BOLETIM
ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS

2.º Trimestre | 2024

O *Dashboard* INFRA-G apresenta dados atualizados sobre o acesso e a utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás, através de gráficos dinâmicos e informação histórica.

Aceda aqui

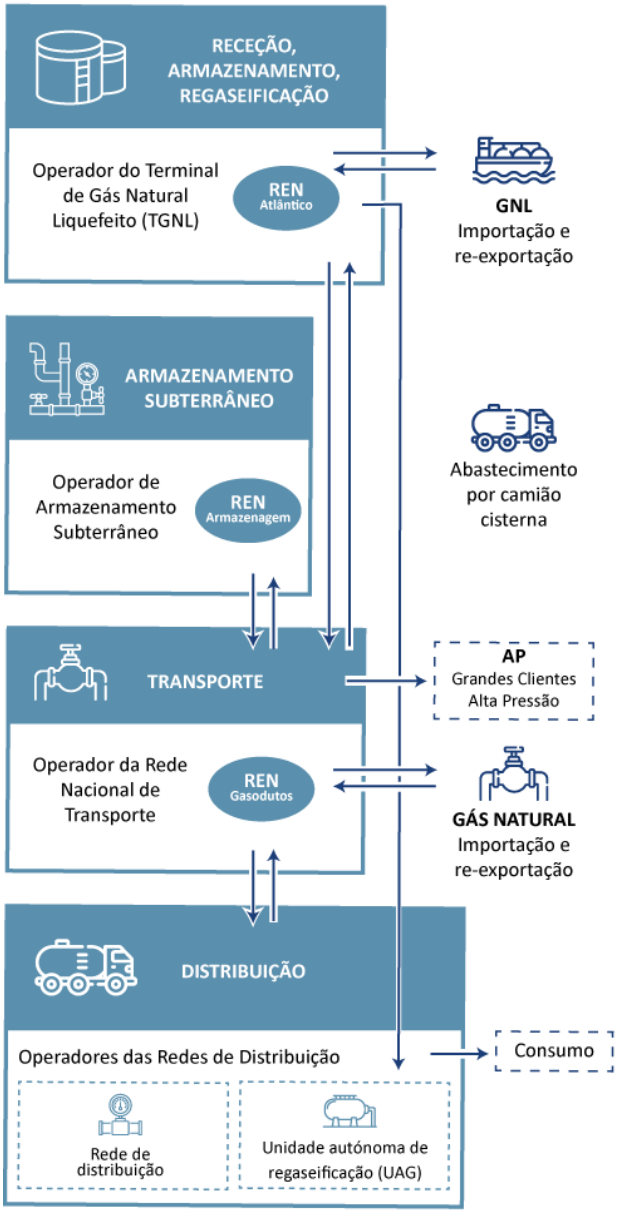
Índice

1. Acesso e utilização das infraestruturas da RNTIAT 2
2. Terminal de GNL 4
3. Armazenamento Subterrâneo de Gás 6
4. Ponto Virtual de Interligação 7
5. Outra informação....8

DESTAQUE

Nesta edição do boletim apresenta-se a atribuição de capacidades para o acesso de terceiros aos diferentes pontos de entrada e saída da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), e às Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) que integram o Sistema Nacional de Gás (SNG). É ainda apresentado o balanço energético da utilização das infraestruturas da RNTIAT. Para além da monitorização da evolução do consumo de gás natural em Portugal, é analisada a utilização das infraestruturas de gás, nomeadamente o Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL), o Armazenamento Subterrâneo de Gás (AS) e o Ponto Virtual de Interligação (VIP). O Terminal de GNL continua a ser a principal infraestrutura de entrada de gás natural no SNG, tendo a sua capacidade de regaseificação sido contratada na totalidade através do produto anual de capacidade. A utilização do VIP, no sentido exportador, foi dominante até ao final de junho de 2024. Finalmente, é apresentada informação relativa ao setor do gás que foi publicada no segundo trimestre.

Organização e funcionamento das infraestruturas do setor do gás



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

Unidades: %

	junho 2024	junho 2023
Ponto Virtual de Interligação		
Entrada (imp.)	11,5	17,9
Saída (exp.)	39,2	44,1
Terminal de GNL		
Regaseificação (entrada na RNTG)	100,0	100,0
Contrafluxo (saída da RNTG)	63,2	49,1
Armaz. comercial (1)	82,4	84,6
Armaz. Subterrâneo		
Injeção no armaz. subt.	34,2	14,1
Extração do armaz. subt.	12,1	6,3
Armaz. comercial	99,6	100,0

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

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

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

Unidades: GWh

	junho 2024	junho 2023	Var. [%]
Entradas na RNTG	24 514	28 344	-13,5
Interligações (imp.)	1 043	1 781	-41,4
Campo Maior	480	1 250	-61,6
Valença	563	531	6,0
Terminal de GNL	21 987	25 734	-14,6
Armaz. Sub. (ext.)	1 484	829	79,0
Saídas da RNTG	24 476	28 332	-13,6
Interligações (exp.)	4 188	4 420	-5,3
Campo Maior	4 175	4 203	-0,7
Valença	13	217	-94,1
Armaz. Sub. (inj.)	1 393	226	>100
Saídas Consumo	18 895	23 686	-20,2
Rede Distrib.	10 813	10 896	-0,8
C. Elétricas	2 688	7 931	-66,1
Industriais AP	5 394	4 859	11,0
Saldo importador da interligação	-3 144	-2 639	19,2
Saldo extração AS	91	603	-84,9
Nível de *stock* Armaz. Sub (2)	3 629 (>100%)	3 310 (92,7%)	9,6

(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).

1. ACESSO E UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

O SNG é constituído por 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, operado pela REN Armazenagem, S.A.. É ainda composto por várias saídas, sendo elas os pontos de saída para consumo em alta pressão e para as redes de distribuição e, também, de acesso às interligações internacionais e ao armazenamento subterrâneo (vd. Figura 1).

Previamente à utilização destas infraestruturas pelos agentes de mercado, o acesso às capacidades nos pontos da rede de gás destas infraestruturas é feito através da oferta de produtos sob a forma de Direitos de Utilização de Capacidade.

A atribuição de direitos de capacidade é necessária para os agentes de mercado que a pretendem utilizar.

Em termos gerais, a atribuição de produtos de capacidade envolve várias etapas:

1. **Anúncio de capacidade:** Os operadores das infraestruturas da RNTIAT estabelecem e anunciam a capacidade disponível nos diferentes pontos relevantes. Isso inclui a determinação da capacidade máxima de transporte no gasoduto, a disponibilidade de espaço de armazenamento e a capacidade de processamento no Terminal de GNL.

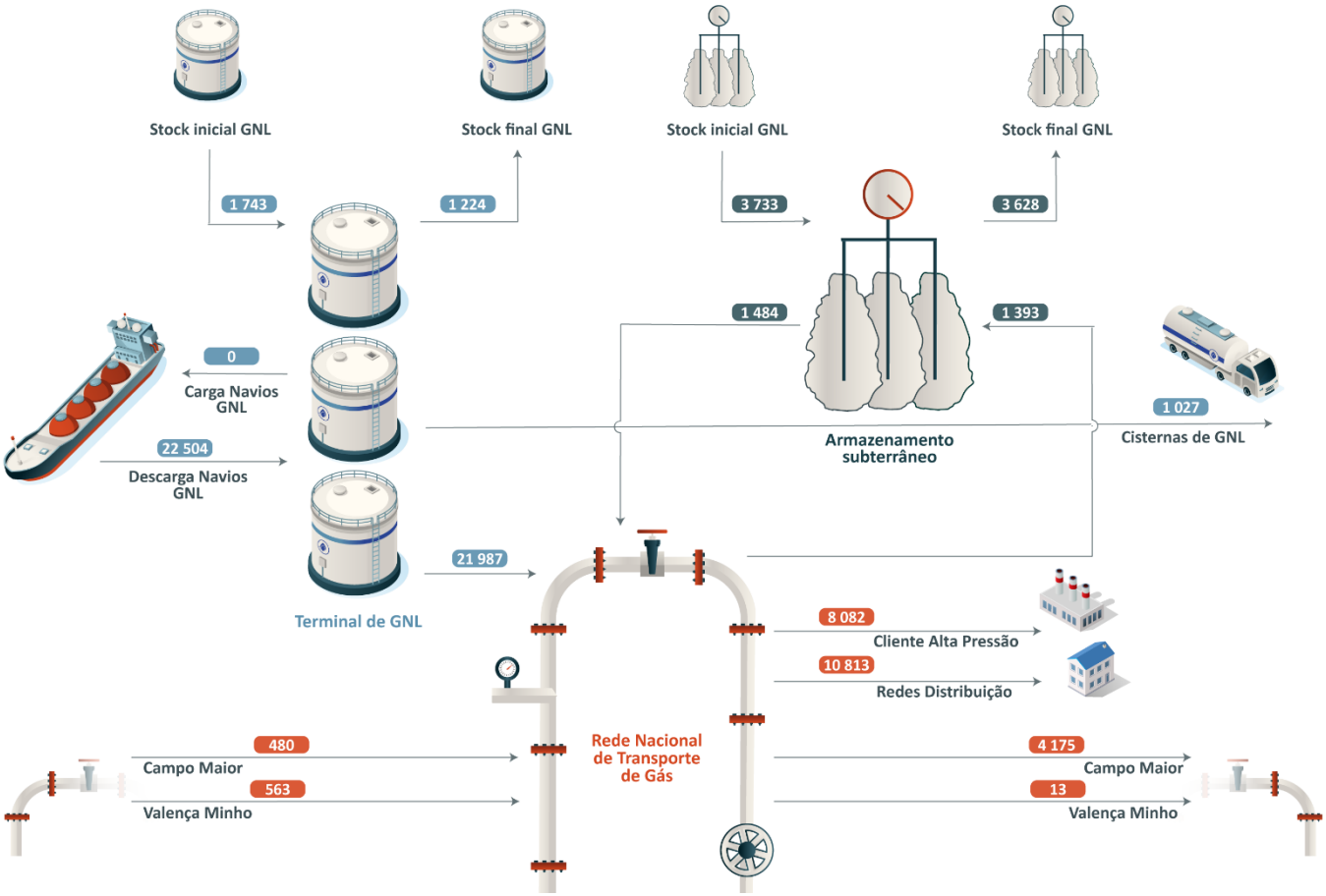
2. **Atribuição de capacidade:** Após a identificação da capacidade disponível, esta é atribuída aos diferentes agentes de mercado de acordo com o solicitado, para cada ano-gás (período compreendido entre 1 de outubro e de 30 de setembro do ano seguinte). A capacidade standard tem vários horizontes temporais: anual, trimestral, mensal, diário e intradiário. O processo de atribuição de capacidade é implementado pelo operador da RNTG, enquanto Gestor Técnico Global. Quando as solicitações excedem a capacidade disponível, são organizados leilões eletrónicos, com prémios de preço da capacidade crescentes.

3. **Aquisição dos direitos de capacidade:** Os direitos de capacidade atribuídos devem ser pagos pelos agentes de mercado, mesmo que não os usem.

Até ao final de junho de 2024, a contratação de capacidade de entrada de gás a partir do Ponto Virtual de Interligação (importação) diminuiu, face mesmo período de 2023, correspondendo a 11,5% da capacidade disponível.

A capacidade de regaseificação no terminal de GNL foi totalmente contratada até ao final de junho de 2024, tal como aconteceu no período homólogo anterior. No armazenamento subterrâneo, a capacidade contratada correspondeu a 99%.

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



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

O consumo acumulado de gás em Portugal, até ao final de junho de 2024, foi de 19,9 TWh (18,9 TWh, excluindo as redes abastecidas por Unidades Autónomas de Gás), menos 19,0% do que no mesmo período do ano anterior. Este decréscimo do consumo de gás destaca-se no mercado elétrico (-66,1%). A redução do consumo das centrais a gás está associada à elevada produção de energia renovável (hídrica, eólica, solar e biomassa), 82,1%, até ao final de junho de 2024.

De forma menos expressiva, o consumo de gás a partir das redes de distribuição também contribuiu para esta redução (menos 0,8%).

Durante os primeiros seis meses de 2024, a exportação de gás totalizou 4 188 GWh, correspondendo a uma redução de 5,3% 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 totalizou 1 043 GWh, representando uma redução de 41,4% face ao período homólogo anterior.

Em resultado, o saldo exportador até ao final de junho de 2024 foi de 3 144 GWh, mais 19% face a 2023.

2. TERMINAL DE GNL

O Terminal de GNL de Sines continua a ser a principal infraestrutura de entrada de gás natural no SNG. Em coerência, é elevada a contratação da capacidade de regaseificação pelos agentes de mercado e respetiva utilização dos serviços prestados por esta infraestrutura.

Atribuição de capacidade no Terminal de GNL

Os utilizadores do Terminal de GNL devem reservar capacidade nos serviços disponibilizados pelo operador desta infraestrutura. A injeção virtual de gás no Terminal a partir da rede também deve reservar capacidade. A receção de navios metaneiros e a carga de cisternas de GNL seguem apenas processos de programação, sem reserva.

As duas figuras seguintes mostram a atribuição de capacidade no Terminal de GNL, no ano-gás 2022-2023 e em parte do ano-gás 2023-2024, para a capacidade de armazenamento comercial e para a capacidade de regaseificação. A capacidade de armazenamento no Terminal de GNL é uma fonte adicional de flexibilidade para o sistema de gás, embora seja preferencialmente destinada a fornecer a flexibilidade operacional do terminal, para a receção de navios e colocação na rede (vd. Figura 2).

Figura 2 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do Terminal de GNL, por produto, em GWh/dia

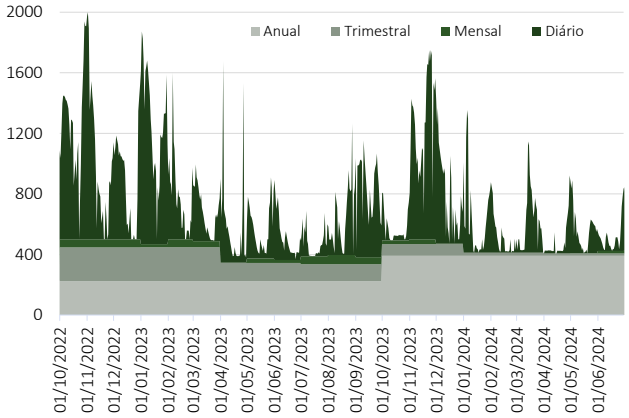
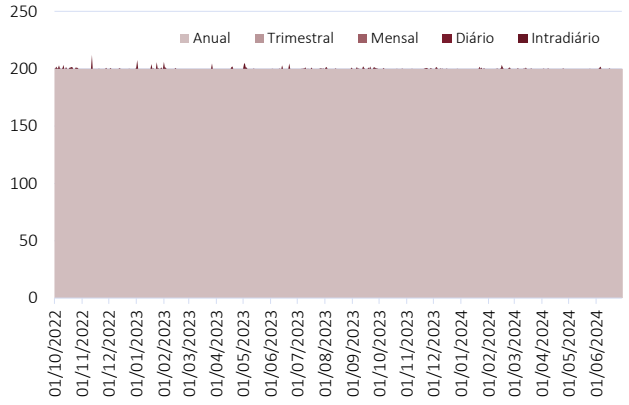


Figura 3 – Atribuição de capacidade na regaseificação do Terminal de GNL, por produto, em GWh/dia



No caso da injeção na rede de transporte de gás (regaseificação de GNL), houve congestionamento na contratação de capacidade no leilão anual para o

ano-gás 2023-2024 (vd. Figura 3). A capacidade total (200 GWh/dia) foi contratada no produto anual, com prémio de 5%. Ao contrário da tendência de congestionamento na contratação anual observada desde 2019-2020, para o ano-gás 2024-2025 a capacidade contratada no produto anual, que ocorreu em julho, foi de 176 GWh/dia. Na regaseificação, a contratação acima da capacidade comercial disponível em atribuição anual corresponde à oferta de capacidade firme suplementar, em função das condições de operação do terminal de GNL em cada momento, e à oferta de capacidade interruptível (capacidade de transporte de gás que pode ser interrompida pelo operador da RNTG, segundo as condições previstas no contrato de transporte). Esta otimização da capacidade oferecida ao mercado é especialmente importante nas atuais circunstâncias de plena contratação anual no terminal.

Balanço físico no Terminal de GNL

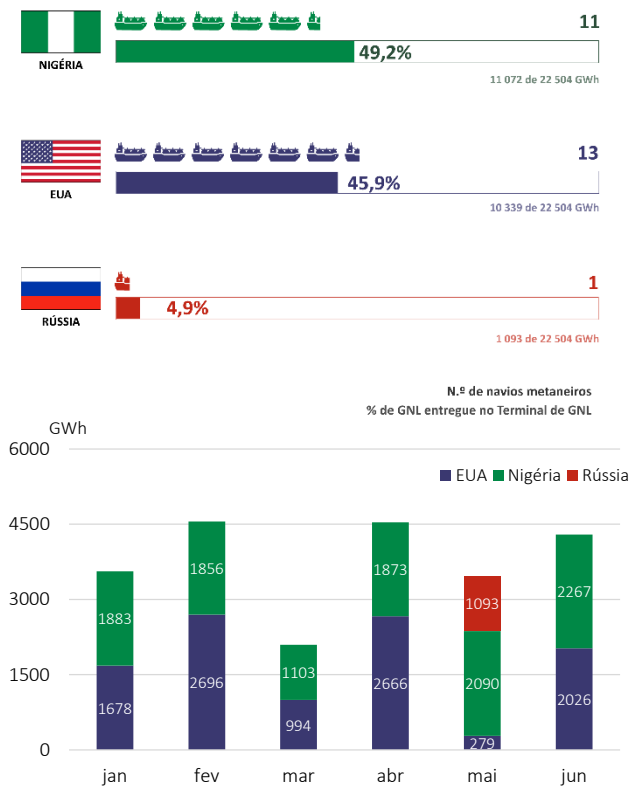
Até ao final de junho de 2024, o Terminal de GNL representou 22 TWh e 95% do gás natural importado e injetado na RNTG. Em termos homólogos, face a 2023, a injeção de gás natural na RNTG, a partir do terminal, sofreu uma redução de 14,6%, motivada pelo decréscimo de consumo de gás.

O aprovisionamento de GNL, durante os primeiros seis meses de 2024, teve três origens, designadamente os EUA (13 navios metaneiros), a Nigéria (11 navios metaneiros) e a Rússia (1 navio metaneiro). Apesar de o Terminal de GNL ter recebido maioritariamente navios metaneiros provenientes dos EUA, a Nigéria foi o maior fornecedor de GNL a Portugal, nesse período, representando 49,2% do total das importações.

Até ao final de junho de 2024, o Terminal de GNL realizou 25 operações de descarga de navios metaneiros (vd. Figura 4). A receção de GNL foi de 22,5 TWh.

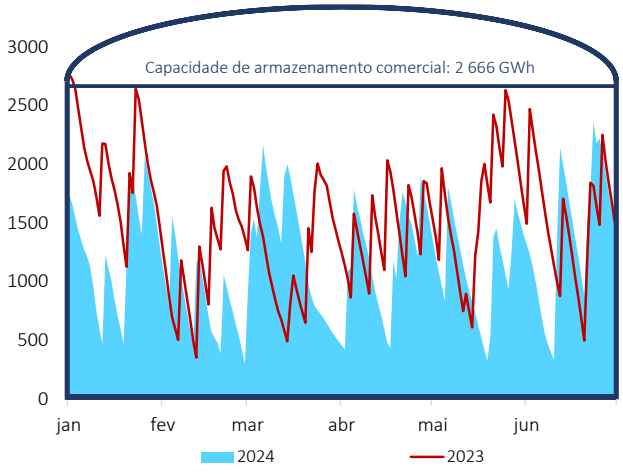
O tempo médio de descarga dos navios metaneiros foi de 20 horas e 47 minutos, representando um aumento de cerca de 6% face ao período homólogo anterior.

Figura 4 - Origem e aprovisionamento do GNL no Terminal de GNL em Sines em 2024, até junho



O Terminal de GNL de Sines possui três tanques de armazenamento com uma capacidade para fins comerciais de 2 666 GWh. Estes tanques armazenam o GNL transportado por navios metaneiros (vd. Figura 5), podendo ser posteriormente usado, quer para carregar cisternas que levam o GNL até às Unidades Autónomas de Gás, quer para injetar na RNTG após ser regaseificado.

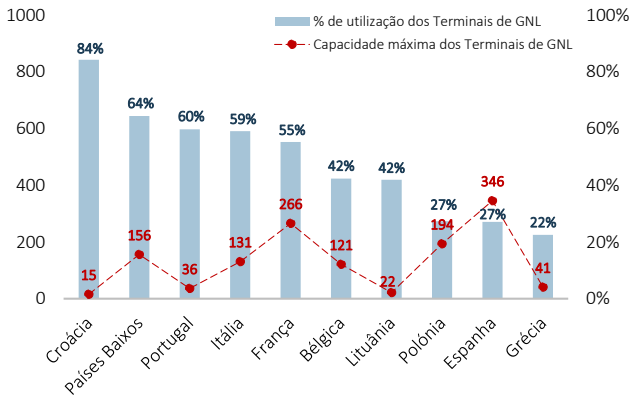
Figura 5 – Evolução do stock de GNL armazenado no Terminal de GNL de Sines, em GWh



O stock de GNL armazenado nos tanques varia naturalmente ao longo do tempo, em função das descargas de navios metaneiros e do consumo de gás.

Em 1% dos dias, a regaseificação atingiu mais de 90% da capacidade disponível para fins comerciais. A utilização máxima do processo de regaseificação ocorreu no dia 9 de janeiro de 2024, registando o valor de 193,79 GWh. A taxa de utilização da capacidade de regaseificação de GNL em Portugal (60%) foi a terceira maior da Europa até ao final de junho de 2024 (vd. Figura 6 [fonte: GIE]).

Figura 6 – Taxa de utilização (%) e capacidade de regaseificação (TWh) na Europa em 2024, até junho



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. Até ao final de junho de 2024, foram abastecidas 3 493 cisternas de GNL, correspondentes a 1 027 GWh (vd. Figura 7), representando um aumento em 13,0% no número de cisternas, face ao período homólogo anterior.

Figura 7 – Carregamentos de cisternas no Terminal de GNL em 2024, até junho

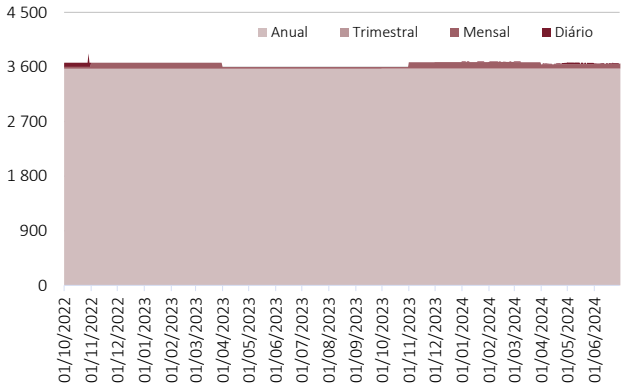
3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás desempenha um papel crucial no SNG, permitindo assegurar um abastecimento estável e ininterrupto de gás, nos curto e médio prazo a todos os consumidores. Esta infraestrutura é usada para constituição e manutenção de reservas estratégicas de segurança de gás, quer para fins operacionais quer comerciais, sendo usadas em situações de emergência.

Atribuição de capacidade no Armazenamento Subterrâneo

Nos dois primeiros trimestres de 2024, a capacidade no armazenamento subterrâneo foi contratada na totalidade pelos agentes de mercado, sendo o produto anual de capacidade predominante nesta contratação (vd. Figura 8), situação que se começou a verificar a partir do ano-gás 2021-2022. O produto anual de armazenamento subterrâneo passou a ser um produto dominante nas estratégias de contratação por ser mais barato do que os produtos de curto prazo. A contratação anual justifica-se em parte pelo preço e sobretudo pela escassez. À medida que a atribuição começou a registar congestionamentos, os agentes foram gradualmente aumentando a contratação em base anual. Realçasse que para o ano-gás 2024-2025, a atribuição anual não teve congestionamento.

Figura 8 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto, em GWh/dia



Até de junho de 2024, a atribuição da capacidade de extração de gás no armazenamento subterrâneo foi de 12,1% da capacidade disponível para fins comerciais,

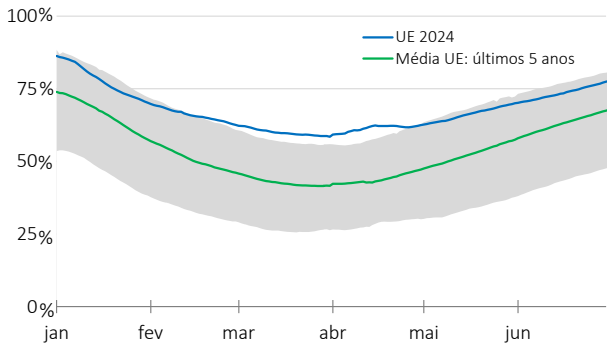
enquanto a atribuição da capacidade de injeção de gás foi de 34,2%.

Balanço físico no Armazenamento Subterrâneo

O Plano REPowerEU estabelece como meta que cada país deverá ter, no mínimo, 90% de reservas de gás em instalações subterrâneas a 1 de novembro de 2023 e nos anos seguintes.

A nível europeu, o valor do gás armazenado em cavernas atingiu 77,4%, em 30 de junho de 2024 (vd. Figura 9).

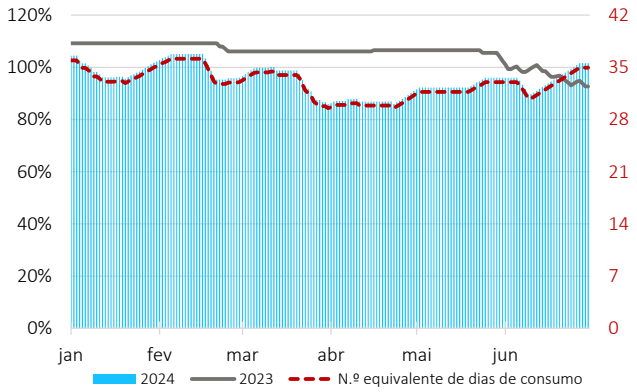
Figura 9 - *Stock* em armaz. subterrâneo na UE (%)



As capacidades de armazenamento de cinco países (Alemanha, Itália, França, Países Baixos e Áustria) representam dois terços da capacidade total da UE.

Em Portugal, o *stock* de gás armazenado em cavernas, em 31 de junho de 2024, foi de 102% da capacidade comercial firme disponível (vd. Figura 10), o que equivale a 35 dias de consumo médio nacional.

Figura 10 - Níveis de *stock* nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal, em %



4. PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO

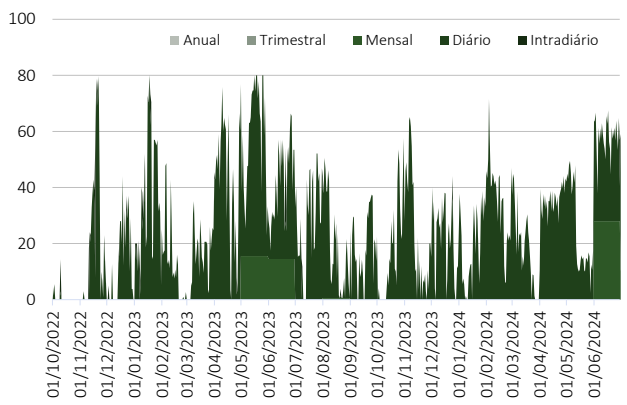
O Ponto Virtual de Interligação (VIP) Ibérico é uma infraestrutura estratégica que tem um papel crucial na integração dos sistemas de gás de Portugal e Espanha, possibilitando o intercâmbio eficiente de gás entre dois países. Desde a sua entrada em operação, o VIP Ibérico tem registado uma tendência de crescimento da utilização da capacidade de interligação no sentido exportador, contrária à tendência verificada no sentido importador.

Atribuição de capacidade no VIP Ibérico

A atribuição de capacidade no ponto de interligação virtual ocorreu em leilões eletrónicos de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados na plataforma PRISMA.

Para o período em análise, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP Ibérico excedesse a oferta, em virtude da utilização do Terminal de GNL em Sines como fonte de aprovisionamento principal do mercado português. A média da contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) foi de 39,2% da capacidade comercial disponível, representando uma redução face à capacidade contratada no primeiro semestre de 2023 (vd. Figura 11).

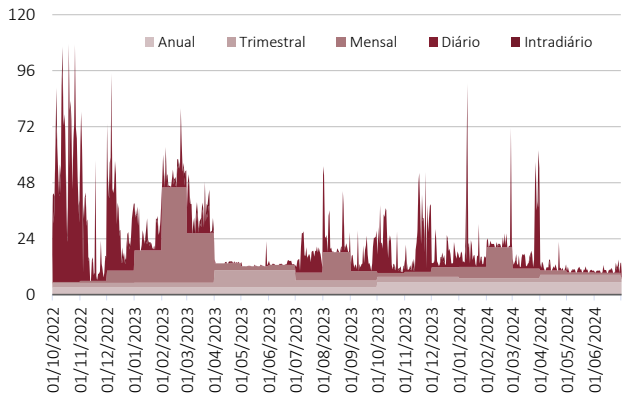
Figura 11 - Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto, em GWh/dia (exportação)



Ainda, no sentido exportador, a contratação da capacidade de interligação foi feita sobretudo em produtos de curto prazo, permitindo aos agentes otimizarem a utilização da capacidade contratada.

No sentido importador, a média da atribuição de capacidade aos agentes de mercado foi de 11,5% da capacidade disponível para fins comerciais, tendo registado-se uma diminuição significativa face a 2023 (vd. Figura 12).

Figura 12 - Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto, em GWh/dia (importação)

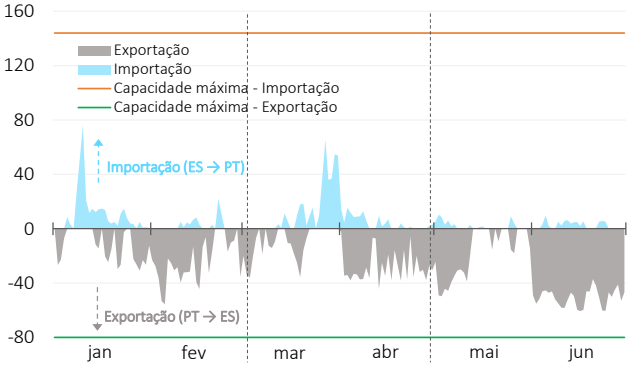


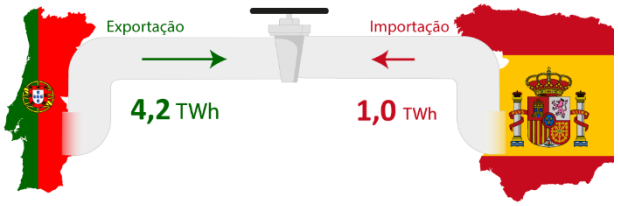
Balanço físico no VIP

Nos dois primeiros trimestres de 2024, o VIP Ibérico teve um saldo exportador de 3 144 GWh, correspondendo a 5% das injeções na RNTG a partir do terminal de GNL.

A Figura 13 apresenta a evolução anual do fluxo importador e exportador de gás no VIP Ibérico.

Figura 13 – Evolução do fluxo de gás no VIP Ibérico em 2024, em TWh





5. OUTRA INFORMAÇÃO

ERSE divulgou o Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e gás natural relativo a 2023

A ERSE divulgou o Relatório Anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural 2023, do qual constam os principais desenvolvimentos nestas áreas, incluindo os temas de concorrência, quer no mercado grossista, quer no mercado retalhista, da segurança do abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório, cujos dados estatísticos e informação incidem, essencialmente, no ano de 2023, integra ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

ERSE aprovou as tarifas e preços de gás natural

A ERSE aprovou as tarifas e preços de gás natural para o período de 1 de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025, de acordo com a publicação da Diretiva n.º 18/2024, de 16 de julho de 2024. Neste processo de aprovação estão estabelecidos os preços a aplicar na prestação de

serviços complementares pelo Terminal de GNL, nomeadamente, o enchimento, arrefecimento e trasfega de GNL entre navios.

Relativamente aos impactes para os clientes no mercado regulado, os preços de venda a clientes finais para consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3/ano, essencialmente consumidores domésticos, observarão uma subida de 6,9%, face ao ano gás 2023-2024.

Conselho Europeu aprovou o pacote relativo aos mercados do gás e do hidrogénio

O Conselho Europeu aprovou o pacote (Regulamento (UE) 2024/1789 e a Diretiva (UE) 2024/1788) que estabelece regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio.

As novas regras vêm fomentar a transição para gases renováveis, em especial o hidrogénio, para alcançar as metas de descarbonização da UE.

O pacote do gás prevê regras para o desenvolvimento do futuro mercado do hidrogénio, incluindo para as infraestruturas específicas do hidrogénio, e exige que os operadores das redes de gás e de hidrogénio elaborem um plano a 10 anos de desenvolvimento da rede da UE.

A nova regulamentação inclui ainda disposições destinadas a eliminar progressivamente o gás fóssil, com contratos de longo prazo para gás fóssil que deixarão de ser celebrados a partir de 2049. Além disso, as novas regras promovem a penetração de gases renováveis nas regiões mais emissoras de carbono. Os Estados-Membros adotarão incentivos, incluindo descontos nas tarifas de uso das redes para gás renovável e de baixo teor de carbono e o estabelecimento de um mecanismo voluntário para apoiar o mercado de hidrogénio.

DGEG lançou uma consulta pública sobre a revisão dos Regulamentos da Rede Nacional de Transporte e Distribuição de Gás

A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) colocou em consulta pública, no passado dia 28 de junho de 2024, as revisões do Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás (RRNTG) e do Regulamento da Rede Nacional Distribuição de Gás (RRNDG).

Esta revisão dos regulamentos resultou da reforma RP-C21-46, incluída no Plano de Resolução e Resiliência, que prevê a revisão do enquadramento normativo das redes nacionais de transporte e de distribuição de gás, de modo a promover a utilização de gases renováveis, e em particular o hidrogénio.

As revisões do RRNTG e do RRNDG devem assegurar o estabelecimento dos critérios técnicos e os aspetos operacionais para a produção, certificação, transporte, armazenamento, prevenção de fugas e, se for caso disso, injeção de hidrogénio renovável na rede de gás, definindo a entidade responsável pela gestão da injeção. Os referidos regulamentos devem ainda estabelecer critérios para não exceder a concentração máxima autorizada de hidrogénio na rede de gás, bem como definir os utilizadores finais do hidrogénio renovável, em consonância com a estratégia da UE para o hidrogénio, visando aplicações difíceis de descarbonizar nos setores da indústria e dos transportes.

Leilão eletrónico para a compra centralizada de biometano e hidrogénio

O Governo aprovou o Despacho n.º 5971-A/2024, de 27 de maio, que procedeu à abertura de procedimento concorrencial, sob a forma de 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.

Este despacho surge na sequência da publicação da Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro.

Ao abrigo da referida Portaria, serão leiloados:

- Biometano: 150 GWh/ano com um preço máximo de 62 €/MWh;
- Hidrogénio: 120 GWh/ano, com um preço máximo de 127 €/MWh.

Enquanto comercializador de último recurso grossista, caberá à Transgás, S.A., comprar as quantidades leiloadas através de contratação direta com os produtores. Os contratos serão válidos por um período de 10 anos a partir da data da primeira injeção na rede.

ERSE divulgou os seus boletins sobre o setor do gás relativos ao 2.º trimestre de 2024

A ERSE está comprometida em promover a literacia energética dos consumidores, procurando comunicar de forma clara e objetiva os resultados do seu trabalho e as suas decisões. Trimestralmente, a ERSE divulga na sua página na internet vários boletins temáticos relativos ao setor do gás, nomeadamente:

- Boletim sobre a utilização das infraestruturas de gás – 2.º trimestre de 2024;
- Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural – 2.º trimestre de 2024;
- Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural – maio 2024.

ACEDA A EDIÇÕES ANTERIORES DO BOLETIM

Publicação: 20 de agosto de 2024