto de junho foi na prática todo explicado por temperatura (+0,9 p.p.) e laboralidade (+0,9 p.p.), ou seja, por calor e calendário, não por atividade económica. Em Espanha, portanto, a procura subjacente está praticamente estável, e o argumento de subida de preços por via da procura é bastante mais fraco do que em Portugal, onde o crescimento é real.

A Red Eléctrica não publica previsão de curto prazo. Aplicando o crescimento corrigido de 1,2% ao histórico peninsular, e não o bruto, estimamos cerca de 62.000 GWh no 3.º trimestre e 58.500 GWh no 4.º, valores que revemos ligeiramente em baixa face à versão anterior deste relatório.

Consumo ibérico estimado: ~75.200 GWh no 3.º trimestre e ~72.700 GWh no 4.º trimestre, dos quais Portugal representa 13.156 e 14.242 GWh respetivamente. Note-se a assimetria: praticamente todo o crescimento de procura da Península vem hoje de Portugal, não de Espanha.

Capacidade renovável instalada

Portugal (junho 2026): 5.051 MW de solar e 5.529 MW de eólica, num total de 24.037 MW. No semestre acrescentaram-se cerca de 212 MW de solar e 85 MW de eólica. Novo recorde solar instantâneo: 3.779 MW a 30 de junho.

Espanha (junho 2026): 137.619 MW peninsulares, 71,6% renováveis. Armazenamento: 3.547 MW, dos quais apenas 216 MW em baterias. A Red Eléctrica só publica a desagregação por tecnologia com periodicidade anual, pelo que não há um valor de adições de 2026 comparável ao português; em 2025 acrescentaram-se cerca de 9.000 MW de fotovoltaico.

Parque eólico do Tâmega: há notícias do setor que dão conta da entrada em funcionamento do parque, mas não conseguimos confirmar em fonte primária a potência já em serviço nem o calendário do parque Sul. Retiramos a afirmação que fizemos na versão anterior deste relatório, de que os dados de capacidade instalada seriam incompatíveis com a entrada dos 274 MW: não temos base sólida para esse cálculo. Mantemos o Tâmega no cenário base como um contributo modesto e descendente para os preços do 4.º trimestre, e vamos confirmar a situação do projeto junto do promotor para o próximo relatório.

07 Fatores de alerta

7.1 Nuclear – correção ao report anterior

No report de março indicámos uma paragem de Ascó II em novembro de 2026 como Alerta Vermelho. Após verificação junto das fontes oficiais, essa paragem não está agora anunciada. Corrigimos:

CENTRAL	ÚLTIMA RECARGA	SITUAÇÃO PARA AGOSTO-DEZEMBRO 2026
Almaraz I (1.049 MW)	30 mar – 14 mai 2026	Nada agendado. Concluída no 1.º semestre.
Trillo (1.066 MW)	Concluída 20 abr 2026	Paragem não programada desde 20 de julho, sem data de regresso.
Ascó I (1.033 MW)	Regresso 15 jun 2026	Nada agendado.
Ascó II (1.027 MW)	5 mai – 19 jun 2025	Não anunciada. A cadência de ~18 meses aponta para o final de 2026 – risco a monitorizar.
Almaraz II, Cofrentes, Vandellós II	2025	Nada anunciado para 2026.

Isto é, no essencial, uma boa notícia para o 3.º trimestre: as recargas programadas de 2026 concentraram-se quase todas no primeiro semestre. O parque nuclear espanhol — cerca de 7.400 MW cujo custo variável é baixo e que, por isso, deslocam a curva de oferta e reduzem o número de horas em que o gás fixa o preço — deve estar disponível de forma anormalmente completa em agosto e setembro. Com uma ressalva importante: Trillo (1.066 MW) está parado desde 20 de julho sem data de regresso, o que retira 14% desta capacidade enquanto durar. O risco desloca-se para o 4.º trimestre, onde uma recarga de Ascó II é plausível pela cadência histórica, mas não está anunciada.

Almaraz até 2030: a 16 de julho o Conselho de Segurança Nuclear emitiu parecer favorável à renovação da licença de Almaraz até junho de 2030, ultrapassando as datas de fecho de 2027 e 2028. A decisão final está pendente do Ministério. Se confirmada, é um fator estruturalmente descendente para os preços de 2028 e 2029. Isso não é, por si só, razão para não fixar esses anos: é razão para exigir um preço que reflita esse efeito. Se a cotação disponível já incorporar a continuidade de Almaraz e ainda assim fizer sentido face ao seu orçamento, fixe. O erro seria pagar por 2028 um preço construído no pressuposto de que a central fecha.

7.2 Restrições técnicas e curtailment – um custo que vai aparecer na fatura

Em junho, Espanha desperdiçou mais de 1 TWh de produção renovável por restrições de rede — seis vezes mais do que há um ano. O custo das restrições técnicas em Espanha passou de 724 M€ em 2021 para 3.347 M€ em 2025, e a energia mobilizada por restrições é paga a 165 €/MWh contra uma média de mercado de 65 €/MWh.

Em Portugal, a ERSE abriu a 10 de julho uma consulta pública (até 10 de setembro) sobre os Encargos de Regulação para o Sistema, motivada precisamente pelo crescimento e volatilidade destes custos. Entre as propostas está a transferência de até 40% dos encargos de restrições técnicas para a tarifa de Uso Global do Sistema, com início faseado no 4.º trimestre de 2026 a 25%.

Porque é que isto lhe interessa

Esta é uma componente da fatura que não se cobre com um contrato de preço fixo de energia. Um contrato de preço fixo protege a componente de energia; os sobrecustos e as tarifas de acesso continuam a ser repercutidos. Recomendamos que orçamente 14-19 €/MWh de sobrecustos por cima de qualquer preço de energia deste relatório, em linha com os valores da secção 3.

7.3 Meteorologia – El Niño confirmado, intensidade ainda incerta

El Niño: a NOAA confirmou a 9 de julho a existência de condições de El Niño, com o índice Niño-3.4 a +1,2 °C — território moderado, não extremo. O que a NOAA atribui 81% de probabilidade é a que o evento chegue a "muito forte" no trimestre outubro-dezembro, o que o colocaria entre os maiores da série iniciada em 1950. Probabilidade de 97% de persistir até ao início da primavera de 2027. Note-se a distinção: o El Niño é um facto; a intensidade muito forte é um cenário provável, não uma certeza.

AEMET (Espanha), julho-setembro: probabilidade muito elevada de temperatura no tercil superior em todo o território. Precipitação com sinal de tercil húmido no centro e sudeste, mas o sinal enfraquece precisamente no noroeste — a zona que alimenta a produção hídrica ibérica.

IPMA: a previsão sazonal não estava acessível à data deste relatório.

Interpretação, com a honestidade que o tema exige: a ligação entre o El Niño e o tempo na Península Ibérica é fraca e a sua leitura não é consensual. Convém por isso separar três coisas que costumam aparecer misturadas:

- 01 Efeito potencialmente descendente, e é o mais consistente:** temperaturas acima da média no inverno reduzem a procura de aquecimento e, com ela, o preço. Este é o único sinal com apoio razoável na evidência.
- 02 Efeito incerto:** a precipitação e, por consequência, a produção hídrica. O boletim da AEMET aponta um sinal de tercil húmido no centro e sudeste de Espanha; o sinal enfraquece no noroeste, que é a região que alimenta as albufeiras do Douro e do Tejo. Não há aqui base para afirmar seca nem para afirmar reposição.

- 03 Conclusão:** tratamos o El Niño como uma variável de incerteza, com risco nos dois sentidos, e não como um argumento direcional de subida. Não o incluímos na lista de fundamentos que sustentam a recomendação de cobertura do 4.º trimestre. Corrigimos, neste ponto, a versão anterior deste relatório.

08 Previsão OMIE – agosto a dezembro de 2026

A previsão que segue foi construída a partir da curva de futuros do gás MIBGAS de 26 de julho (agosto 63,72 €/MWh, setembro 62,80 €, outubro 62,20 €, 4.º trimestre 61,48 €), do CO₂ a ~80 €/ton, do consumo previsto pela REN, e da proporção de horas em que a central a gás fixa o preço – calibrada com os meses de abril a julho de 2026. Desta vez desagregámos explicitamente as horas de vazio e de fora-vazio, para não repetir o erro do trimestre anterior.

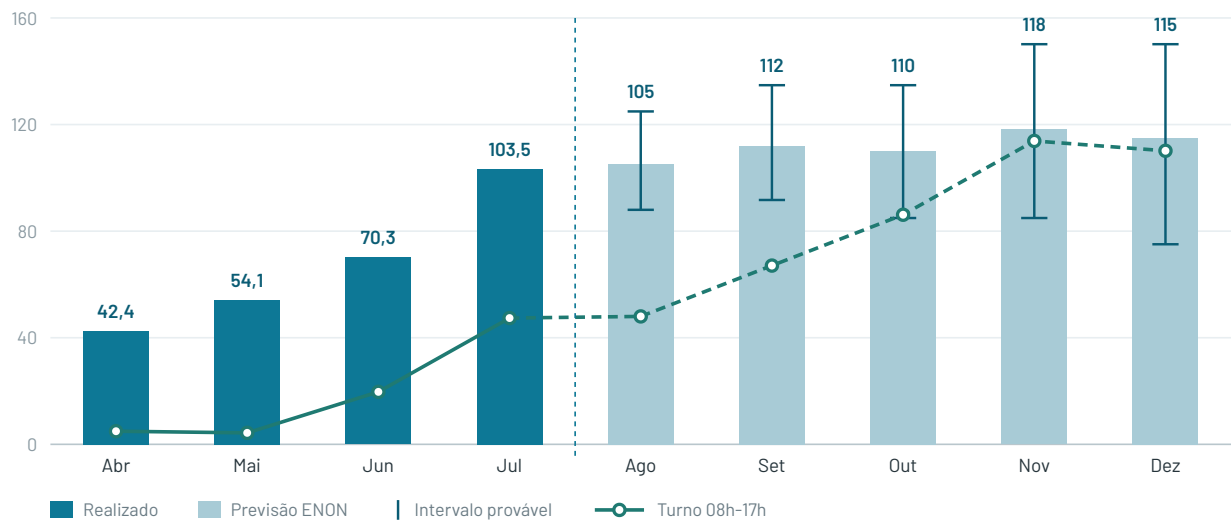


Figura 1 – OMIE Portugal, €/MWh. Barras: média mensal, abril a julho realizado (julho até dia 26) e agosto a dezembro em cenário base com intervalo provável. Linha: preço médio restrito às horas 08h-17h.

MÊS	MÉDIA MENSAL	VAZIO	FORA-VAZIO	TURNO 08H-17H	INTERVALO PROVÁVEL
Agosto 2026	~105 €	~112 €	~98 €	~48 €	88 – 125 €
Setembro 2026	~112 €	~118 €	~106 €	~67 €	92 – 135 €
Outubro 2026	~110 €	~113 €	~107 €	~86 €	85 – 135 €
Novembro 2026	~118 €	~113 €	~123 €	~114 €	85 – 150 €
Dezembro 2026	~115 €	~110 €	~120 €	~110 €	75 – 150 €

TRIMESTRE	BASELOAD	TURNO 08H-17H	COMPOSIÇÃO
Q3 2026 (jul-set)	~107 €/MWh	~54 €/MWh	Julho a 103,48 € realizado até dia 26; agosto ~105 €; setembro ~112 €.
Q4 2026 (out-dez)	~114 €/MWh	~103 €/MWh	Outubro ~110 €; novembro ~118 €; dezembro ~115 €.

Repare na inversão em novembro. Até setembro a noite continua mais cara do que o dia, porque o solar continua a esmagar as horas centrais. A partir de outubro o solar reduz-se drasticamente e a estrutura regressa ao normal: em novembro e dezembro o dia volta a ser mais caro do que a noite. Quem estiver a desenhar uma cobertura por horários tem de ter isto em conta, não é o mesmo perfil no verão e no inverno.

A leitura para quem trabalha das 8h às 17h

É a coluna mais importante da tabela acima, e conta uma história dura. No 3.º trimestre a sua energia custa cerca de 54 €/MWh, metade da média do mercado de 107 €. No 4.º trimestre custa cerca de 103 €/MWh, contra 114 € de média. A vantagem do turno diurno passa de aproximadamente 53 €/MWh para aproximadamente 11 €/MWh.

Em novembro e dezembro o desconto desaparece por completo: com o solar reduzido ao mínimo, as horas de trabalho voltam a ser as horas caras. Um cliente com este perfil que esteja a extrapolar a fatura de maio para o orçamento de dezembro está a subestimar o custo em mais de 100 €/MWh.

É precisamente por isto que a cobertura de inverno é tão relevante para este perfil, e é também isto que torna o produto de perfil eólico tão eficaz para estes clientes. A secção 11.1 explica porquê.

Cenários

Cenário base – Q3 ~107 €/MWh, Q4 ~114 €/MWh

50-60%

Ormuz mantém-se fechado com fluxos de GNL reduzidos mas sem agravamento; gás ibérico em 60-65 €/MWh; CO₂ em 78-82 €/ton; reservas europeias atingem ~76% em outubro; consumo cresce conforme previsão da REN; produção hídrica normal a fraca; regresso de Trillo em agosto e sem outras paragens nucleares não programadas; precipitação de outono dentro da normalidade a partir de novembro.

Cenário de risco – Q4 em 130-150 €/MWh

20-25%

Corresponde ao cenário de "disrupção prolongada" da Wood Mackenzie: Ormuz fechado até ao final de 2026. O gás europeu sobe acima de 80 €/MWh, os armazenamentos ficam abaixo de 70% em outubro, e uma vaga de frio em novembro ou dezembro encontra o sistema sem reservas. Nesse cenário a Wood Mackenzie estima um agravamento de cerca de +45 €/MWh sobre o cenário base para os preços europeus no final de 2026 e em 2027. Junte-se um outono seco que não reponha as albufeiras, uma vaga de frio, e uma recarga de Ascó II em novembro, e o 4.º trimestre situa-se em 130-150 €/MWh.

Nota de coerência: ponderando os três cenários pelas probabilidades indicadas, o valor esperado para o 4.º trimestre é de cerca de 115 €/MWh — praticamente a cotação de mercado de 116,35 €. O mercado está, portanto, corretamente avaliado; o argumento para fixar é a assimetria do risco, não uma discordância de valor central.

Cenário otimista – Q4 em 85-95 €/MWh

20-25%

Acordo efetivo entre os Estados Unidos e o Irão com reabertura sustentada de Ormuz e retoma das exportações de GNL a partir de setembro (o cenário "summer deal" da Wood Mackenzie). O gás recua para 40-45 €/MWh, os armazenamentos recuperam, e um outono chuvoso repõe as albufeiras. A curva de futuros do gás dá algum crédito a este cenário: o MIBGAS para o 2.º trimestre de 2027 cota a 41,56 €/MWh e o ano 2028 a 29,99 €/MWh.

Note-se, ainda assim, que este cenário exige uma resolução geopolítica que, à data deste relatório, não está em curso.

09 Cotações de cobertura disponíveis

Cotações de preço de compra a 24 de julho de 2026, confrontadas com a nossa estimativa de cenário base. As colunas "Diferença" e "% prémio" medem o que está a pagar pela certeza. É por aí que a decisão deve começar — mas não termina aí: um prémio de 8 €/MWh pesa muito mais sobre um preço de 49 € do que sobre um preço de 66 €.

PRODUTO	PERÍODO	PREÇO COBERTURA	NOSSA ESTIMATIVA	DIFERENÇA	% PRÉMIO	LEITURA
Month+1	ago/26	125,35 €	~105 €	+20,4 €	+19%	Caro. Manter indexado.
Month+2	set/26	125,35 €	~112 €	+13,4 €	+12%	Caro. Manter indexado.
Q+1	Q4-26	116,35 €	~114 €	+2,4 €	+2%	Valor justo. Fixar.
Q+2	Q1-27	94,35 €	~92 €	+2,4 €	+3%	Valor justo. Fixar.
Q+3	Q2-27	57,35 €	~49 €	+8,4 €	+17%	Prémio elevado. Aguardar.
Y+1	CAL-27	74,35 €	~66 €	+8,4 €	+13%	Prémio moderado. Aguardar.
Y+2	CAL-28	61,05 €	~51 €	+10,1 €	+20%	Caro. Aguardar.
Y+3	CAL-29	57,85 €	sem estimativa	—	—	Aguardar.

Notas metodológicas, para que possa julgar a qualidade destes números. (1) As estimativas para agosto a dezembro constam da secção 8. As estimativas para 2027 e 2028 resultam da mesma metodologia — custo de produção da central a gás a partir da curva de futuros do MIBGAS, multiplicado pela proporção estimada de horas em que o gás fixa o preço — mas com um horizonte muito mais incerto: trate-as como referências internas indicativas, não como previsões com o mesmo grau de confiança. (2) As cotações são de 24 de julho, os dados de gás de 26 de julho e as commodities da secção 4 de 17 de julho; a comparação não é rigorosamente do mesmo dia. (3) As cotações de agosto e de setembro são idênticas ao cêntimo, o que é invulgar dado que a curva do gás desce 0,92 €/MWh entre os dois meses — recomendamos confirmar ambas antes de contratar.

Duas leituras que se retiram da própria curva

A curva desce acentuadamente ao longo do tempo. De 125,35 €/MWh para agosto até 57,85 €/MWh para 2029, ainda que a descida não seja perfeitamente contínua (o CAL-28 a 61,05 € está acima do Q2-27 a 57,35 €). O mercado está a dizer, com clareza, que considera esta crise temporária: o problema é o gás e o gás resolve-se. Isto tem uma implicação prática direta — cubra o período caro e não hipoteque os anos longos. Analisar outras opções que representem desconto face a esse valor.

A cotação anual de 2027 é internamente coerente. Com Q1-27 a 94,35 € e Q2-27 a 57,35 €, o CAL-27 a 74,35 € implica que o mercado está a avaliar o segundo semestre de 2027 em cerca de 73 €/MWh. Ou seja, mesmo no prazo mais longo cotado, o mercado não avalia nenhum ano abaixo de ~58 €/MWh — não espera um regresso aos níveis anteriores à crise dentro do horizonte que hoje é possível contratar.

10 Recomendações de cobertura

Agosto e setembro de 2026

cotação 125,35 €/MWh

Manter indexado. A nossa estimativa é de ~105 €/MWh para agosto e ~112 € para setembro. Fixar a 125,35 € implica pagar um prémio de 13 a 20 €/MWh — entre 12% e 19% acima do valor esperado. Três razões concretas para não fixar: o parque nuclear espanhol tem todas as recargas programadas de 2026 já concluídas (com a ressalva da paragem não programada de Trillo, que assumimos resolvida em agosto), agosto é o mês de menor crescimento de consumo previsto pela REN (+0,7%) e o de menor consumo do segundo semestre, e a produção solar em agosto continua próxima do máximo. A exceção: clientes com tesouraria apertada, para quem a previsibilidade vale mais do que os cerca de 17 €/MWh de prémio médio dos dois meses. Note-se também que 125,35 € cai dentro do nosso próprio intervalo provável para setembro (92-135 €): esta é uma discordância com o mercado sobre o prémio de curto prazo, não uma certeza. O que nos faria mudar de opinião: o gás ibérico acima de 75 €/MWh, o regresso de Trillo a arrastar-se para setembro, ou uma vaga de calor prolongada em agosto. Analisar outras opções que representem desconto face a esses valores.

4.º trimestre de 2026

cotação 116,35 €/MWh

Recomendamos fixar. A 116,35 € está praticamente em cima da nossa estimativa de 114 €/MWh — um prémio de apenas 2%, o que em termos de mercado é valor justo. E é o trimestre com a pior assimetria de risco de todo o ano: reservas europeias de gás no valor mais baixo desde 2011, Ormuz fechado, albufeiras portuguesas de volta à média, consumo a crescer 2,5%, e uma recarga de Ascó II plausível mas não anunciada. No cenário de risco este trimestre situa-se em 130-150 €/MWh; no cenário otimista desce para 85-95 €. Pagar 2% para eliminar uma cauda de +26 a +36 €/MWh é uma troca que faz sentido para praticamente qualquer perfil. Sejam claros sobre os limites deste raciocínio: a diferença de 2,4 €/MWh entre a cotação e a nossa estimativa é muito inferior à incerteza da própria estimativa — como a secção 1 documenta, errámos 18,6 €/MWh no trimestre passado. A recomendação não se apoia na precisão do valor central; apoia-se na assimetria do risco. Analisar outras opções que representem desconto face a estes valores.

1.º trimestre de 2027

cotação 94,35 €/MWh

Recomendamos fixar. Também em valor justo (+2,6% face à nossa estimativa de ~92 €/MWh) e é o segundo período de maior risco. Fixando o Q4-26 e o Q1-27 em conjunto, fica coberto de outubro de 2026 a março de 2027 — os seis meses que concentram a maior parte do risco de inverno e que correspondem à cobertura obrigatória de novembro a fevereiro que sinalizámos no report de março. Recomendamos fazê-lo agora.

2.º trimestre de 2027 e anos completos

O Q2-27 a 57,35 €: aguardar. Carrega um prémio de 17% e o 2.º trimestre é estruturalmente o mais barato do ano, com solar no máximo e consumo baixo.

Os anos completos: depende do formato, e é aqui que mudámos de posição. Em formato baseload de mix energético, o CAL-27 a 74,35 € tem um prémio moderado de cerca de 13% e o CAL-28 a 61,05 € um prémio próximo de 20%. Esses prémios enfrentam três fatores descendentes conhecidos: a curva de gás para 2028 cota a 29,99 €/MWh, Almaraz pode ser prolongada até 2030, e a reforma proposta do ETS reduz a pressão do CO₂ a partir de 2030.

Mas isso não significa não cobrir prazo. Significa não pagar por 2028 um preço construído no pressuposto de que Almaraz fecha. Se a cotação já refletir estes fatores e ainda assim fizer sentido face ao seu orçamento, fixe. E para clientes elegíveis existe uma alternativa geralmente melhor do que o baseload: uma cobertura de perfil eólico a desconto, com horizonte de três a cinco anos (CAL-27 a CAL-31). O crescimento estrutural da procura em Portugal, discutido na secção 11.3, sustenta esta posição. Solicite cotação nos dois formatos e compare.

Resumo da estratégia

PERÍODO	AÇÃO	RACIONAL
ago-set 2026	Indexado	Prémio de 13-20 €/MWh não justificado. Nuclear completo e solar no máximo.
Q4 2026	Fixar	Valor justo. Máximo risco do ano: gás, Ormuz, albufeiras na média, pico de consumo.
Q1 2027	Fixar	Valor justo. Completa a cobertura de inverno out-26 a mar-27.
Q2 2027	Indexado	Trimestre estruturalmente barato. Prémio de 17%.
CAL-27 a CAL-31, perfil eólico	Cotar e fixar se a desconto	Procura estrutural a crescer em Portugal. Liquidação independente das horas de consumo.
CAL-27 a CAL-29, baseload	Só a desconto	Prémios de 13 a 20%. Exija que o preço reflita gás, Almaraz e reforma do ETS.

11 Alternativas ao preço fixo tradicional

Um preço fixo em formato baseload — o mesmo valor para todas as horas do ano — foi durante muito tempo a forma natural de contratar energia. Com a inversão dia/noite descrita na secção 2, deixou de ser a melhor forma para muitos perfis. Temos duas alternativas. Note-se desde já que ambas são estruturas de perfil e de risco: respondem à pergunta "que forma deve ter a minha cobertura", e não à pergunta "que períodos devo cobrir". Essa segunda pergunta continua a ter a resposta da secção 10 — o inverno.

Nota de elegibilidade

Ambos os produtos que se seguem estão disponíveis apenas para instalações com consumo anual superior a 1,2 GWh.

Para consumos abaixo desse limiar, a cobertura continua a fazer-se por preço fixo baseload ou por perfil horário. Fale com o seu gestor para avaliar a agregação de várias instalações.

11.1 Preço fixo com index eólico

O QUE É

É um contrato de cobertura a preço fixo em que o volume contratado não é o volume que vai consumir, mas sim um volume de referência para acerto financeiro com o mercado a cada hora. Esse volume não é distribuído de forma plana ao longo do ano: segue o perfil de produção eólica, ou seja, mais energia nos meses de inverno e mais energia nas horas de noite, que é quando a maior produção pelos períodos do ano coincide também com os preços mais caros.

Esta distinção é o ponto central e vale a pena fixá-la, porque muda completamente a forma de avaliar o produto: a cobertura e o consumo são dois fluxos separados.

COMO FUNCIONA, EM TRÊS PASSOS

- 01 O seu consumo continua a ser pago ao preço real do mercado, hora a hora.** Nada muda aqui. Se consome às 11h, paga o preço das 11h.
- 02 Em paralelo, a cobertura é liquidada contra o preço médio do período.** Sobre o volume de perfil eólico contratado, compara-se o preço fixo acordado com o preço médio do mercado no período (baseload). Se o mercado ficar acima, recebe a diferença; se ficar abaixo, paga-a.
- 03 Os dois fluxos somam-se e dão o seu custo final.** A cobertura estabiliza o resultado; o preço das suas horas de consumo determina o ponto de partida.

PORQUE É VANTAJOSO

- 01 O preço é mais baixo do que o baseload de mix energético equivalente.** A energia eólica é produzida em horas em que há muito vento e, por isso, em que o preço de mercado tende a ser mais baixo. Quem a vende captura menos valor por MWh e pode oferecer um desconto, que é passado ao cliente e fica conhecido no momento da assinatura.

02 O perfil está alinhado com o problema. Um preço fixo baseload de mix energético aloca a mesma quantidade de energia coberta a todos os meses e a todas as horas do ano. O perfil eólico distribui mais energia contratada para o inverno e para as horas de vazio, onde os preços são mais altos. O mesmo euro de cobertura protege mais.

Porque é que isto é decisivo para quem trabalha das 8h às 17h

Aqui está a consequência que passa despercebida, e é a razão pela qual recomendamos este produto a qualquer perfil de consumo elegível, e não apenas a consumo contínuo.

A liquidação da cobertura é exatamente a mesma para todos os clientes, porque depende do preço médio do mercado e não das horas em que cada um consome. Mas o preço que paga pela energia que efetivamente consome depende, e muito, das suas horas. Em julho, um cliente com consumo das 8h às 17h comprou energia a 47,60 €/MWh, contra uma média de mercado de 103,27 €/MWh. Recebeu a mesma liquidação de cobertura que um cliente com consumo 24 horas, mas partiu de um preço físico no consumo cerca de 56 €/MWh mais baixo.

Resumindo: a vantagem da cobertura é igual para todos, mas o preço médio final é muito inferior para quem consome nas horas em que o mercado é barato. O produto não deixa de fazer sentido por o cliente ter um perfil diurno. Pelo contrário: é onde produz o melhor resultado. E, como a secção 8 mostra, o desconto do turno diurno desaparece no inverno, o que dá a este perfil um motivo adicional para ter cobertura contratada quando chegar novembro.

PARA QUEM FAZ SENTIDO

Para praticamente qualquer cliente elegível que hoje contrataria preço fixo. A limitação prática não é o perfil de consumo, é a disponibilidade de oferta neste formato e o consumo anual mínimo de 1,2 GWh/ano.

O QUE TEM DE SABER ANTES DE DECIDIR

A cobertura é financeira e o volume contratado segue o perfil eólico acordado; não tem de coincidir hora a hora com o seu consumo. A energia que consome é sempre paga ao preço real de cada hora, de forma independente. O preço da cobertura é indicativo e depende do período e do volume: solicite cotação ao seu gestor.

11.2 Cap & Floor (teto e chão)

O QUE É

O cliente mantém-se indexado ao OMIE — continua a pagar o preço de mercado hora a hora — mas com dois limites acordados: um teto (cap), acima do qual não paga mais, e um chão (floor), abaixo do qual não paga menos. Se o mercado disparar, está protegido. Se o mercado colapsar, beneficia até ao chão.

É, na sua essência, um seguro. E, como qualquer seguro, tem um custo: nesta estrutura, o prémio não é pago em dinheiro à cabeça — é pago em espécie, através do chão. Ou seja, abdica das horas extraordinariamente baratas em troca de eliminar as horas extraordinariamente caras.

Uma precisão importante: o teto aplica-se apenas à componente de energia. Os sobrecustos de sistema e as tarifas de acesso à rede continuam a ser repercutidos em separado.

PORQUE É ESPECIALMENTE INDICADO PARA QUEM TEM FOTOVOLTAICO DE AUTOCONSUMO

Um cliente com fotovoltaico de autoconsumo tem um problema que um cliente sem painéis não tem. Durante o dia, a sua própria produção cobre uma percentagem elevada do consumo — precisamente nas horas em que o OMIE está mais baixo. Da rede, compra pouca energia de dia e muita energia de noite. Ou seja, o fotovoltaico empurra a compra de rede para as horas mais caras do dia.

Isto tem duas consequências. A primeira: num preço fixo baseload o cliente paga a liquidação de um preço com o mercado precisamente nas horas em que não consome muito e em que o mercado está mais barato, por vezes a zero. A segunda: este cliente está mais exposto ao preço da noite do que um consumidor comum, e as horas de vazio custaram em julho 109,99 €/MWh contra 97,98 € nas horas de dia.

O cap & floor resolve as duas. Mantém a exposição ao mercado — o cliente continua a captar o benefício das horas baratas em que ainda compra da rede — mas corta a cauda das horas noturnas caras, que é o risco real que corre. E não paga cobertura sobre horas de sol que o seu próprio telhado já resolve.

PARA QUEM FAZ SENTIDO

- Clientes com fotovoltaico de autoconsumo que compensa uma percentagem elevada do consumo diurno.
- Clientes que querem proteção contra o cenário de risco do 4.º trimestre sem renunciar totalmente ao cenário otimista.
- Clientes com orçamento a defender internamente, que precisam de um teto conhecido mas não querem fixar num mercado que a própria curva de futuros diz estar temporariamente caro.

O QUE TEM DE SABER ANTES DE DECIDIR

Os níveis de teto e de chão são definidos em conjunto, e a relação entre eles não é livre: um teto mais baixo exige um chão mais alto. A escolha correta depende do seu perfil horário real, pelo que é indispensável uma análise ao diagrama de carga hora a hora antes de definir níveis. Preço e níveis sob consulta.

11.3 Como escolher

O SEU PERFIL	RECOMENDAÇÃO	PORQUÊ
Qualquer perfil de consumo >1,2 GWh/ano	Index eólico, para Q4-26 e Q1-27, e CAL-27 a CAL-31	Desconto face ao baseload de mix energético, perfil melhor alinhado com as horas caras, e liquidação independente das suas horas de consumo.
Fotovoltaico de autoconsumo relevante, >1,2 GWh/ano	Cap & floor	Protege as horas de vazio sem pagar cobertura sobre horas de sol.
Consumo essencialmente diurno, sem fotovoltaico	Indexado + Q4-26 e Q1-27 fixos	As horas de dia são as baratas até outubro; a partir de novembro invertem-se. Cubra o inverno.
Abaixo de 1,2 GWh/ano	Preço fixo Q4-26 + Q1-27	Produtos alternativos não elegíveis; a cobertura de inverno é o essencial.
Aversão total ao risco, qualquer perfil	Fixar Q4-26 + Q1-27 e parcial CAL-27 a CAL-31	Elimina a cauda do inverno e cobre a prazo com preço médio inferior.

Porque recomendamos agora cobertura a prazo mais longo, 3 a 5 anos

Nas versões anteriores deste relatório fomos prudentes quanto a fixar anos completos. Mantemos essa prudência quanto ao preço, ou seja, só faz sentido fixar a desconto, mas revemos o horizonte. A razão é do lado da procura, e é estrutural.

- 01 Centros de dados.** Portugal tem em curso projetos de centros de dados de escala relevante, com destaque para a zona de Sines, cuja entrada em serviço será faseada nos próximos anos. São consumidores de grande dimensão, com funcionamento contínuo 24 horas e fator de utilização muito elevado, exatamente o tipo de carga que aumenta a procura nas horas de vazio, que são hoje as mais caras.
- 02 Mobilidade elétrica.** A eletrificação do transporte acrescenta consumo de forma gradual mas persistente, concentrado sobretudo no carregamento noturno, isto é, outra vez nas horas de vazio.

O contraste com Espanha é revelador. A procura corrigida espanhola está praticamente estável (secção 6), enquanto a REN prevê +2,9% para Portugal em 2026 e +2,8% em 2027. O crescimento da procura ibérica está a concentrar-se em Portugal, e isso significa mais horas em que a interligação satura e o preço português se separa do espanhol, o que já sucedeu em 13,5% dos períodos no acumulado do ano.

A conclusão prática é que a expansão da oferta renovável, que é real e continua, vai encontrar uma procura a crescer sobretudo nas horas em que o solar não produz. Isso sustenta os preços de vazio no médio prazo e reduz a probabilidade de um regresso rápido aos níveis anteriores à crise.

Para clientes elegíveis, uma cobertura de perfil eólico com horizonte de três a cinco anos, contratada a desconto face ao baseload, é hoje uma decisão defensável, e não apenas uma aposta.

Nota de transparência: não incluímos aqui estimativas em MW ou GWh para estes projetos porque não conseguimos, à data deste relatório, confirmar valores em fonte primária com a fiabilidade que exigimos. Quantificaremos este ponto no relatório do próximo trimestre.

Onde estamos: o OMIE em Portugal está a correr em julho a 103,48 €/MWh, contra 42,42 € em abril. O 2.º trimestre fechou a 55,57 €/MWh, 50% acima da nossa previsão de março. A causa não foi o preço do gás — foi a hídrica que falhou (índice de 0,54 em junho, albufeiras de 92% para 68%), o CO₂ que subiu para ~80 €/ton, o consumo que cresceu 3,5%, e a reavaliação estrutural das horas de noite.

Previsão até dezembro: agosto ~105 €/MWh, setembro ~112, outubro ~110, novembro ~118, dezembro ~115. Média de ~107 €/MWh no 3.º trimestre e ~114 €/MWh no 4.º. Para quem consome das 8h às 17h, ~54 €/MWh no 3.º trimestre mas ~103 €/MWh no 4.º: o desconto do turno diurno desaparece no inverno. Acrescente os sobrecustos para chegar ao custo total de energia.

O maior risco é o inverno, e é de gás: reservas europeias a 48-49%, com pico projetado de 76% em outubro, o mais baixo desde 2011; Estreito de Ormuz fechado desde 13 de julho; e albufeiras portuguesas de volta à média dos dez anos. No cenário de disrupção prolongada, o 4.º trimestre situa-se em 130-150 €/MWh. O El Niño não entra nesta lista: o seu efeito mais consistente, temperaturas mais altas, é descendente nos preços.

A decisão a tomar esta semana: analisar as opções para fixar o Q4-26 e o Q1-27, e avaliar também as opções a prazo. Ambos os trimestres estão 2 a 3% acima da nossa estimativa de cenário base e cobrem os seis meses que concentram a maior parte do risco de inverno; a justificação é a assimetria do risco, não a precisão da nossa estimativa. Agosto e setembro a 125,35 € carregam um prémio de 12 a 19%, pelo que aí mantemos a recomendação de indexado. Para clientes com mais de 1,2 GWh/ano, o produto de perfil eólico deve apresentar desconto face ao baseload de mix energético e permite cobertura a prazo de três a cinco anos. Peça uma reunião ao seu gestor e avalie as cotações disponíveis.

Não hipotecar os anos longos: em formato baseload de mix energético, o CAL-28 a 61,05 € tem um prémio próximo de 20% e para o CAL-29 não temos estimativa fiável. A curva de gás para 2028 já cota a 29,99 €/MWh, Almaraz tem parecer favorável do CSN para operar até 2030, e a reforma proposta do ETS alivia o CO₂ a partir de 2030. Nada disto impede fixar 2028 ou 2029: impede fixá-los a um preço que ignore estes fatores. Em formato de perfil eólico, e a desconto, a decisão é diferente, e o crescimento estrutural da procura em Portugal (centros de dados e mobilidade elétrica) reforça o caso para cobrir prazo.

Se consome mais de 1,2 GWh/ano, há melhor do que o preço fixo plano: o index eólico tem desconto face ao baseload de mix energético, coloca mais energia coberta no inverno e nas horas de vazio, e é liquidado contra a média do mercado independentemente das suas horas de consumo. É esta última característica que o torna especialmente eficaz para quem trabalha das 8h às 17h: a liquidação é igual à de qualquer outro cliente, mas o preço pago pelo consumo é muito mais baixo. O cap & floor é a escolha natural para quem tem fotovoltaico de autoconsumo. Peça uma reunião ao seu gestor e avalie as cotações disponíveis.

Correções ao report anterior

- **Paragem de Ascó II em novembro de 2026:** já não está anunciada. Mantemos como risco a monitorizar, não como facto.
- **Parque eólico do Tâmega:** retiramos a afirmação de que os dados da REN seriam incompatíveis com a entrada dos 274 MW. Não conseguimos confirmar a potência em serviço em fonte primária, mas há notícias da entrada em funcionamento. Fica no cenário base como contributo descendente modesto.
- **Previsão de Q2 2026:** erro de +18,6 €/MWh. Metodologia revista, a previsão passa a ser desagregada entre horas de vazio, de fora-vazio e do turno das 8h às 17h.
- **El Niño:** retirado da lista de argumentos de subida para o 4.º trimestre. Passa a ser tratado como variável de incerteza, com o efeito mais consistente (temperaturas acima da média) a ser descendente nos preços.
- **Consumo em Espanha:** passamos a citar a procura corrigida de temperatura e laboralidade (+1,2% no semestre, 0,0% em junho) e não a bruta (+1,7%). O crescimento subjacente da procura espanhola é muito mais fraco do que indicámos.
- **Almaraz:** a continuidade até 2030 é um fator descendente para 2028 e 2029, mas não é razão para não fixar esses anos se a cotação já a refletir e fizer sentido face ao orçamento.



Na ENON, colocamos os nossos 18 anos de experiência altamente qualificados ao seu dispor para transformar esta informação em vantagem competitiva.

Recomendamos o agendamento de uma reunião breve com o seu gestor para ajustarmos esta estratégia ao perfil de consumo da sua empresa e avaliarmos a elegibilidade aos produtos de index eólico e cap & floor.

Os termos que aparecem neste relatório, explicados sem jargão.

TERMO	SIGNIFICADO
OMIE	O mercado ibérico de eletricidade. Fixa um preço para cada hora do dia, com um dia de antecedência. É a referência dos contratos indexados.
€/MWh	Euros por megawatt-hora. Um MWh são 1.000 kWh. Para converter para a unidade da fatura doméstica, divida por 1.000: 100 €/MWh são 0,10 €/kWh.
Indexado	Contrato em que paga o preço do mercado hora a hora, mais uma margem. Acompanha o mercado, para cima e para baixo.
Preço fixo / fixar / cobertura	Contrato em que acorda hoje um preço para energia a entregar no futuro. Elimina a incerteza — e também a possibilidade de beneficiar de quedas.
Baseload	Perfil plano: a mesma quantidade de energia em todas as horas do período. É o formato tradicional de preço fixo.
Vazio e fora-vazio	Vazio são as horas de menor procura (essencialmente noite e fim de semana); fora-vazio são as restantes. Em 2026 o vazio passou a ser mais caro que o fora-vazio em Portugal.
Sobrecustos / serviços de sistema	Custos de manter a rede equilibrada em tempo real, repercutidos na fatura por cima do preço de energia. Não são cobertos por um contrato de preço fixo.
Restrições técnicas	Situações em que a rede não consegue transportar a energia mais barata e o operador tem de mandar produzir centrais mais caras. O custo é repartido por todos os consumidores.
Curtailement	Produção renovável que é desligada por a rede não a conseguir absorver. Em Espanha, mais de 1 TWh só em junho de 2026.
MIBGAS e TTF	MIBGAS é o mercado de gás natural ibérico; TTF é o mercado de referência europeu, na Holanda. O gás determina o preço da eletricidade nas horas sem sol nem vento.
CO ₂ / licenças EUA	As centrais a gás e a carvão compram licenças por cada tonelada de CO ₂ que emitem. Esse custo entra no preço da eletricidade. Hoje em ~80 €/tonelada.
GNL	Gás natural liquefeito, transportado por navio. A Península Ibérica depende fortemente de GNL, o que a torna sensível a bloqueios marítimos.
Estreito de Ormuz	Passagem marítima no Golfo Pérsico por onde circula cerca de 20% do GNL mundial, sobretudo do Qatar. Está fechada desde 13 de julho de 2026.
Index eólico	Preço fixo cujo volume segue o perfil de produção eólica: mais energia no inverno e à noite. Disponível acima de 1,2 GWh/ano.

TERMO	SIGNIFICADO
Cap & floor	Contrato indexado com teto e chão. Protege contra preços muito altos; em troca, abdica dos preços muito baixos. Disponível acima de 1,2 GWh/ano.
Autoconsumo	Energia produzida no local (tipicamente fotovoltaico no telhado) e consumida no local, sem passar pela rede.
Curva de futuros / backwardation	A curva de futuros são os preços cotados hoje para períodos futuros. Quando os prazos mais longos estão mais baratos que os curtos, diz-se que a curva está em backwardation – o mercado considera o problema temporário. É o caso hoje.
El Niño	Fenómeno de aquecimento do Pacífico equatorial que altera padrões de tempo em todo o mundo. Na Península o sinal é fraco: o efeito mais consistente é temperaturas acima da média; para a precipitação não há consenso.
Turno 08h-17h	Média do preço de mercado restrita às horas 08h-17h, hora local portuguesa. Indicador que criámos para clientes cujo consumo se concentra no horário de trabalho convencional.
Procura corrigida	Consumo depois de descontado o efeito da temperatura e do número de dias úteis. É a medida que revela se a procura está realmente a crescer, ou se apenas fez mais calor.
Liquidação da cobertura	O acerto financeiro entre o preço fixo acordado e o preço médio do mercado no período, aplicado ao volume contratado. É independente das horas em que o cliente consome.
Índice de produtividade	Mede a produção de uma tecnologia face à média histórica. 1,00 é a média; 0,54 (hídrica em junho de 2026) significa que se produziu pouco mais de metade do normal.

Fontes: OMIE, REN (Data Hub e Previsão de Consumo de julho de 2026), Red Eléctrica de España (Boletim Mensal de junho de 2026), MIBGAS, AleaSoft Energy Forecasting, embalses.net, Conselho de Segurança Nuclear e CNAT, Foro Nuclear, ERSE, NOAA Climate Prediction Center, AEMET, Comissão Europeia, Wood Mackenzie.

Aviso: este documento tem natureza informativa e reflete a nossa melhor análise à data de 26 de julho de 2026. As previsões de preço são estimativas sujeitas a incerteza e não constituem garantia de resultado nem aconselhamento financeiro. As cotações de cobertura apresentadas são indicativas, referem-se a 24 de julho de 2026 e estão sujeitas a confirmação e a condições contratuais.