

3.º Trimestre | 2024



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](#)

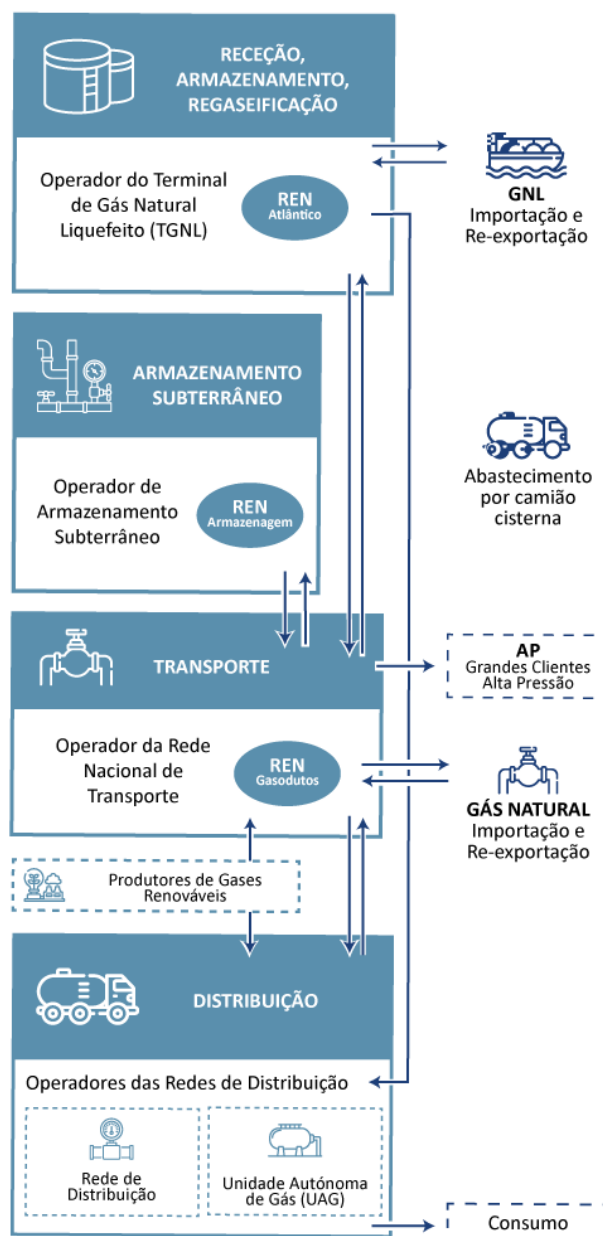
Índice

1. Acesso e utilização das infraestruturas da RNTIAT2
2. Terminal de GNL4
3. Armazenamento Subterrâneo de Gás6
4. Ponto Virtual de Interligação7
5. Outra informação.....9

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 setembro de 2024. Finalmente, é apresentada informação relativa ao setor do gás que foi publicada no terceiro trimestre.

Organização e funcionamento das infraestruturas do setor do gás



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

	Unidades: % CDFC	
	setembro 2024	setembro 2023
Ponto Virtual de Interligação		
Entrada (imp.)	9,7	16,5
Saída (exp.)	46,7	38,4
Terminal de GNL		
Regaseificação (entrada na RNTG)	100,0	100,0
Contrafluxo (saída da RNTG)	60,1	48,8
Armaz. comercial ⁽¹⁾	84,3	82,9
Armaz. Subterrâneo		
Injeção no armaz. subt.	30,0	28,1
Extração do armaz. subt.	9,0	10,0
Armaz. comercial	100,0	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.



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

	Unidades: GWh		
	setembro 2024	setembro 2023	Var. [%]
Entradas na RNTG	37 865	43 030	-12,0
Interligações (imp.)	1 043	2 155	-51,6
Campo Maior	480	1 605	-70,1
Valença	563	550	2,4
Terminal de GNL	34 678	39 395	-12,0
Armaz. Sub. (ext.)	2 144	1 480	44,9
Saídas da RNTG	37 794	43 016	-12,1
Interligações (exp.)	7 975	5 425	47,0
Campo Maior	7 958	5 208	52,8
Valença	17	217	-92,2
Armaz. Sub. (inj.)	2 075	1 064	95,0
Saídas Consumo	27 744	36 527	-24,0
Rede Distrib.	15 445	15 610	-1,1
C. Elétricas	4 281	13 448	-68,2
Industriais AP	8 018	7 469	7,4
Saldo importador da interligação	-6 932	-3 270	>100
Saldo extração AS	69	416	-83,4
Nível de stock Armaz. Sub ⁽²⁾	3 705 (>100%)	3 514 (92,7%)	5,4

(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

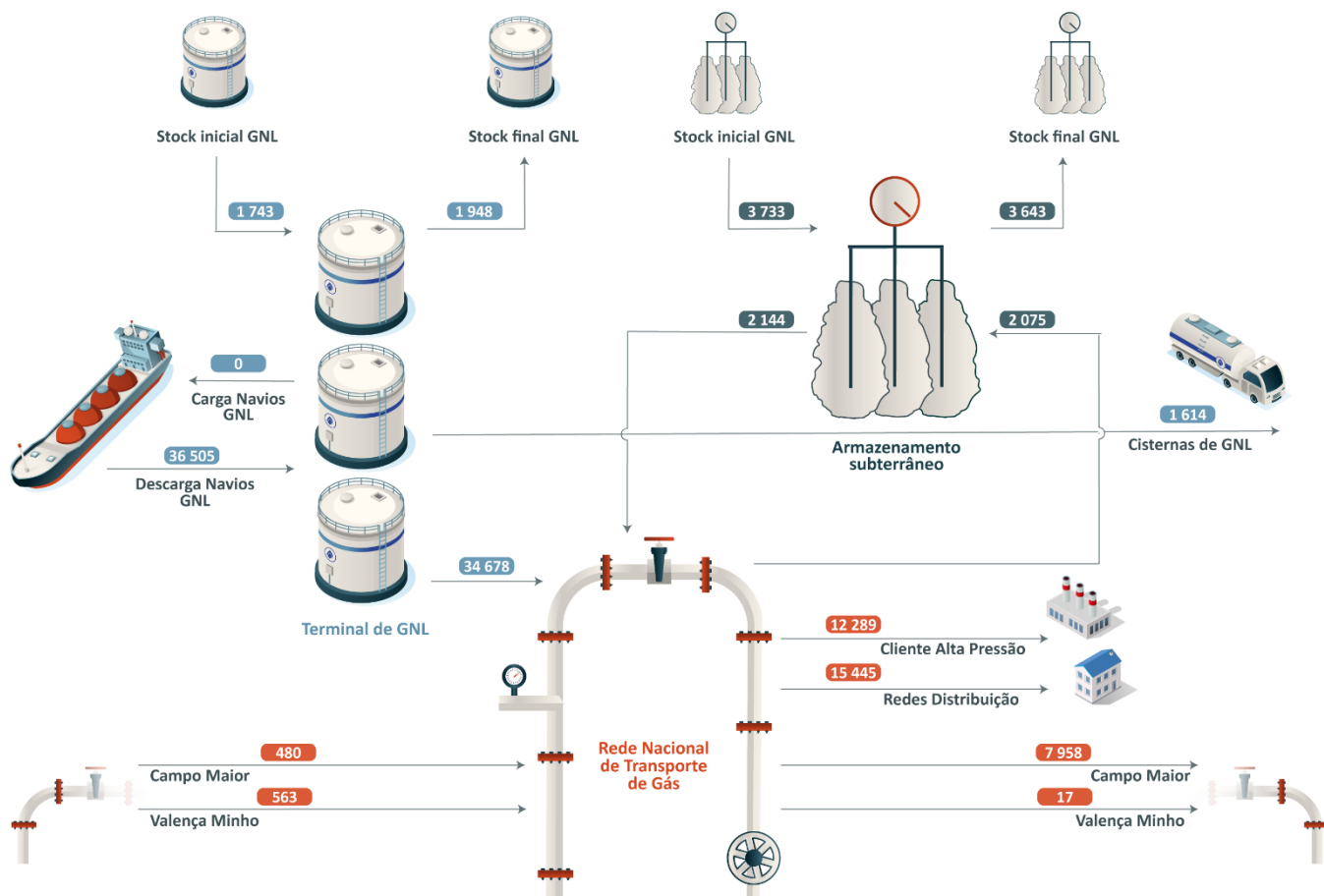
processo de atribuição de capacidade é implementado pelo operador da RNTG, enquanto Gestor Técnico Global. Quando as solicitações excedem a capacidade disponível, são organizados leilões eletrónicos, com prémios de preço da capacidade crescentes.

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 setembro 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 9,7% da capacidade disponível.

A capacidade de regaseificação no Terminal de GNL foi totalmente contratada até ao final de setembro de 2024, tal como aconteceu no período homólogo anterior. No armazenamento subterrâneo, a capacidade contratada correspondeu a 100,0%.

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



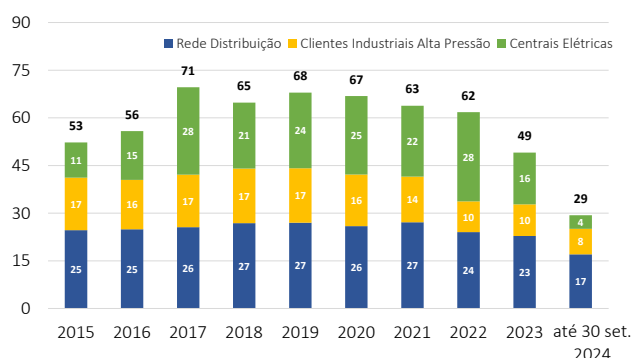
Nota: No balanço apresentado não foram consideradas as perdas e autoconsumos e a variação de linepack.

O consumo acumulado de gás em Portugal, até ao final de setembro de 2024, foi de 29,4 TWh (27,7 TWh, excluindo o abastecimento a Unidades Autónomas de Gás), menos 21,8% do que no mesmo período de 2023. Este decréscimo do consumo de gás deveu-se ao segmento de produção de eletricidade que registou uma diminuição de 68,2%. A redução do consumo das centrais a gás está associada à elevada penetração de fontes renováveis para produção de eletricidade, acima dos 82% nos primeiros nove meses de 2024.

De forma menos expressiva, o consumo de gás a partir das redes de distribuição também contribuiu para esta redução, diminuindo 1,1%. No caso do consumo industrial (em alta pressão), o valor foi de 8,0 TWh até ao final de setembro de 2024, correspondendo a um aumento de 7,4% face ao período homólogo de 2023.

A Figura 2 mostra que o consumo de gás tem vindo a decrescer de modo consistente desde 2019.

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



Durante os primeiros nove meses de 2024, a exportação de gás totalizou 7 975 GWh, correspondendo a um aumento de 47,0% 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 51,6% face ao período homólogo anterior.

Em resultado, o saldo exportador até ao final de setembro de 2024 foi de 6 932 GWh.

2. TERMINAL DE GNL

O Terminal de GNL de Sines tem sido 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 contratação de capacidade no Terminal de GNL, no ano-gás 2022-2023 e no 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 3). No ano-gás 2023-2024 verificou-se que o produto anual de armazenamento comercial passou a ser mais expressivo nas estratégias de contratação.

Figura 3 – Contratação de capacidade no armazenamento comercial do Terminal de GNL, por produto, em GWh/dia

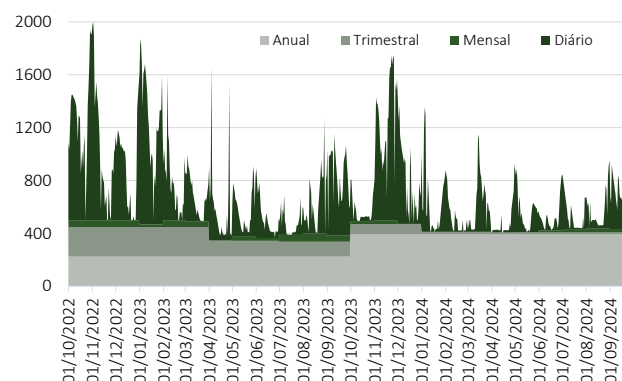
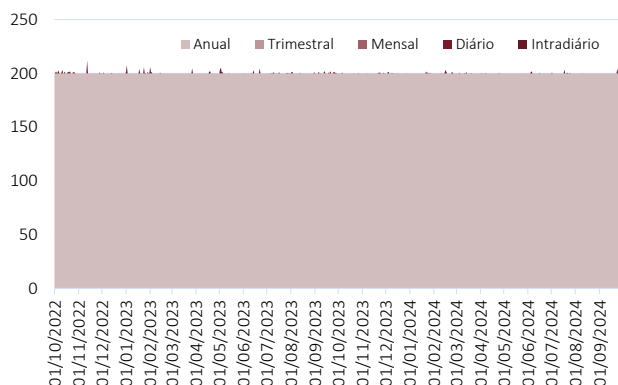


Figura 4 – Contratação de capacidade na regaseificação do Terminal de GNL, por produto, em GWh/dia



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, originando um prémio de 0,018 €/MWh/dia (i.e., 17,3% da tarifa base). A capacidade total (200 GWh/dia) foi contratada no produto anual (vd. Figura 4). Por sua vez, no leilão anual para o ano-gás 2024-2025, que ocorreu em julho de 2024, não houve congestionamento na contratação de capacidade, tendo sido contratada 176 GWh/dia, ao contrário do que aconteceu nos últimos cinco anos.

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). Realça-se, para o ano-gás 2023-2024, foi ainda contratada capacidade no leilão intradiário (0,10 GWh/dia).

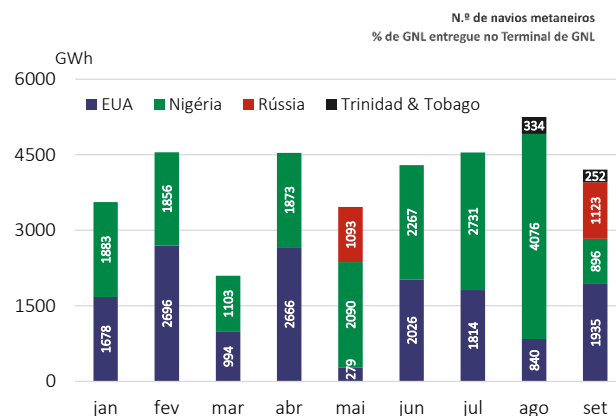
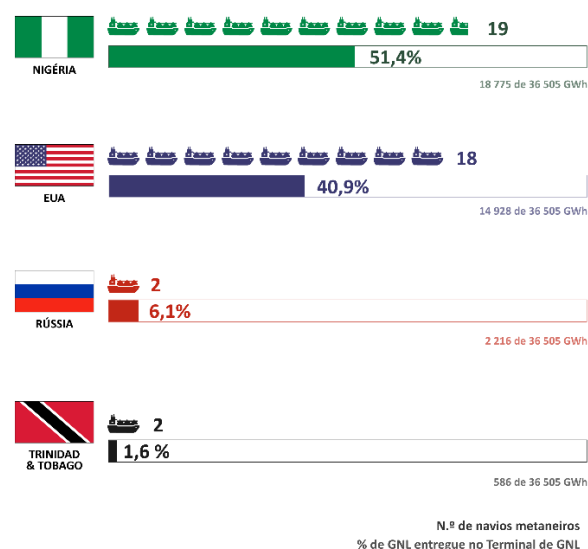
Balanço físico no Terminal de GNL

Até ao final de setembro de 2024, o Terminal de GNL representou 97% do gás natural importado e injetado na RNTG (35 TWh). Em termos homólogos, face a 2023, a injeção de gás na RNTG a partir do terminal diminuiu 12,0%, devido ao decréscimo de consumo de gás e parcialmente mitigada pelo acréscimo de exportações.

O aprovisionamento de GNL, durante os primeiros nove meses de 2024, teve quatro origens, designadamente a Nigéria (19 navios metaneiros), os EUA (18), a Rússia (2) e Trinidad & Tobago (2). Até ao final de setembro de 2024, o Terminal de GNL realizou 41 operações de descarga de navios metaneiros (vd. Figura 5). A receção de GNL foi de 36,5 TWh.

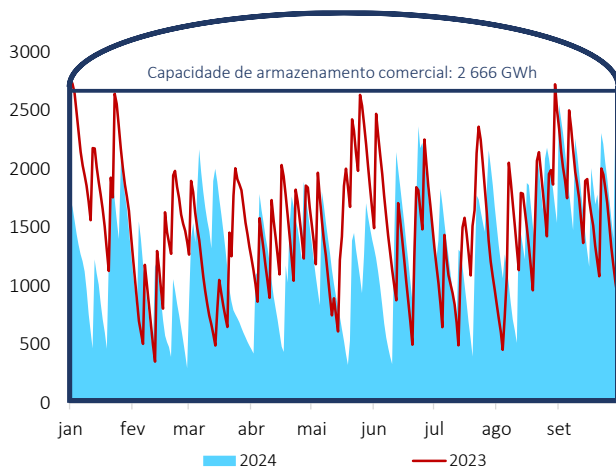
O tempo médio de descarga dos navios metaneiros foi de 20 horas e 21 minutos, representando um aumento de cerca de 1,1% face ao período homólogo anterior.

Figura 5 - Origem e aprovisionamento do GNL no Terminal de GNL em Sines em 2024, até setembro



O Terminal de GNL de Sines possui três tanques de armazenamento com uma capacidade total para fins comerciais de 2 666 GWh. Estes tanques armazenam o GNL transportado por navios metaneiros (vd. Figura 6), 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.

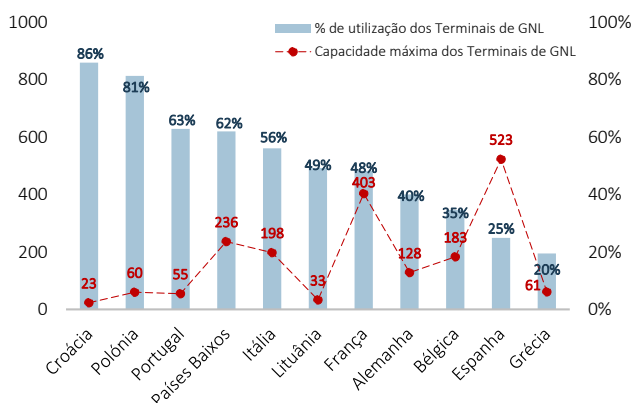
Figura 6 – Evolução do stock de GNL armazenado no Terminal de GNL de Sines, em GWh



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 (63%) foi a terceira maior da Europa até ao final de setembro (vd. Figura 7 [fonte: GIE]).

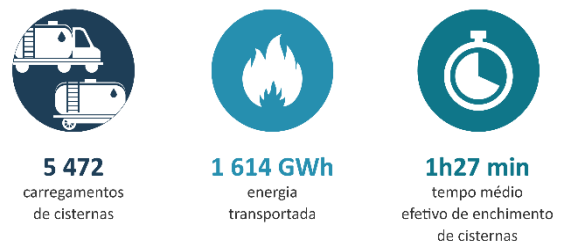
Figura 7 – Taxa de utilização (%) e capacidade de regaseificação (TWh) na Europa em 2024, até setembro



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 setembro de 2024, foram abastecidas 5 472 cisternas de GNL, correspondentes a 1 614 GWh (vd. Figura 8), representando um aumento em 8,1% no número de cisternas, face ao período homólogo anterior.

Figura 8 – Carregamentos de cisternas no Terminal de GNL em 2024, até setembro



3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

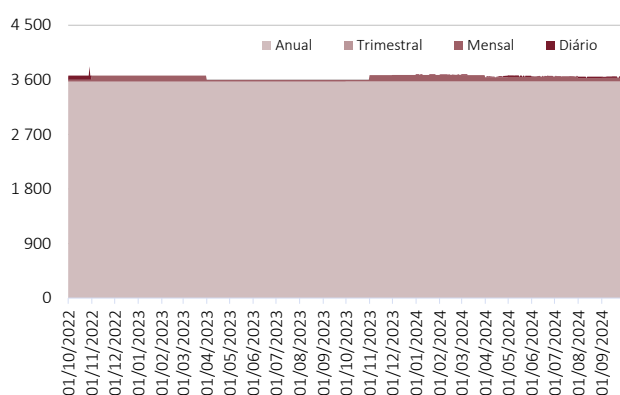
A infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás desempenha um papel crucial no SNG, permitindo assegurar um abastecimento estável e ininterrupto de gás, nos curto e médio prazo a todos os consumidores. Esta infraestrutura é usada para constituição e manutenção de reservas estratégicas de segurança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

Atribuição de capacidade no Armazenamento Subterrâneo

Nos três 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 9), 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. No ano-gás 2023-2024, o congestionamento na contratação anual originou um prémio de 0,027 €/MWh/dia (i.e., 185,72% da tarifa base). Realça-se que, para o ano-gás 2024-2025, não houve congestionamento nos processos de solicitação anual e trimestral realizados em julho e agosto.

Figura 9 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto, em GWh/dia

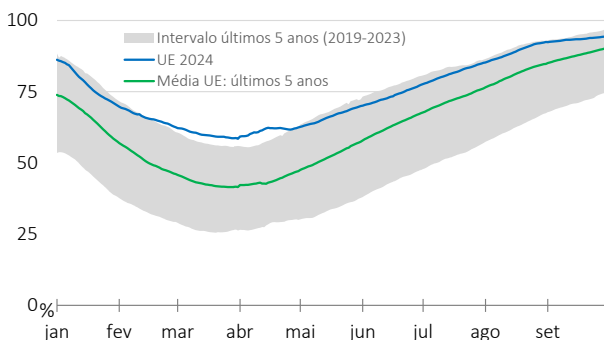


Até setembro de 2024, a atribuição da capacidade de extração de gás no armazenamento subterrâneo foi de 9,0% da capacidade disponível para fins comerciais e a atribuição da capacidade de injeção de gás foi de 30,0%. Note-se que a capacidade técnica de extração é muito superior à capacidade de injeção.

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 em cada 1 de novembro.

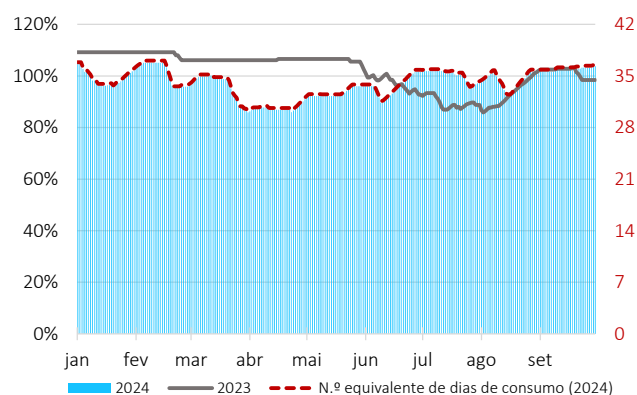
Figura 10 - Stock em armaz. subterrâneo na UE (%)



A nível europeu, o valor do gás armazenado em cavernas foi 94,4%, em 30 de setembro de 2024 (vd. Figura 10).

Em Portugal, o *stock* de gás armazenado em cavernas, em 30 de setembro de 2024, foi de 103% da capacidade comercial firme disponível (vd. Figura 11), o que equivale a 37 dias de consumo médio nacional.

Figura 11 - Níveis de stock nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal, em %



4. PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO

O Ponto Virtual de Interligação (VIP) Ibérico tem um papel crucial na integração dos sistemas de gás de Portugal e Espanha, possibilitando o intercâmbio eficiente de gás entre dois países. Desde 2021, 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.

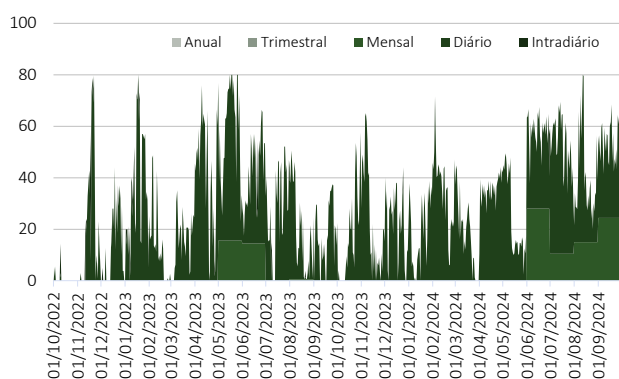
Atribuição de capacidade no VIP Ibérico

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

No período em análise, registou-se um dia (12 de agosto) em que a procura por capacidade (exportação) excedeu a oferta, provocando um prémio de congestionamento no leilão diário de 0,025 €/MWh/dia.

A média da contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) foi de 46,7% da capacidade comercial disponível, representando um aumento face à capacidade contratada nos primeiros nove meses de 2023 (vd. Figura 12).

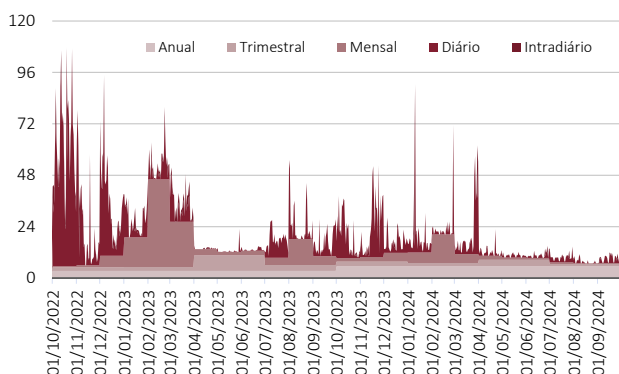
Figura 12 - Contratação de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto, em GWh/dia (exportação)



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

No sentido importador, a média da contratação de capacidade dos agentes de mercado foi de 9,7% da capacidade disponível para fins comerciais, tendo-se registado uma diminuição significativa face a 2023 (vd. Figura 13).

Figura 13 - Contratação de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto, em GWh/dia (importação)

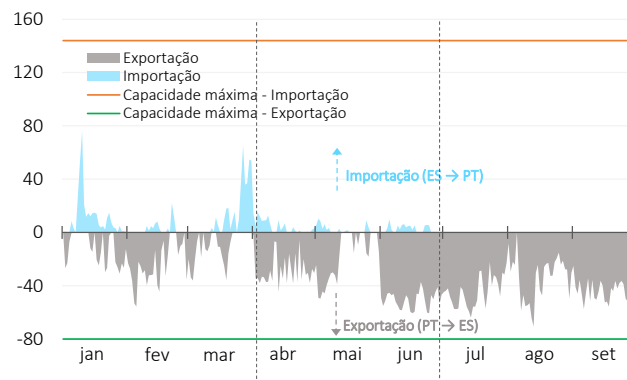


Balanço físico no VIP

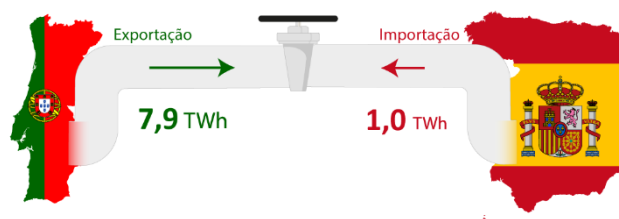
Nos três primeiros trimestres de 2024, o VIP Ibérico teve um saldo exportador de 6 932 GWh, correspondendo a 19% das injeções na RNTG a partir do terminal de GNL.

A Figura 14 apresenta a evolução anual do fluxo importador e exportador de gás no VIP Ibérico.

Figura 14 – Evolução do fluxo diário de gás no VIP Ibérico em 2024, em GWh



Até ao final de setembro de 2024, o volume exportado de gás a partir de Portugal totalizou 7 975 GWh, o que corresponde a um aumento de 47,0% face ao mesmo período do ano anterior.

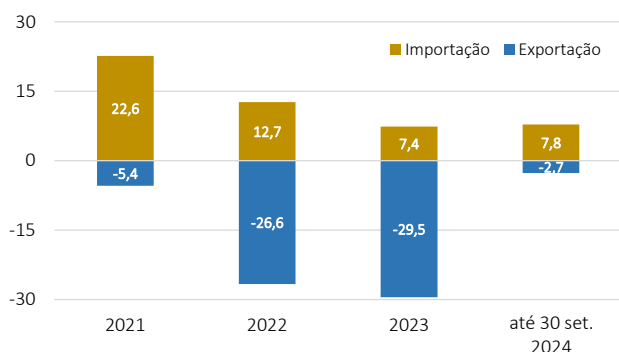


O mercado de gás natural em Portugal tem se destacado no contexto Ibérico, impulsionado pelo crescimento das exportações no VIP Ibérico.

Em Espanha, verificou-se uma alteração na dinâmica das importações de gás natural. Até ao final de setembro de 2024, o país aumentou não só as suas importações no VIP Ibérico, mas também no VIP Pirenéus.

A Figura 15 apresenta a evolução anual do fluxo importador e exportador de gás no VIP Pirenéus.

Figura 15 – Fluxo de gás no VIP Pirenéus, em TWh



5. OUTRA INFORMAÇÃO

ERSE divulgou o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do setor do gás relativo a 2023

A ERSE divulgou o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do setor do gás relativo a 2023, que faz a caracterização e a avaliação global da qualidade de serviço do setor, tendo concluído que houve um bom desempenho das empresas no cumprimento dos indicadores de qualidade de serviço técnica.



Em 2023, não se registaram interrupções na rede de transporte de gás, tal como verificado no ano anterior. Nas redes de distribuição, verificou-se um aumento em cerca de 34% do número de clientes interrompidos face a 2022.

Com o objetivo de incentivar o conhecimento e a participação ativa da sociedade na regulação do setor energético e alargar o acesso à informação produzida pela ERSE, foi publicada, conjuntamente com o relatório, uma brochura [ERSExplica](#) – que sintetiza alguns dos principais indicadores da qualidade de serviço técnica, bem como um [Dashboard](#).

ERSE divulgou o Relatório da Qualidade de Serviço Comercial relativo a 2023

A ERSE divulgou o Relatório da Qualidade de Serviço Comercial relativo a 2023 que apresenta o desempenho dos operadores de rede de distribuição e dos comercializadores nos serviços prestados aos clientes, e reporta a fiscalização do cumprimento do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).



No atendimento presencial regista-se globalmente um bom desempenho. A grande maioria dos atendimentos nos centros monitorizados tem um tempo de espera até 20 minutos. Quanto ao atendimento telefónico comercial, o desempenho das empresas melhorou em 2023, mas persistem alguns incumprimentos do padrão previsto no RQS.

ERSE emitiu parecer sobre investimentos nas redes de distribuição de gás para 2025 a 2029 (PDIRD-G 2024)

No âmbito da Consulta Pública n.º [121](#), a ERSE emitiu parecer sobre as propostas de planos de desenvolvimento e investimento nas redes de distribuição de gás natural, para o período de 2025-2029 (PDIRD-G 2024), num total de 382,1 milhões de euros para efeitos tarifários, apresentadas pelo conjunto de 11 operadores das redes de distribuição de gás (ORD).



As propostas de PDIRD-G 2024 são baseadas, essencialmente, no desenvolvimento e expansão das redes de distribuição de gás para abranger, sobretudo, novos pontos de abastecimento domésticos ou pequenos serviços e empresas.

A aprovação dos PDIRD-G 2024 é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, após discussão na Assembleia da República

ACER publicou o Relatório de Monitorização do Mercado do Gás relativo ao 3.º trimestre de 2024

A ACER publicou o Relatório de Monitorização do Mercado do Gás relativo ao 3.º trimestre de 2024, destacando os seguintes aspetos:

- a importação de GNL reduziu 23% em comparação com o terceiro trimestre de 2023;
- os EUA são o principal fornecedor de GNL da UE, representando 45 %;



- o aumento das fontes de energia renováveis permitiu economizar 25 TWh de gás na UE em comparação com o terceiro trimestre de 2023.

ERSE divulgou os seus boletins sobre o setor do gás relativos ao 3.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 – 3.º trimestre de 2024;
- [Boletim ACE - Apoio ao Consumidor de Energia](#) – 3.º trimestre de 2024;
- [Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural](#) – julho 2024 e agosto 2024;
- [Boletim Comparação de Preços de Gás Natural](#) – Eurostat relativo ao 1.º semestre de 2024.

ACEDA A EDIÇÕES ANTERIORES DO BOLETIM



Publicação: 21 de novembro de 2024