

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

1.	Acesso e utilização das infraestruturas da RNTIAT	1
2.	Terminal de GNL	4
3.	Armazenamento Subterrâneo de Gás	7
4.	Ponto Virtual de Interligação	8
5.	Outra informação.....	10

Nesta edição do boletim, é apresentada a calendarização do processo de atribuição de capacidade definido para cada ano-gás, relativo às instalações da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT), peça básica da operação do sistema de gás. É ainda divulgado o balanço energético da utilização das infraestruturas da RNTIAT, que evidencia a trajetória decrescente do consumo de gás em Portugal pelo quarto ano consecutivo, refletindo o crescimento das renováveis, que abasteceram 71% da eletricidade consumida no país em 2024. A importação de gás natural liquefeito (GNL) pelo Terminal de Sines caiu 6,1% em 2024 (e 7,7% nas injeções para a rede), enquanto as exportações através do Ponto Virtual de Interligação (VIP) Ibérico atingiram um recorde de 9,3 TWh. No armazenamento subterrâneo, Portugal superou os objetivos do Plano REPowerEU, tendo um *stock* de gás, em 1 de novembro de 2024, no valor de 102% da capacidade comercial firme. Finalmente, é apresentada informação relativa ao setor do gás que foi publicada no quarto trimestre.

O diagrama ilustra o fluxo de gás natural no Brasil, organizado em etapas principais:

- RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO, REGASEIFICAÇÃO:** Envolve o Operador do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) e a **REN Atlântico**. Esta etapa está conectada à **Importação e Re-exportação de GNL** (representada por um navio).
- ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO:** Envolve o Operador de Armazenamento Subterrâneo e a **REN Armazenagem**. Esta etapa está conectada ao **Abastecimento por caminhão cisterna**.
- TRANSPORTE:** Envolve o Operador da Rede Nacional de Transporte e a **REN Gasodutos**. Esta etapa está conectada aos **Grandes Clientes Alta Pressão (AP)**.
- DISTRIBUIÇÃO:** Envolve os Operadores das Redes de Distribuição. Esta etapa recebe gás de **Produtores de Gases Renováveis** e fornece para a **Rede de Distribuição** e a **Unidade Autônoma de Gás (UAG)**.
- Consumo:** O destino final do gás natural.

Adicionalmente, há uma conexão direta entre a etapa de **TRANSPORTE** e a **Importação e Re-exportação de Gás Natural** (representada por uma válvula).

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

	Unidades: % CDFC	
	dezembro 2024	dezembro 2023
Ponto Virtual de Interligação		
Entrada (imp.)	9,4	15,9
Saída (exp.)	42,4	35,2
Terminal de GNL		
Regaseificação (entrada na RNTG)	97,1	100,0
Contrafluxo (saída da RNTG)	59,4	48,2
Armaz. comercial ⁽¹⁾	80,4	86,2
Armaz. Subterrâneo		
Injeção no armaz. subt.	27,2	35,2
Extração do armaz. subt.	7,8	9,9
Armaz. comercial	99,3	100,0

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.

1. ACESSO E UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

O Sistema Nacional de Gás ([SNG](#)) conta com quatro pontos de entrada, nomeadamente 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, inclui vários pontos de saída, destinados ao consumo em alta pressão, às redes de distribuição, bem como ao acesso às interligações internacionais e ao AS (vd. Figura 1).

A [edição anterior](#) do boletim, descreveu as etapas principais para a aquisição de **Direitos de Utilização de**

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

	Unidades: GWh		
	dezembro 2024	dezembro 2023	Var. [%]
Entradas na RNTG	49 974	55 624	-10,2
Interligações (imp.)	1 081	3 116	-65,3
Campo Maior	518	2 117	-75,5
Valença	563	999	-43,6
Terminal de GNL	46 646	50 516	-7,7
Armaz. Sub. (ext.)	2 247	1 992	12,8
Saídas da RNTG	49 902	55 602	-10,3
Interligações (exp.)	9 304	6 696	38,9
Campo Maior	9 226	6 480	42,4
Valença	78	216	-63,9
Armaz. Sub. (inj.)	2 161	1 841	17,4
Saídas Consumo	38 437	47 065	-18,3
Rede Distrib.	20 654	20 819	-0,8
C. Elétricas	7 157	16 305	-56,1
Industriais AP	10 626	9 941	6,9
Saldo importador da interligação	-8 223	-3 580	>100
Saldo extração AS	86	151	-43,0
Nível de stock Armaz. Sub ⁽²⁾	3 629 (>100%)	3 733 (>100%)	-2,8

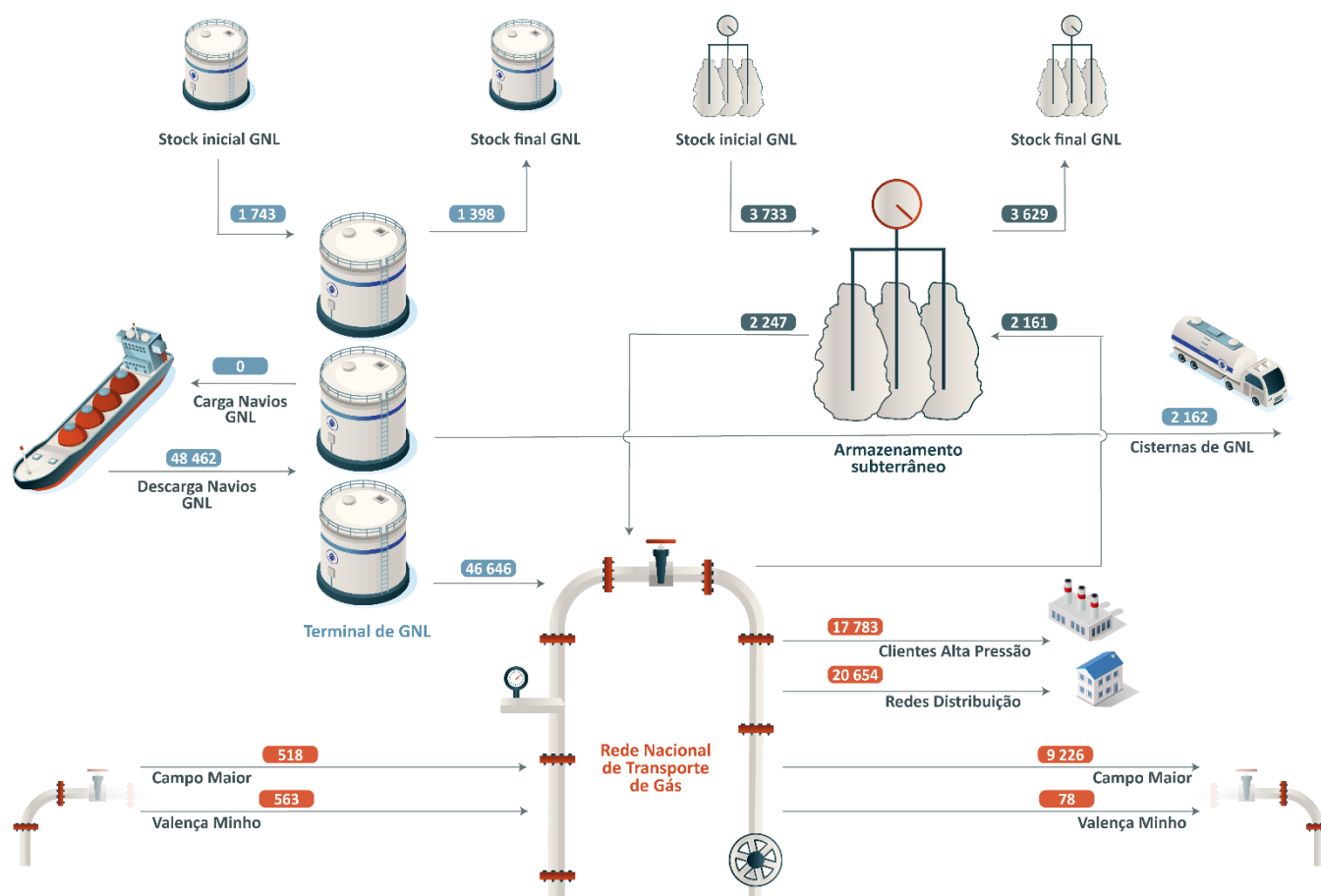
(2) Valores no último dia do período. O valor percentual é calculado com base na capacidade disponível para fins comerciais no produto anual de armazenamento (3 570 GWh).

Capacidade pelos agentes de mercado, permitindo-lhes utilizar as infraestruturas da RNTIAT conforme as suas necessidades comerciais.

Nesta edição, são detalhados os prazos de anúncio, solicitação e atribuição de capacidade nas diferentes infraestruturas da RNTIAT, abrangendo os vários tipos de produtos de capacidade standard: anual, trimestral, mensal, diário e intradiário. Estes produtos, que correspondem a diferentes horizontes temporais, são

disponibilizados através de leilões, realizados de acordo com um calendário anual definido pelo Gestor Técnico Global do SNG. Este calendário, [publicado](#) anualmente em junho, estabelece os leilões para o período de um ano-gás, compreendido entre 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte (vd. Quadro 1).

Figura 1 – Movimentação de gás na RNTIAT em 2024, até dezembro, em GWh



Nota: No balanço apresentado não foram consideradas as perdas e autoconsumos e a variação de *linepack*.

Quadro 1 – Calendário de atribuição de capacidade nas infraestruturas da RNTIAT para um ano-gás

Leilão	Tipo de Produto	Anúncio	Solicitação	Atribuição
Anual	Anual	Até 19/06/2025	Até 10/11/2025	Dia seguinte ao fecho da licitação
Anual	Trimestral	Até 17/06/2025	Até 31/07/2025	Dia seguinte ao fecho da licitação
Trimestral	Trimestral	Até dia 10 de M-2, sendo M o 1.º mês de cada trimestre	Até dia 10 de M-2, sendo M o 1.º mês de cada trimestre	Dia seguinte ao fecho da licitação
Mensal	Mensal	Dia 08 de M-1	Dia 20 de M-1	Dia seguinte ao fecho da licitação
Semanal	Diário	Até às 12:00 de 5.ª feira	Até às 15:00 de 5.ª feira	Até às 15:15 de 5.ª feira
	Diário	Até às 12:00	Até às 15:00	Até às 15:15
Intradiário	Intradiário	No início de cada leilão	Até ao final de cada leilão	Na atribuição de cada leilão

Nota: M - corresponde a um dado mês.

Salienta-se que os prazos indicados no quadro anterior não se aplicam à contratação de capacidade no VIP Ibérico, cuja atribuição ocorre na plataforma [PRISMA](#), de acordo com o calendário definido pelo Código de Rede para os Mecanismos de Atribuição de Capacidade em redes de transporte de gás (Regulamento UE [2017/459](#) da Comissão, de 16 de março de 2017), publicado anualmente pela [ENTSOG](#). Este código de rede está atualmente em revisão para, entre outros motivos, modificação do calendário de leilões.

A atribuição de capacidade através de leilões eletrónicos desempenha um papel essencial para promover a concorrência no acesso às infraestruturas de gás e otimizar a sua utilização. Além disso, contribui para a observabilidade das necessidades de investimento no setor do gás e para a segurança do abastecimento energético.

Em 2024, registou-se uma redução na contratação de capacidade na generalidade das infraestruturas de gás, quando comparado com 2023, em linha com a redução de consumo. No entanto, verificaram-se exceções, como o aumento da contratação de capacidade para a exportação de gás a partir do VIP Ibérico, e a crescente adesão ao serviço de contrafluxo prestado no Terminal de GNL, frequentemente usado para garantir maior flexibilidade operacional na rede de gás.

Relativamente à capacidade contratada de importação de gás no VIP Ibérico, esta representou 9,4% da capacidade disponível, refletindo uma redução face ao mesmo período de 2023. Já no Terminal de GNL, a contratação de capacidade de regaseificação atingiu 97,1%, também registando um decréscimo em comparação com 2023, ano em que toda a capacidade disponível foi contratada. No armazenamento subterrâneo, verificou-se uma tendência semelhante, com a capacidade contratada a corresponder a 99,3% da capacidade disponível.

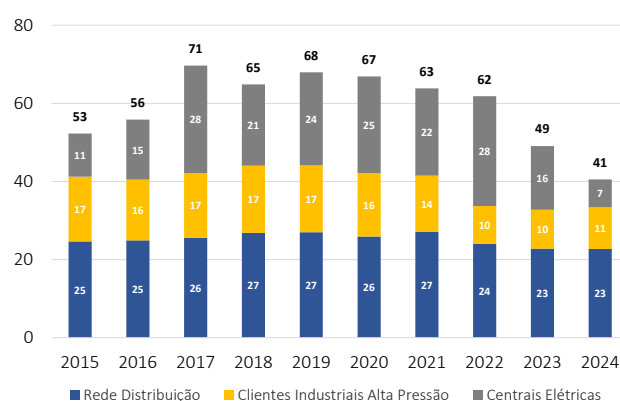
2. CONSUMO DE GÁS EM PORTUGAL

Em 2024, Portugal registou uma queda acentuada no consumo de gás,

Consumo de gás em Portugal continua em queda pelo 4.º ano consecutivo

totalizando 40,6 TWh (38,4 TWh, excluindo o abastecimento a Unidades Autónomas de Gás). Este valor representa uma redução de 17,3% face a 2023 e é o mais baixo desde 2015. A tendência de diminuição do consumo de gás, que se verifica de forma consistente desde 2019, é apresentada na Figura 2.

Figura 2 – Evolução do consumo anual de gás, em TWh



A diminuição no consumo foi especialmente expressiva no segmento de produção de energia elétrica, que registou uma contração de 56,1% em comparação com o mesmo período homólogo de 2023. Em contraste, o segmento convencional, que inclui a indústria e o consumo doméstico, apresentou um ligeiro crescimento de 1,9%, interrompendo a tendência de descida de consumo dos últimos anos.

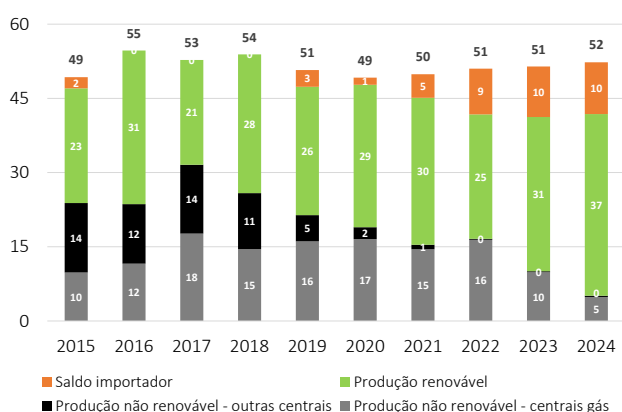
O declínio do consumo de gás deveu-se também ao aumento da produção de eletricidade a partir de energias renováveis, que abasteceram 71% do consumo elétrico em 2024, atingindo um máximo histórico. A produção renovável totalizou 36,7 TWh, impulsionada pelo crescimento das instalações renováveis fotovoltaicas e por hidraulicidade favorável.

A Figura 3 evidencia a contribuição crescente da

Produção renovável abasteceu 71% do consumo elétrico nacional

produção renovável para o abastecimento do consumo elétrico anual em Portugal, assim como a diminuição da participação da produção não renovável, devido ao encerramento definitivo das centrais a carvão, em 2021, e à menor utilização de centrais a gás desde 2023. Este cenário reflete os esforços de Portugal para atingir as metas de descarbonização e segurança energética.

Figura 3 – Evolução da produção de eletricidade, em TWh



Em 2024, a exportação de gás totalizou 9 304 GWh, correspondendo a um aumento de 38,9% face ao período homólogo anterior. O gás destinado à exportação entrou em Portugal através do Terminal de GNL de Sines, onde foi regaseificado e injetado na RNTG.

Por sua vez, a importação de gás a partir das interligações registou uma quebra acentuada, totalizando 1 081 GWh, o que equivale a uma redução de 65,3% face ao período homólogo anterior.

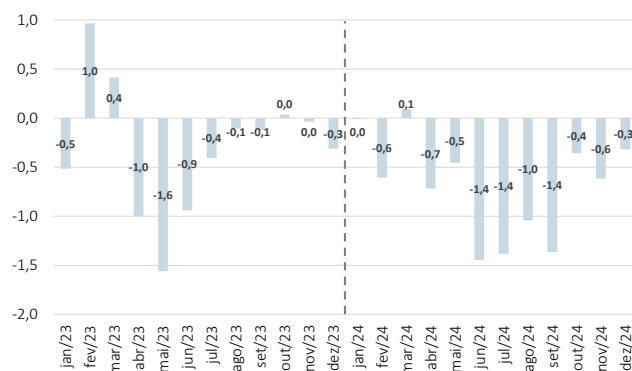
Comparando o 4.º trimestre de 2024 com o de 2023, verificou-

Exportação de gás pelo VIP aumenta 38,9 % em 2024

se uma intensificação das tendências anuais. No último trimestre de 2024, o consumo de gás continuou a

diminuir e o saldo exportador manteve-se positivo, correspondendo a 1 291 GWh. Com um total exportado ao longo do ano de 9 304 GWh, Portugal reforçou a sua posição enquanto exportador líquido (vd. Figura 4).

Figura 4 – Saldo importador de gás em Portugal, em TWh



3. TERMINAL DE GNL

O Terminal de GNL de Sines, a única infraestrutura em Portugal dedicada à receção de GNL por via marítima, é crucial para garantir o abastecimento nacional de gás. Além da receção de navios metaneiros, o terminal ainda presta serviços como a regaseificação do gás para injeção na RNTG e o carregamento de cisternas para abastecer regiões sem ligação direta à rede de transporte de gás.

Atribuição de capacidade no Terminal de GNL

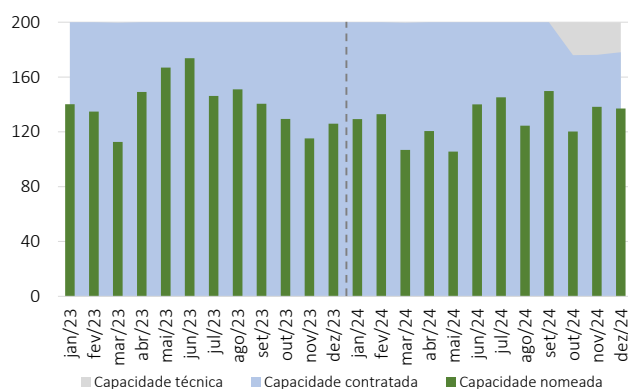
A contratação de capacidade no Terminal de GNL, realizada pelos agentes de mercado, garante o acesso aos serviços de armazenamento comercial, de regaseificação e de contrafluxo (injeção virtual de GNL no terminal a partir da RNTG).

Em 2024, a capacidade contratada no armazenamento comercial representou 80,4% da total disponível para fins comerciais, registando uma redução de 6,9% face ao mesmo período homólogo do ano anterior. Nesse ano, o produto anual de armazenamento comercial tornou-se a principal escolha nas estratégias de contratação, ao

contrário de 2023, quando a contratação era feita, sobretudo, através dos produtos anual e trimestral.

Na regaseificação, verificou-se uma redução da capacidade contratada no 4.º trimestre de 2024, tendo sido contratada 176 GWh/dia, resultando numa taxa de contratação de 97,1% ao longo de 2024 (vd. Figura 5). Embora a capacidade contratada de regaseificação nesse ano tenha sido significativa, atingindo 194 GWh/dia, a capacidade nomeada foi apenas de 129 GWh/dia.

Figura 5 – Capacidades contratada e nomeada na regaseificação do Terminal de GNL, em GWh/dia



Realça-se ainda que no leilão anual para o ano-gás 2024-2025, que ocorreu em julho de 2024, não houve congestionamento na contratação de capacidade, ao contrário do que aconteceu nos últimos anos.

Balanço físico no Terminal de GNL

Em 2024, o Terminal de GNL realizou 53 operações

Importações de GNL, no Terminal de Sines, reduziram 6,1% em 2024

de descarga de navios metaneiros, menos três face a 2023 (vd. Figura 6). Estes navios tiveram proveniência de quatro origens diferentes, destacando-se a Nigéria (25 navios metaneiros) e os Estados Unidos da América (23) como principais fornecedores.

No total, foram descarregados 48,5 TWh de GNL, uma redução de 6,1% face a 2023 (vd. Figura 7), refletindo

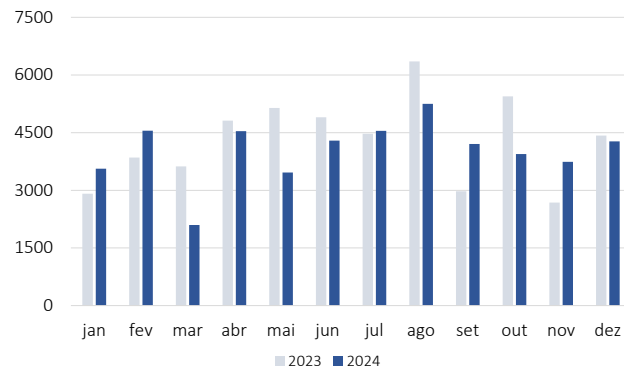
a queda no consumo de gás, parcialmente compensada pelo aumento das exportações.

Figura 6 – Número de navios metaneiros por país de origem que abasteceram o Terminal de GNL em 2024



As flutuações mensais de GNL descarregado no terminal refletem a procura de gás, influenciadas pelos padrões sazonais da temperatura e das condições climáticas.

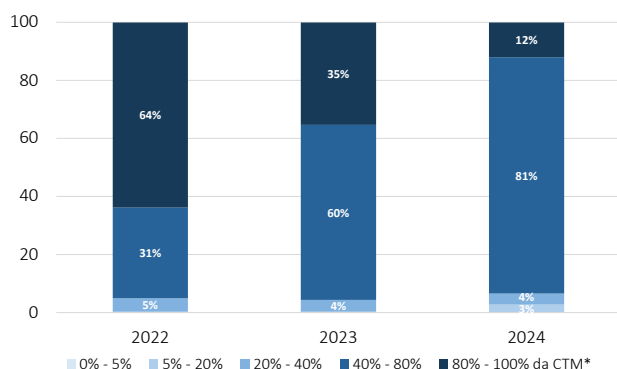
Figura 7 – Energia descarregada no Terminal de GNL, em GWh



O tempo médio de descarga dos navios metaneiros foi de 20 horas e 35 minutos, representando um aumento de cerca de 2,4% face ao período homólogo anterior.

No ano de 2024, em 12% dos dias, a regaseificação superou os 80% da capacidade disponível para fins comerciais (vd. Figura 8). A utilização máxima do processo de regaseificação ocorreu no dia 12 de dezembro de 2024, registando o valor de 203,05 GWh. Em 2024, o processo de regaseificação tende a ser utilizado de forma mais expressiva entre 40% e 80% da sua capacidade, deixando margem para responder a picos de procura.

Figura 8 – Taxa de utilização do Terminal de GNL para a regaseificação de gás, em % dias do ano



* CTM – capacidade técnica máxima de regaseificação (200 GWh/dia)

Além da regaseificação para a RNTG, o Terminal de GNL oferece outros serviços, como o carregamento de cisternas, que são transportadas por camião, por comboio e/ou navio até aos destinos. Em 2024, foram abastecidas 7 332 cisternas de GNL (vd. Figura 9), correspondentes a 2 162 GWh (vd. Figura 10), representando um aumento em 8,1% no número de cisternas, face ao período homólogo anterior.

Figura 9 – Carregamentos de cisternas no Terminal de GNL em 2024

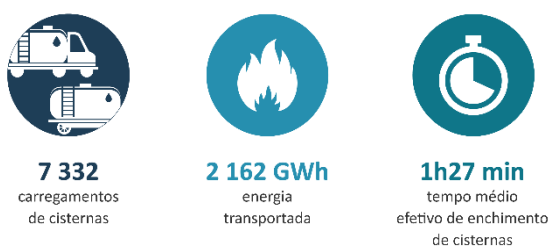
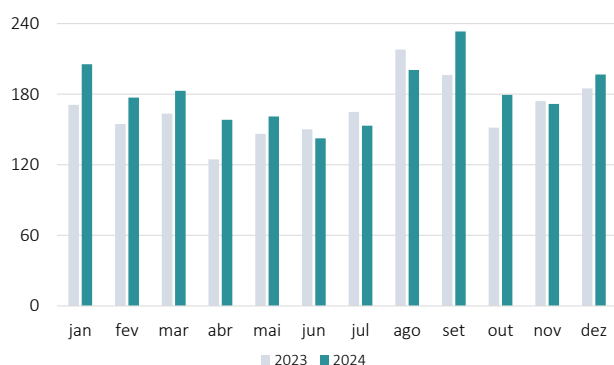


Figura 10 – Energia carregada no Terminal de GNL por cisternas, em GWh



4. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

As infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás são essenciais na segurança energética, garantindo reservas de gás para mitigar variações na procura e possíveis interrupções no fornecimento. Estas infraestruturas acomodam as reservas estratégicas de gás do país, utilizadas em caso de perturbação grave do abastecimento. No atual contexto da transição energética, podem ainda contribuir para facilitar a integração de gases renováveis, como o biometano e o hidrogénio.

Atribuição de capacidade no Armazenamento Subterrâneo

A contratação média da capacidade de armazenamento subterrâneo, durante 2024, foi de 99,3%, um pouco abaixo do registado no mesmo período homólogo de 2023. Os produtos de capacidade anual e mensal foram os mais contratados, com destaque para o produto anual, que foi o mais dominante nas estratégias de contratação por ser mais barato do que os produtos de curto prazo.

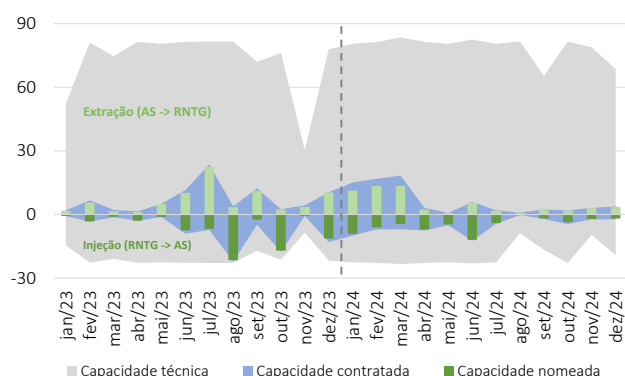
A atribuição de capacidade de armazenamento subterrâneo é feita em duas etapas, uma primeira - de atribuição prioritária - para cumprimento das obrigações da reserva de segurança - e uma segunda - de atribuição comercial - sujeita a prémios de congestionamento. Em 2024, a atribuição de capacidade para reservas de segurança foi cerca de 3,3 TWh/dia e a atribuição comercial correspondeu a cerca de 0,4 TWh/dia.

Em 2024, a atribuição da capacidade de extração de gás no armazenamento subterrâneo foi de 7,8% da capacidade disponível para fins comerciais, sofrendo um decréscimo de 13,7% face ao período homólogo. A atribuição da capacidade de injeção de gás correspondeu a 27,2% e teve um decréscimo de 23,3%, em comparação com 2023. Note-se que a capacidade

técnica máxima de extração (85 GWh/dia) é muito superior à capacidade máxima de injeção (24 GWh/dia).

A Figura 11 revela que, na maioria das vezes, a quantidade de gás nomeada pelos agentes de mercado (utilizada) corresponde à capacidade contratada, o que evidencia que a contratação de capacidade se ajusta plenamente à utilização da infraestrutura. Este resultado é o esperado em virtude da contratação apenas no horizonte diário e intradiário.

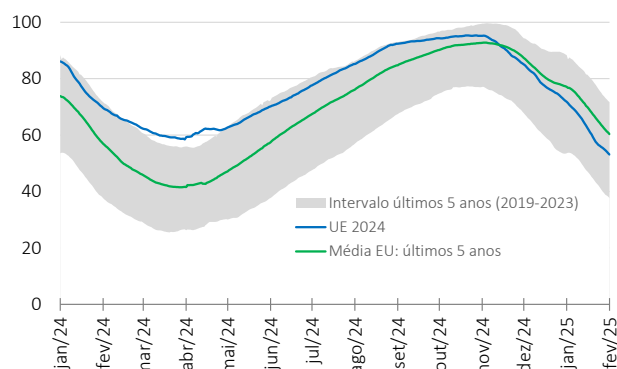
Figura 11 – Capacidades contratada e nomeada de injeção e extração no armazenamento subterrâneo, em GWh/dia



Balanço físico no Armazenamento Subterrâneo

O Plano [REPowerEU](#) estipula que, a 1 de novembro, cada país deve ter reservas subterrâneas de gás correspondentes a, pelo menos, 90% da sua capacidade. A nível europeu, os dados mostram que, em 1 de novembro de 2024, o gás armazenado em cavernas atingiu 93,2% (vd. Figura 12).

Figura 12 - Stock em armazen. subterrâneo na UE (%)

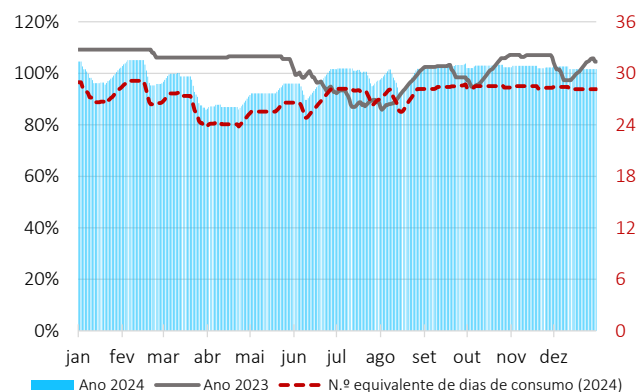


Em Portugal, o stock de gás foi ainda mais elevado,

Reservas de gás em Portugal superaram as metas definidas no Plano REPowerEU

situando-se em 102% da capacidade comercial firme disponível, o que equivale a 28 dias de consumo médio nacional (vd. Figura 13).

Figura 13 - Níveis de stock nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal, em %



Nota-se ainda que o regulamento de implementação publicado em novembro de 2024 definiu para Portugal o objetivo intermédio de 70% para o nível mínimo de armazenamento no início de fevereiro e de maio de 2025. Em 1 de fevereiro, o stock era de 100%. Na média da UE esse valor era de 53,1% (Fonte: [GIE](#)).

5. PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO

O Ponto Virtual de Interligação (VIP) Ibérico unifica os pontos de ligação entre as redes de transporte de gás de Portugal e Espanha, facilitando o fluxo e a comercialização de gás entre os dois países. O VIP Ibérico simplifica o acesso ao gás, aumenta a competitividade do mercado e reforça a segurança do abastecimento. Desde 2021, o VIP Ibérico tem aumentado a utilização da capacidade de interligação no sentido exportador, contrária à tendência verificada no sentido importador.

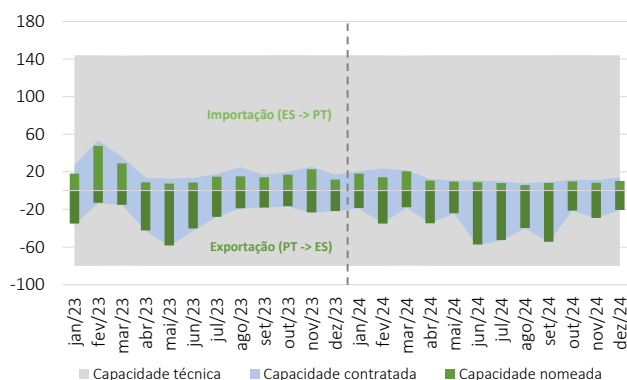
Atribuição de capacidade no VIP Ibérico

Em 2024, a atribuição de capacidade no VIP Ibérico ocorreu em leilões eletrónicos de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados na plataforma [PRISMA](#).

No sentido exportador, a contratação da capacidade de interligação foi feita sobretudo em produtos de curto prazo (mensal e diário), permitindo aos agentes otimizar a utilização da capacidade contratada.

A média da contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) foi de 42,4% da capacidade comercial disponível, representando um aumento de 20,4% face à capacidade contratada em 2023 (vd. Figura 14).

Figura 14 – Capacidades contratadas e nomeadas no VIP Ibérico, em GWh/dia



Por sua vez, no sentido importador, a média da contratação de capacidade dos agentes de mercado foi de 9,4% da capacidade disponível para fins comerciais, tendo-se registado uma diminuição significativa (40,9%) face a 2023 (vd. Figura 14).

A Figura 14 indica que a capacidade contratada no VIP Ibérico está predominantemente alinhada com a capacidade nomeada, demonstrando um planeamento eficiente dos agentes de mercado.

Balanco físico no VIP

Em 2024, o VIP Ibérico registou o seu maior

Interligação bate recordes: 9,3 TWh de gás exportado para Espanha em 2024

saldo exportador desde a sua criação, alcançando o valor de 8 233 GWh, o que representa 17% das injeções na RNTG a partir do terminal de GNL.

Em 2024, o volume exportado de gás a partir de Portugal totalizou 9 304 GWh, o que corresponde a um aumento de 38,9% face ao mesmo período do ano anterior.

As Figuras 15 e 16 mostram a taxa de utilização do VIP Ibérico nos sentidos importador e exportador, respetivamente.

Figura 15 – Taxa de utilização do VIP Ibérico (sentido importador), em % do ano

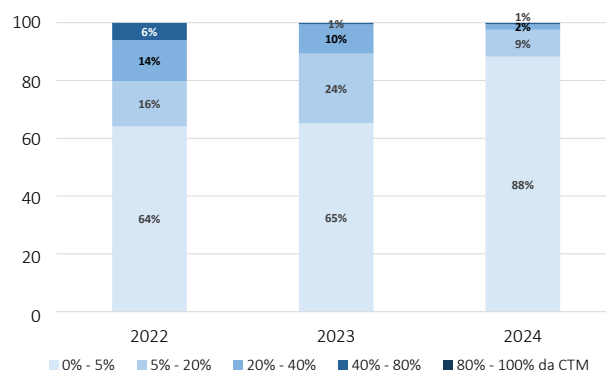
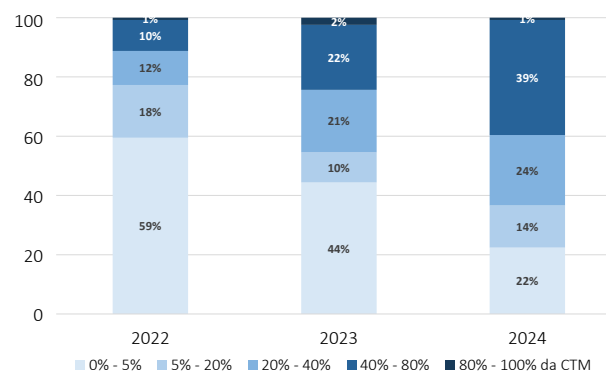


Figura 16 – Taxa de utilização do VIP Ibérico (sentido exportador), em % do ano



As figuras mostram que, desde 2022, o VIP Ibérico tem apresentado tendências distintas nos fluxos de importação e exportação de gás. A utilização da capacidade de importação tem permanecido baixa na maior parte do ano, situando-se entre 0% a 5%, evidenciando a contínua redução da dependência do gás proveniente de Espanha, devido ao aumento da produção de energias a partir de fontes renováveis.

No sentido exportador, verifica-se um crescimento na taxa de utilização da capacidade, especialmente no intervalo de 40% a 80%. Este aumento reflete o uso do Terminal de GNL por agentes de mercado para receção e reexportação de gás, reduzindo o tempo e o custo do transporte marítimo para Espanha.

6. OUTRA INFORMAÇÃO

Comissão Europeia estendeu metas intermédias de armazenamento subterrâneo de gás para 2025

A Comissão Europeia publicou o Regulamento de Execução (UE) [2024/2995](#) da Comissão de 29 de novembro de 2024, que estabelece as trajetórias de enchimento com metas intermédias para 2025 para os Estados-Membros com instalações de armazenamento subterrâneo de gás.



DGEG divulgou os resultados do 1.º leilão para a compra centralizada de biometano e hidrogénio

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) divulgou os [resultados](#) do 1.º leilão eletrónico para a compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável.

Assembleia da República aprova a revisão do PNEC 2030

A Comissão Parlamentar de Ambiente e Energia aprovou, em 3 de dezembro de 2024, a revisão do Plano Nacional de Energia e Clima ([PNEC 2030](#)) que foi, entretanto, submetida à Comissão Europeia.



ERSE emitiu parecer sobre investimento nas redes de distribuição de gás para 2025-2029

A ERSE publicou o seu Parecer sobre as propostas de planos de desenvolvimento e investimento nas redes de distribuição de gás, para o período de 2025-2029 (PDIRD-G 2024), totalizando 382,1 milhões de euros, um aumento de 35% face ao PDIRD-GN 2018.

ERSE divulgou os seus boletins sobre o setor do gás relativos ao 4.º trimestre de 2024

A ERSE divulga na sua página na internet vários [boletins](#) temáticos relativos ao setor do gás.



ACEDA A EDIÇÕES ANTERIORES DO BOLETIM



Publicação: 21 de fevereiro de 2025