

3.º Trimestre | 2025



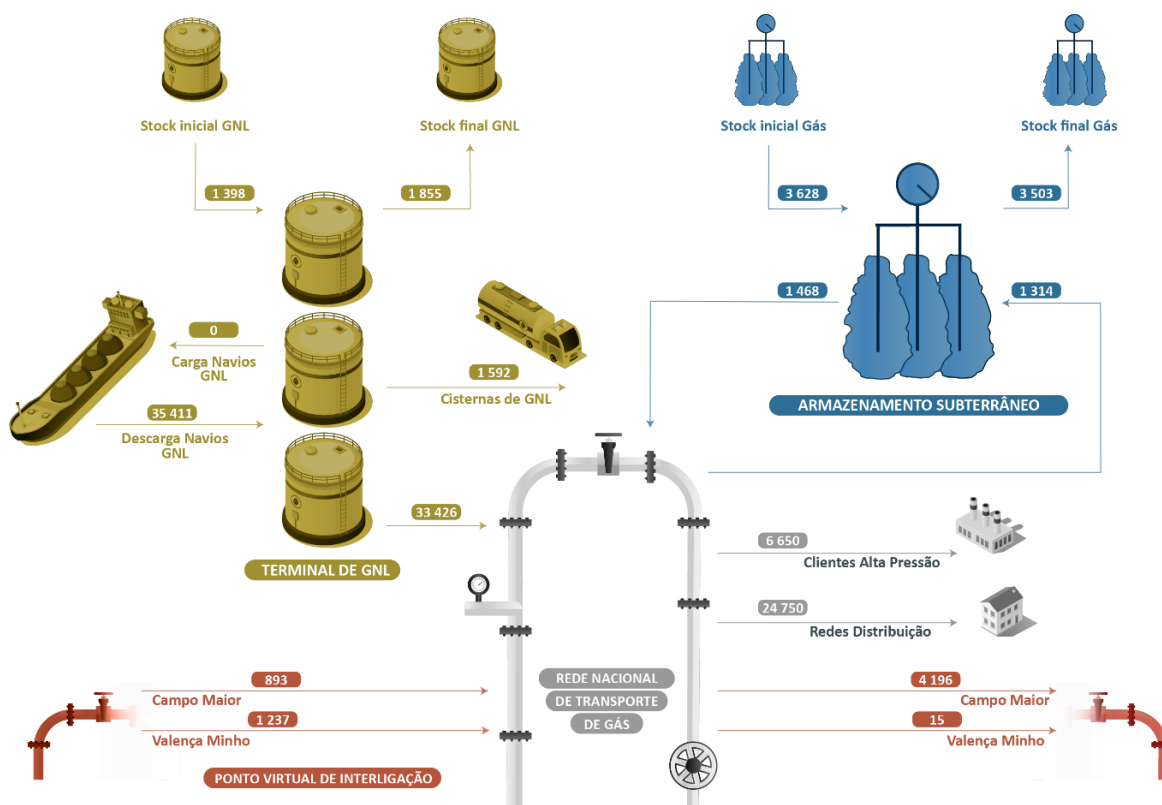
O *Dashboard INFRA-G* apresenta dados atualizados sobre o acesso e a utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (gás natural e gases descarbonizados ou de baixo teor de carbono), através de gráficos dinâmicos e informação histórica.

Aceda [aqui](#) ao dashboard

### Sabia que ...

- Até ao final de setembro de 2025, o consumo total de gás no Sistema Nacional de Gás atingiu 33,0 TWh, representando um aumento de 12,6% face ao período homólogo do ano anterior.
- O crescimento do consumo foi impulsionado pelo significativo aumento do consumo nas centrais a ciclo combinado (+132,7%), que compensou as reduções no setor industrial (-17,1%) e nas redes de distribuição (-4,2%).
- Entre janeiro e setembro de 2025, o Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) recebeu 34 navios metaneiros, totalizando 35,4 TWh de energia descarregada, menos 3,0% face ao mesmo período do ano anterior.
- Portugal ultrapassou as metas intermédias europeias de armazenamento de gás, atingindo 97,6% a 1 de julho (meta: 70%) e 101,8% a 1 de setembro de 2025 (meta: 80%).
- O VIP Ibérico apresentou uma baixa utilização, registando um saldo exportador de aproximadamente 2,1 TWh.

**Figura 1 – Movimentação de gás na RNTIAT em 2025, até setembro, em GWh**



**Contratação de capacidade nas infraestruturas da RNTIAT**  
(valores acumulados desde janeiro)

|                                      | Unidades: % CDFC  |                   |
|--------------------------------------|-------------------|-------------------|
|                                      | 3.º Trim.<br>2025 | 3.º Trim.<br>2024 |
| <b>Ponto Virtual de Interligação</b> |                   |                   |
| Entrada (imp.)                       | 11,8              | 9,7               |
| Saída (exp.)                         | 26,3              | 46,7              |
| <b>Terminal de GNL</b>               |                   |                   |
| Regaseificação (entrada na RNTG)     | 88,2              | 100,0             |
| Contrafluxo (saída da RNTG)          | 48,8              | 60,1              |
| Armaz. comercial <sup>(1)</sup>      | 68,4              | 83,7              |
| <b>Armaz. Subterrâneo</b>            |                   |                   |
| Injeção no armazen. subt.            | 30,1              | 30,0              |
| Extração do armazen. subt.           | 9,5               | 9,0               |
| Armaz. comercial                     | 94,7              | 99,4              |

Nota: os valores apresentados resultam da relação entre a capacidade contratada total e a capacidade disponível para fins comerciais (CDFC) da respetiva infraestrutura, calculados para o período temporal analisado.

(1) Valores consideram apenas a capacidade contratada nos produtos anual, trimestral e mensal.

**ACESSO E UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT**

O Sistema Nacional de Gás ([SNG](#)) é composto por quatro pontos de entrada: duas interligações internacionais por gasoduto, operadas pela [REN Gasodutos, S.A.](#), uma entrada a partir do Terminal de GNL, operado pela [REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.](#), e uma ligação ao Armazenamento Subterrâneo (AS), operado pela [REN Armazenagem, S.A.](#) Além disso, o sistema dispõe ainda de diversos pontos de saída, destinados ao consumo em alta pressão, às redes de distribuição e ao acesso às interligações e ao AS (vd. Figura 1). Estas infraestruturas são reguladas e sujeitas a regras que asseguram o acesso transparente e não discriminatório.

Este boletim analisa dois temas essenciais para avaliar a eficiência e o funcionamento do SNG, sendo eles:

**Balanço da Rede Nacional de Transporte de Gás e outros indicadores**  
(valores acumulados desde janeiro)

|                                                 | Unidades: GWh     |                   |             |
|-------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|
|                                                 | 3.º Trim.<br>2025 | 3.º Trim.<br>2024 | Var.<br>[%] |
| <b>Entradas na RNTG</b>                         | 37 024            | 37 865            | -2,2        |
| <b>Interligações (imp.)</b>                     | 2 130             | 1 043             | >100        |
| Campo Maior                                     | 893               | 480               | 85,9        |
| Valença                                         | 1 237             | 563               | >100        |
| <b>Terminal de GNL</b>                          | 33 426            | 34 678            | -3,6        |
| <b>Armaz. Sub. (ext.)</b>                       | 1 468             | 2 144             | -31,5       |
| <b>Saídas da RNTG</b>                           | 36 925            | 37 790            | -2,3        |
| <b>Interligações (exp.)</b>                     | 4 211             | 7 975             | -47,2       |
| Campo Maior                                     | 4 196             | 7 958             | -47,3       |
| Valença                                         | 15                | 17                | -11,8       |
| <b>Armaz. Sub. (inj.)</b>                       | 1 314             | 2 071             | -36,6       |
| <b>Saídas Consumo</b>                           | 32 992            | 29 301            | 12,6        |
| Rede Distrib.                                   | 14 790            | 15 445            | -4,2        |
| C. Elétricas                                    | 9 960             | 4 281             | >100        |
| Industriais AP                                  | 6 650             | 8 018             | -17,1       |
| UAG <sup>(2)</sup>                              | 1 592             | 1 557             | 2,2         |
| <b>Saldo importador da interligação</b>         | -2 081            | -6 932            | -70,0       |
| <b>Saldo extração AS</b>                        | 154               | 73                | >100        |
| <b>Nível de stock Armaz. Sub <sup>(3)</sup></b> | 3 503<br>(98,1%)  | 3 705<br>(>100%)  | -5,5        |

(2) As saídas para as Unidades Autónomas de Gás (UAG), incluem as UAG de rede e as UAG privadas.

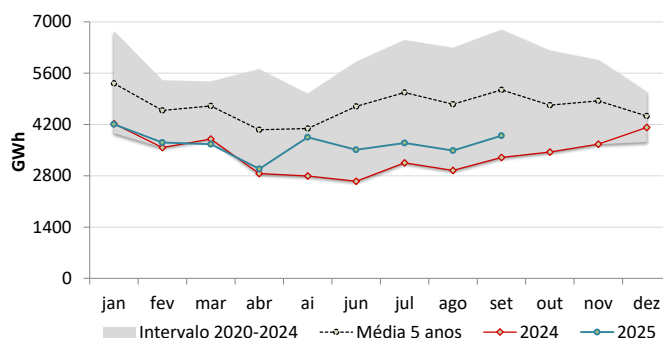
(3) Valores no último dia do período. O valor percentual é calculado com base na capacidade disponível para fins comerciais no produto anual de armazenamento (3 570 GWh).

1. Acesso às infraestruturas de gás – análise da contratação de capacidade pelos os agentes de mercado sob a forma de produtos normalizados, permitindo identificar congestionamentos ou sobrecontratação das infraestruturas de gás;
2. Utilização das infraestruturas de gás – análise do uso efetivo da capacidade contratada, da operação eficiente das infraestruturas de gás e da evolução do consumo de gás durante o período em análise.

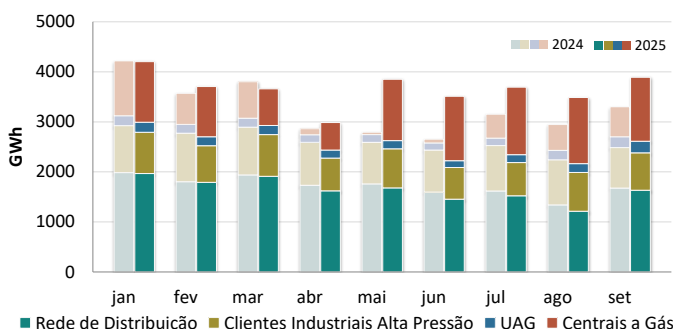
## Consumo de gás em Portugal

- Entre janeiro e setembro de 2025, o consumo total de gás atingiu 33,0 TWh, dos quais 10,0 TWh no mercado elétrico e 23,0 TWh no mercado convencional (vd. Figura 2). Face ao mesmo período de 2024, o consumo global aumentou 12,6%, impulsionado pela subida de 132,7% no mercado elétrico, enquanto o mercado convencional registou uma redução de 7,9%.
- No terceiro trimestre de 2025, o consumo de gás totalizou 11,1 TWh, mais 17,8% face ao trimestre homólogo de 2024 (vd. Figura 3). Esta evolução resultou do aumento de 148,2% no mercado elétrico (7,1 TWh), associado a maior utilização de centrais de ciclo combinado, e da redução de 8,8% no mercado convencional (4,0 TWh).
- O crescimento do consumo de gás ocorreu após o “apagão” de 28 de abril de 2025, quando, apesar da retoma das importações elétricas de Espanha, as centrais a gás continuaram a ser determinantes para reforçar a resiliência do sistema elétrico e assegurar a segurança do abastecimento de energia.
- No terceiro trimestre de 2025, a ponta diária em cada mês do consumo de gás registou valores acima dos obtidos no período homólogo de 2024 (vd. Figura 4).
- No mesmo período temporal, o preço médio do gás no MIBGAS Espanhol fixou-se em 32,77 €/MWh, abaixo do valor registado no período homólogo de 2024 (35,89 €/MWh), o que corresponde a uma redução de 8,7% (vd. Figura 5). Esta evolução evidencia uma menor volatilidade de preços, com picos menos frequentes e amplitude de variação mais reduzida, bem como uma maior convergência com o mercado TTF (Países Baixos).

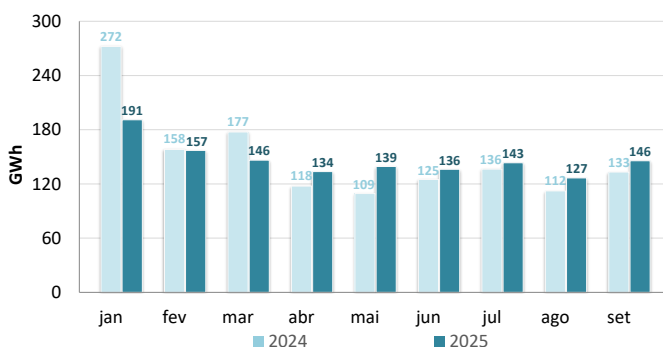
**Figura 2 – Evolução do consumo mensal de gás**



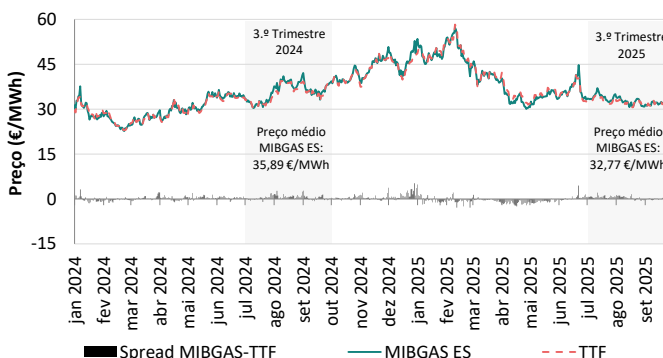
**Figura 3 – Consumo de gás, por tipo de mercado, em 2024 e 2025**



**Figura 4 – Ponta diária do consumo de gás**



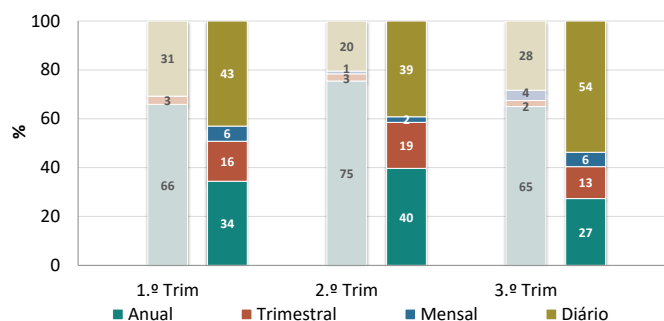
**Figura 5 – Preços diários de gás MIBGAS e TTF**



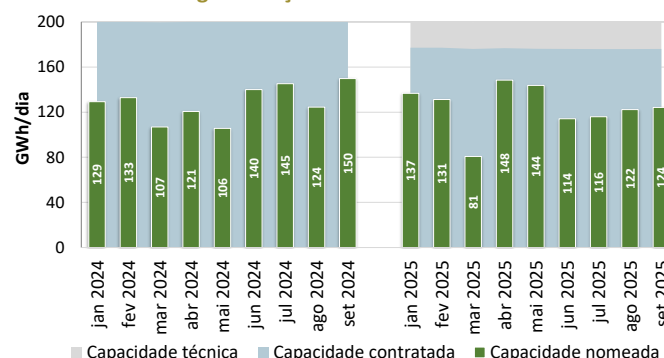
## Terminal de GNL

- O Terminal de GNL é a infraestrutura responsável pela receção e expedição de GNL, bem como pelo seu armazenamento e a regaseificação.
- Entre janeiro e setembro de 2025, a capacidade contratada para o armazenamento comercial foi de 68,4% da CDFC, menos 18,3% face ao período homólogo de 2024. No terceiro trimestre, verificou-se uma maior procura por produtos de contratação de curto prazo (trimestral e diário), refletindo uma procura acrescida por flexibilidade (vd. Figura 6).
- Na regaseificação, a capacidade contratada manteve-se estável durante o período analisado, atingindo o valor de 176 GWh/dia (88,2% da CDFC). A média diária da capacidade nomeada foi apenas 124 GWh/dia, valor inferior ao registado em 2024 (128 GWh/dia) [vd. Figura 7]. Não se registaram congestionamentos na contratação de capacidade na regaseificação no período analisado.
- Até setembro de 2025, o Terminal de GNL recebeu 34 navios metaneiros que descarregaram um total de 35,4 TWh de energia, representando uma redução de 17,1% no número de navios e de 3,0%, em termos de energia face ao período homólogo de 2024 (vd. Figura 8). As origens dos navios foram a Nigéria (16 navios metaneiros), os EUA (16) e a Rússia (2).
- O Terminal de GNL representou 96% do gás natural importado e injetado na rede de transporte, num total de 33,4 TWh. Além disso, foram expedidos por via rodoviária 1,6 TWh de GNL, correspondentes a 5 592 cisternas, refletindo um aumento de atividade de 2,2% face ao período homólogo de 2024.
- No terceiro trimestre de 2025, em 99% dos dias o processo de regaseificação continua a ser utilizado de forma mais expressiva entre 40% e 80% da sua capacidade, deixando margem para responder a picos de procura (vd. Figura 9).

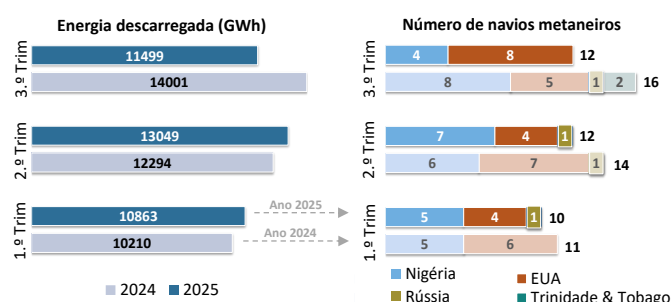
**Figura 6 – Contratação de capacidade de armazenamento comercial no Terminal de GNL, em 2024 e 2025**



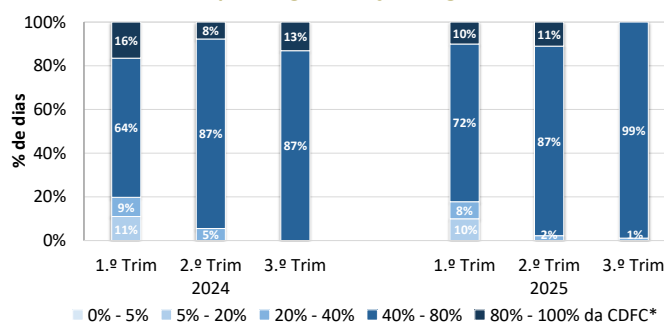
**Figura 7 – Capacidades contratada e nomeada na regaseificação do Terminal de GNL**



**Figura 8 – Terminal de GNL, em 2024 e 2025**



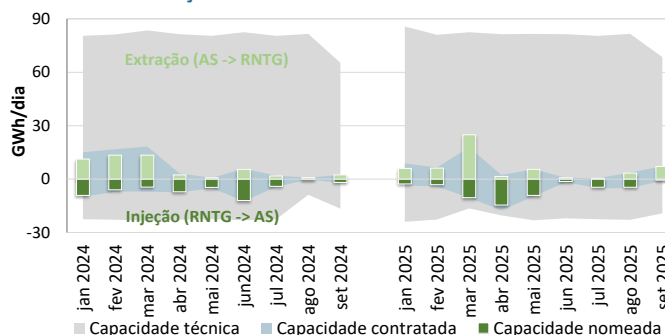
**Figura 9 – Taxa de utilização do Terminal de GNL para regaseificação de gás**



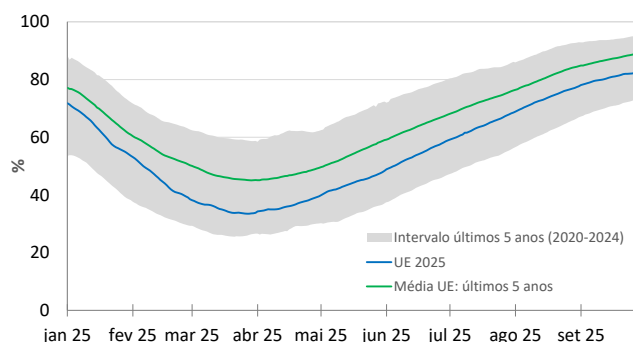
## Armazenamento Subterrâneo

- As instalações de armazenamento subterrâneo de gás são essenciais na segurança energética, garantindo reservas de gás para mitigar picos de procura ou constrangimentos técnicos nalguma infraestrutura. Estas infraestruturas acolhem ainda as reservas estratégicas de gás nacionais e podem apoiar, no futuro, a integração de gases renováveis.
- Até ao final de setembro de 2025, a contratação média da capacidade de armazenamento subterrânea foi de 94,7% da CDFC, menos 4,7% face ao período homólogo de 2024. O produto de capacidade anual manteve-se o mais procurado, pelo seu menor custo face aos de curto prazo.
- A capacidade de extração contratada atingiu 9,5% da CDFC, representando um acréscimo de 5,6% face a 2024, enquanto a capacidade de injeção contratada no armazenamento subterrâneo se fixou em 30,1% da CDFC, acima 0,3% do valor homólogo de 2024.
- As nomeações de gás realizadas pelos agentes de mercado mantiveram-se alinhadas com a capacidade contratada, traduzindo uma utilização eficiente da infraestrutura (vd. Figura 10).
- A movimentação total de gás até setembro de 2025 atingiu 2 782 GWh, repartidos em 1 468 GWh de extração e 1 314 GWh de injeção, representando decréscimos de 31,5% e 36,6%, respetivamente.
- A nível europeu, em 30 de setembro de 2025, o *stock* médio de gás armazenado em cavernas foi de 82,5% (vd. Figura 11).
- Em Portugal, as metas intermédias de enchimento definidas no Regulamento de Execução (UE) [2024/2995](#), de 29 de novembro, foram cumpridas, atingindo 97,6% (superando a meta de 70%) a 1 de julho e 101,8% (>80%) a 1 de setembro de 2025.
- Em 30 de setembro, o *stock* de gás situou-se em 98% da CDFC, o que equivale a 29 dias de consumo médio nacional (vd. Figura 12).

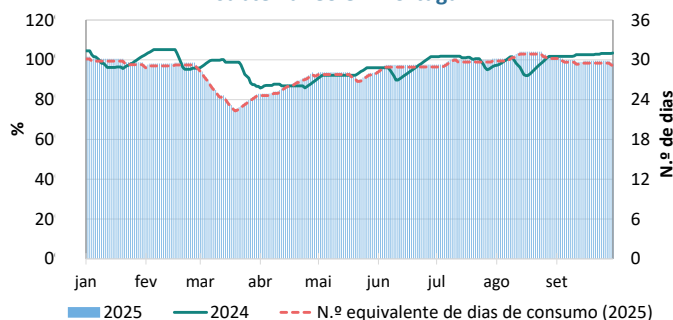
**Figura 10 – Capacidades contratada e nomeada de injeção e extração no armazenamento subterrâneo**



**Figura 11 – Stock em armazenamento subterrâneo na UE**



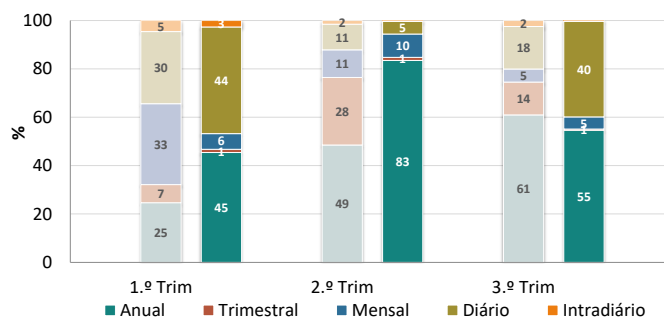
**Figura 12 – Níveis de stock nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal**



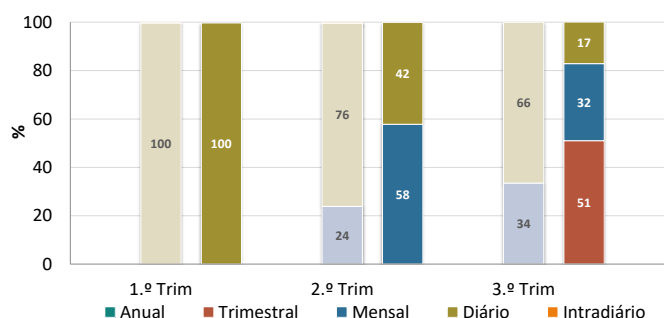
## Ponto Virtual de Interligação

- O Ponto Virtual de Interligação Ibérico (VIP Ibérico) consolida as duas interligações entre Portugal e Espanha, facilitando o fluxo e a comercialização de gás, promovendo a competitividade e reforçando a segurança do abastecimento.
- A atribuição de capacidade no VIP Ibérico ocorreu em leilões eletrónicos de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiário, na plataforma [PRISMA](#) (vd. Figuras 13 e 14).
- Até ao final de setembro de 2025, a média da contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) foi de 26,3% da CDFC, menos 43,7% face ao período homólogo de 2024.
- No terceiro trimestre de 2025, observa-se uma mudança no perfil de contratação de capacidade no sentido exportador, face aos trimestres anteriores. Os agentes de mercado diversificam as modalidades de contratação, com destaque para os produtos trimestrais (51%), diários (32%) e intradiários (17%).
- No sentido importador, a média da contratação de capacidade dos agentes de mercado foi de 11,8% da CDFC, correspondendo a um aumento de 21,7% face ao período homólogo de 2024.
- Entre janeiro e setembro de 2025, o VIP Ibérico representou 4% do gás importado e injetado na rede de transporte, com um saldo exportador de 2,1 TWh. As exportações por esta via totalizaram 4,2 TWh, menos 47,2% que no período homólogo de 2024.
- A utilização da capacidade de importação e de exportação tem permanecido baixa na maior parte do período temporal analisado, situando-se entre 0% e 20% (vd. Figuras 15 e 16).

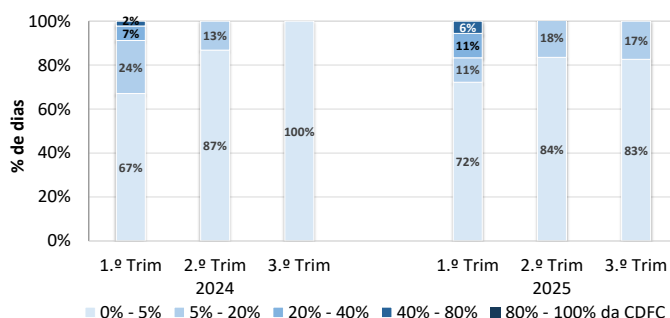
**Figura 13 – Produtos de atribuição de capacidade, no sentido importador, em 2024 e 2025**



**Figura 14 – Produtos de atribuição de capacidade, no sentido exportador, em 2024 e 2025**



**Figura 15 – Taxa de utilização do VIP, no sentido importador**



**Figura 16 – Taxa de utilização do VIP, no sentido exportador**

