

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2025-2026

Junho 2025

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO.....	1
1	INTRODUÇÃO	5
2	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2025-2026	7
2.1	Balanço de energia na perspectiva física para o ano gás 2025-2026.....	7
2.2	Balanço de energia na perspectiva comercial para o ano gás 2025-2026	10
2.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNG.....	12
2.4	Evolução do consumo nacional de gás.....	13
2.5	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG	15
2.5.1	Aprovisionamento de Gás.....	15
2.5.2	Centros Eletroprodutores – CEP	16
2.5.3	Clientes AP (Clientes Industriais e UAG Propriedade de clientes)	22
2.5.4	Clientes nas Redes de Distribuição	24
2.5.5	Armazenamento Subterrâneo	27
2.5.6	Exportação.....	27
2.5.7	Estrutura de mercado.....	29
2.5.8	Utilização de perfis de consumo nacionais.....	31
2.5.9	Perdas e autoconsumos nas redes	32
3	CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT	33
3.1	Terminal de GNL	33
3.2	Armazenamento Subterrâneo	38
3.3	Armazenamento Nacional de Gás	38
3.4	Rede Nacional de Transporte.....	39
4	CARACTERIZAÇÃO DE PROCURA PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2025 E 2026	55
4.1	Desvios da procura	55
4.2	Previsões da procura	57
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DA RNTIAT	67
5.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	67
5.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	70
5.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	72
5.4	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	73
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	83

6.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	83
6.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	83
6.3	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	84
7	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO	85
7.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	85
7.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas	85
7.3	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas	86
8	PROCURA CONSIDERADA NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDES PARA A APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES	87
8.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	87
8.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	87
8.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m ³ /ano.....	99
8.4	Tarifa Social de Acesso às redes	100
9	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS CURR PARA CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS INFERIORES OU IGUAIS 10 000 M³	103
10	PROCURA CONSIDERADA NAS TVCF DOS CURR, PARA CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES OU IGUAIS 10 000 M³, NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO	105
11	PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO.....	107
12	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	109
12.1	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	109
12.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	110
12.3	Análise da ERSE às propostas.....	110
12.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestrutura do SNG para o ano gás 2025-2026.....	115

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2025-2026	12
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil	13
Figura 2-3 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil	14
Figura 2-4 - Evolução do aprovisionamento de gás, via Terminal de GNL	16
Figura 2-5 - Evolução da produção de energia elétrica, discriminada por tecnologia, e consumo de energia elétrica	17
Figura 2-6 - Evolução do índice de produtividade hidroelétrica, solar e eólica e do peso da produção dos CEP na produção total de energia elétrica em Portugal.....	18
Figura 2-7 - Evolução da potência média horária de 2021 a 2024.....	19
Figura 2-8 - Evolução do consumo de gás natural dos CEP, discriminado por centro eletroprodutor ...	20
Figura 2-9 - Previsão da ERSE e do ORT para os consumos de gás natural dos CEP, para o ano gás 2025-2026.....	22
Figura 2-10 - Evolução do consumo de gás natural dos clientes em AP	23
Figura 2-11 - Previsão das UAG propriedade de clientes.....	24
Figura 2-12 - Evolução dos consumos dos ORD, em ano civil	25
Figura 2-13 - Previsão do consumo e dos pontos de entrega da Sonorgás	27
Figura 2-14 - Evolução da exportação de gás VIP para Espanha	28
Figura 2-15 - Quantidades definidas para os comercializadores	31
Figura 3-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2021 a 2024	34
Figura 3-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2021 a 2024	34
Figura 3-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2021 a 2024	35
Figura 3-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2021 a 2024.....	36
Figura 3-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para cisterna, de 2021 a 2024	37
Figura 3-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para cisterna, de 2021 a 2024	37
Figura 3-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2021 a 2024.....	38
Figura 3-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2021 a 2024.....	39
Figura 3-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2024.....	40
Figura 3-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2024.....	41
Figura 3-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2021 a 2024.....	42
Figura 3-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2021 a 2024	42
Figura 3-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2021 a 2024.....	43
Figura 3-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2021 a 2024	44
Figura 3-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2021 a 2024.....	45
Figura 3-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2021 a 2024	45

Figura 3-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2021 a 2024	46
Figura 3-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2021 a 2024	46
Figura 3-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2021 a 2024	47
Figura 3-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2021 a 2024.....	48
Figura 3-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2021 a 2024	49
Figura 3-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2021 a 2024.....	49
Figura 3-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2021 a 2024	50
Figura 3-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2021 a 2024	50
Figura 3-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2021 a 2024	51
Figura 3-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2021 a 2024.....	52
Figura 3-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2024, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	53
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)	59
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos).....	59
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTG - soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)	60
Figura 4-4 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos.....	62
Figura 4-5- Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos	63
Figura 4-6- Energia vendida pelos CURr ocorrida e prevista para definição de proveitos permitidos....	65
Figura 4-7- Número de clientes do CURr ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos.....	65
Figura 5-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL	67
Figura 5-2 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL	68
Figura 5-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo	71
Figura 5-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico	74
Figura 5-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL	75
Figura 5-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo	76

Figura 5-7 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico ...	78
Figura 5-8 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo	79
Figura 12-1 - Perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na RNTG e o seu peso relativo, para cada ano gás	111
Figura 12-2 - Quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG	111
Figura 12-3 - Perdas totais resultantes das purgas e fugas no terminal de GNL e o seu peso relativo, para cada ano gás	112
Figura 12-4 - Quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de GNL.....	113
Figura 12-5 - Perdas totais resultantes de autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo e o seu peso relativo, para cada ano gás.....	114

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2025-2026	8
Quadro 2-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2025-2026	9
Quadro 2-3 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2025-2026.....	9
Quadro 2-4 - Balanço comercial de energia no SNG para o ano gás 2025-2026	10
Quadro 2-5 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2025-2026.....	11
Quadro 2-6 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2025-2026	11
Quadro 2-7 - Previsões para o número de pontos de abastecimento e consumo da REN Portgás	26
Quadro 2-8 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2025-2026	31
Quadro 4-1 - Balanço de gás na rede de transporte.....	56
Quadro 4-2 - Balanço de gás na rede de distribuição	57
Quadro 4-3 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos	61
Quadro 4-4 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos.....	62
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos.....	64
Quadro 4-6 - Número de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos.....	64
Quadro 5-1 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	70
Quadro 5-2 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	72
Quadro 5-3 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema	72

Quadro 5-4 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema	72
Quadro 5-5 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	77
Quadro 5-6 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas da RNTIAT)	80
Quadro 5-7 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes e ORD)	80
Quadro 5-8 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída, para instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).....	81
Quadro 6-1 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição.....	83
Quadro 6-2 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	83
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição	84
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	84
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	84
Quadro 7-1 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas	85
Quadro 7-2 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Energia dos CUR retalhistas.....	85
Quadro 7-3 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas	86
Quadro 8-1 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026.....	87
Quadro 8-2 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Beiragás	88
Quadro 8-3 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Beiragás	88
Quadro 8-4 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Dianagás	89
Quadro 8-5 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Dianagás	89
Quadro 8-6 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Duriensegás	90
Quadro 8-7 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Duriensegás	90
Quadro 8-8 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Lisboagás	91

Quadro 8-9 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Lisboa	91
Quadro 8-10 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Lusitaniagás	92
Quadro 8-11 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Lusitaniagás	92
Quadro 8-12 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Medigás	93
Quadro 8-13 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Medigás	93
Quadro 8-14 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Paxgás	94
Quadro 8-15 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Paxgás	94
Quadro 8-16 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - REN Portgás	95
Quadro 8-17 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP - REN Portgás	95
Quadro 8-18 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Setgás	96
Quadro 8-19 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Setgás	96
Quadro 8-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Sonorgás	97
Quadro 8-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Sonorgás	97
Quadro 8-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Tagusgás	98
Quadro 8-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Tagusgás	98
Quadro 8-24 - Resumo das quantidades para o ano gás 2025-2026 das tarifas de Acesso às Redes em BP<.....	99
Quadro 8-25 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2025-2026 para as tarifas de Acesso às Redes em BP<.....	100
Quadro 8-26 - Resumo das quantidades para o ano gás 2025-2026 da tarifa social de Acesso às redes BP<.....	101
Quadro 8-27 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2025-2026 para as tarifas Sociais de Acesso redes em BP<.....	101
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades para o ano gás 2025-2026 das tarifas Transitórias em BP<....	103
Quadro 9-2 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2025-2026 para as tarifas Transitórias em BP<.....	104

Quadro 10-1 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo em BP>.....	105
Quadro 11-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2025-2026	107
Quadro 12-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos	110
Quadro 12-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG, para o ano gás 2025-2026	116

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

A previsão da procura de gás condiciona os preços das várias tarifas reguladas e dos proveitos permitidos para as empresas. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determine a utilização esperada para o ano gás das diversas infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (SNG), bem como as quantidades previstas para cada variável de faturação.

No presente documento apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na previsão do nível de consumo de gás para 2025 e 2026, assim como as quantidades previstas para o ano gás 2025-2026 (1 de outubro de 2025 a 30 de setembro de 2026). Em seguida, sumarizam-se os diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2025-2026.

APROVISIONAMENTO DE GÁS

Para o ano gás 2025-2026 e com base nas previsões da REN Gasodutos, S.A. (doravante REN Gasodutos), assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de gás natural liquefeito (GNL) e das interligações, de 97% e 3%, respetivamente, mantendo-se a estrutura prevista nas tarifas do ano gás 2024-2025.

CENTROS ELETROPRODUTORES

O consumo de gás natural dos Centros Eletroprodutores (CEP) em Portugal, no ano gás 2025-2026, será afetado por uma alteração estrutural no parque eletroprodutor, uma vez que a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (Turbogás) terminou o Contrato de Aquisição de Energia (CAE) no primeiro trimestre de 2024. Trata-se de um facto relevante, uma vez que a esta central estava associado o Acordo de Gestão de Consumo (AGC), que impunha um consumo mínimo anual de gás em regime de *take-or-pay*. Posteriormente, esta central ficou adstrita à salvaguarda de segurança de abastecimento, nos termos definidos pelo Governo Português, até 31 de março de 2026.

Neste sentido, a ERSE considera como principal pressuposto, na sua previsão de consumo de gás natural para os CEP, que as restantes centrais de ciclo combinado a gás natural nacionais irão funcionar com a sua utilização média verificada, no ano de 2023, e que a Turbogás terá o seu consumo condicionado pelo regime de salvaguarda de segurança de abastecimento.

A previsão da ERSE para o consumo de gás natural dos CEP no ano gás 2025-2026 é de 8,9 TWh, 31,0% superior ao valor previsto pela REN Gasodutos (6,8 TWh). Em relação ao valor considerado nas tarifas do ano gás 2024-2025 (19,5 TWh), o valor previsto pela ERSE para o ano gás 2025-2026 representa uma redução, de -54,7%.

CLIENTES EM ALTA PRESSÃO E UAG PROPRIEDADE DE CLIENTES

No segmento dos grandes consumidores abastecidos pela rede de transporte em alta pressão e nas unidades autónomas de gás (UAG) propriedade de clientes, a ERSE optou por assumir os consumos indicados pela REN Gasodutos para a globalidade dos grandes clientes e das UAG propriedade de clientes, considerando-se que o consumo de gás terá um acréscimo de +0,3% face ao ano gás 2024-2025.

Como tal, para o ano gás 2025-2026, prevê-se um consumo de 10,2 TWh para os grandes clientes em AP e de 1,0 TWh para UAG propriedade de clientes, perfazendo 11,2 TWh.

CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para o ano gás 2025-2026 a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de pontos de abastecimento previstos pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD), para o agregado de clientes ligados em Média Pressão (MP) e Baixa Pressão (BP), exceto na REN Portgás Distribuição, S.A. (doravante REN Portgás) e na Sonorgás - Sociedade de gás do Norte, S.A. (doravante Sonorgás), onde foram revistas em baixa as previsões das empresas.

Da análise à informação enviada pela REN Portgás, verificou-se que a empresa prevê uma recuperação do nível de consumo para o nível dos anos anteriores, considerando-se esta previsão demasiado otimista, pelo que a ERSE reviu estes valores em baixa. Para a Sonorgás, e face aos dados mais recentes à disposição da ERSE relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos polos atribuídos a esta empresa, considerou-se que o desenvolvimento deverá ser mais lento do que o previsto pela empresa. Estas revisões encontram-se em maior detalhe no subcapítulo 2.5.4.

Para o ano gás 2025-2026, o valor previsto pela ERSE é de 21,4 TWh, um decréscimo de -2,4% em relação ao previsto para tarifas do ano gás 2024-2025 (21,9 TWh).

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Consideram-se as previsões da REN Armazenagem, S.A. (doravante REN Armazenagem), para o ano gás 2025-2026, para as injeções e para as extrações do armazenamento subterrâneo.

A previsão da energia média diária armazenada para o ano gás 2025-2026 tem como base a energia média armazenada real do ano 2024.

Considera-se que, no ano gás 2025-2026, estão em operação as seis cavernas existentes.

EXPORTAÇÃO

Considera-se, para o ano gás 2025-2026, as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico previstas pela REN Gasodutos para o mesmo período, 6 458 GWh, em linha com o valor estimado pela empresa para 2024-2025 (6 441 GWh).

Para o ano gás 2025-2026, o valor adotado pela ERSE representa um acréscimo de +91,7% em relação ao previsto em tarifas no ano gás 2024-2025 (3 369 GWh).

Adicionalmente, assume-se a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (trasfega ou *transshipment*).

ESTRUTURA DE MERCADO

No quadro atual, apenas os clientes em BP com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<) se encontram num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. De acordo com o estabelecido na recente [Portaria n.º 121-B/2025/1](#), de 20 de março, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP< vigoram até 31 de dezembro de 2027.

Os fornecimentos em Alta Pressão (AP), Média Pressão (MP) e Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ (BP>) que ainda permaneçam no CURr são fornecidos no âmbito do fornecimento supletivo. Para os níveis de pressão MP e BP>, a determinação da quota de mercado entre os fornecimentos pelos CURr e os fornecimentos em mercado teve como base a informação real e previsional enviada pelas empresas.

Para o nível de pressão BP<, a determinação das quotas de mercado teve como ponto de partida a informação real mais recente sobre o número de clientes de cada CURr, a dezembro de 2024, o que permitiu determinar as quotas de mercado em número de clientes, no 4.º trimestre de 2024. A partir do 1.º trimestre de 2025, determinou-se o número de clientes tendo como base o valor real de janeiro de 2025 e as taxas de crescimento previstas para o número de clientes para cada trimestre. Para prever a energia, manteve-se o consumo médio por cliente implícito nas previsões iniciais das empresas, enviadas no âmbito tarifário.

Preveem-se as seguintes quotas do mercado livre, para o ano gás 2025-2026:

- 100% para clientes ligados em MP, em energia e em número de clientes.
- 96,5% (energia) e 91,6% (número de clientes) para clientes ligados em BP>.
- 65,3% (energia) e 72,2% (número de clientes) para os clientes em BP<.

1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás condiciona os preços das várias tarifas reguladas e dos proveitos permitidos para as empresas. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determine a utilização esperada para o ano gás das diversas infraestruturas do SNG, bem como as quantidades previstas para cada variável de faturação. As quantidades apresentadas neste documento aplicam-se ao ano gás 2025-2026, de 1 de outubro de 2025 a 30 de setembro de 2026.

No capítulo 2 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2025-2026, bem como a metodologia e os pressupostos adotados.

No capítulo 3 é apresentada uma caracterização da utilização das infraestruturas de Alta Pressão do SNG.

No capítulo 4 justificam-se os pressupostos que sustentam as variáveis relacionadas com o consumo de gás, que apoiam a definição dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede nacional de transporte. É também apresentada a evolução da contratação dos produtos de capacidade nessas infraestruturas.

No capítulo 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.

No capítulo 7 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas (CURr).

No capítulo 8 apresentam-se as quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para efeito de cálculo da aplicação das tarifas de Acesso às Redes a todos os utilizadores, e, ainda, da tarifa Social de Acesso às Redes.

No capítulo 9 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos CURr para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais 10 000 m³.

No capítulo 10 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais dos CURr, para clientes com consumos anuais de gás superiores ou iguais 10 000 m³, no âmbito do fornecimento supletivo.

Inclui-se ainda a definição dos períodos de vazio e fora de vazio nas redes de distribuição (capítulo 11) e a definição dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas (capítulo 12).

O presente documento é um anexo do documento «Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2025-2026».

2 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2025-2026

O balanço de energia do Sistema Nacional de Gás define as quantidades de gás para as entradas e para as saídas do SNG, nas infraestruturas da rede de transporte em alta pressão e nas infraestruturas das redes de distribuição.

O balanço de energia é apresentado de duas perspetivas: a perspetiva física e a perspetiva comercial. Ambas devem ser coerentes entre si, permitindo o cálculo das tarifas reguladas de uso das infraestruturas e das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

2.1 BALANÇO DE ENERGIA NA PERSPETIVA FÍSICA PARA O ANO GÁS 2025-2026

Com as previsões recebidas das empresas, a análise de tendência do consumo agregado e com os pressupostos apresentados no capítulo 2.5, determina-se o balanço de energia do SNG.

O quadro seguinte apresenta o balanço de energia, na perspetiva física, ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), para o ano gás 2025-2026.

No balanço de energia, as saídas da RNDG referem-se a saídas para clientes finais.

Quadro 2-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2025-2026 ¹

BALANÇO DE GÁS NA RNTG			Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNTG			
1=1.1+1.2	1	Importação (Interligações internacionais)	1 292
	1.1	Campo Maior	1 292
	1.2	Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2	Terminal GNL	46 988
	2.1	Injeções RNT	44 924
	2.2	Cisterna	2 065
	2.3	Variação de existências	0
	3	Extrações do Arm. Subterrâneo	2 404
4=1+2+3	4	Total das Entradas no SNG	50 684
5=1+2.1+3	5	Entradas na RNTG	48 619
SAÍDAS DA RNTG			
	6	Exportação (Interligações internacionais)	6 458
	7	Injeções no Arm. Subterrâneo	2 404
	8	Centros eletroprodutores	8 855
	9	Clientes industriais em AP	10 243
	10	Redes de distribuição (interligadas)	20 621
11=6+7+8+9+10	11	Total das Saídas da RNTG	48 582
	12	Variação das existências (Linepack)	0
	13	Perdas e autoconsumos na RNTG	38
14=8+9+10	14	Total de consumos da RNTG	39 719
15=11+12+13+15.1+15.2+17	15	Total das Saídas no SNG	50 684
	15	UAG Prop.clientes+Exportação	997
	15.2	Exportação por cisterna	271

BALANÇO DE GÁS NA RNDG			Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNDG			
16=10	16	Redes interligadas	20 621
	17	Redes abastecidas por UAG	797
18=16+17	18	Total de entradas na RNDG	21 418
SAÍDAS DA RNDG			
	19	Clientes em MP	13 680
	20	Clientes em BP	7 697
	21	Perdas e autoconsumos na RNDG	41
22=19+20+21	22	Total de saídas da RNDG (inclui perdas)	21 418
SAÍDAS DA RNDG			
23=22-21	23	Total de saídas na RNDG	21 377
	23.1	Beiragás	834
	23.2	Dianagás	84
	23.3	Duriensegás	204
	23.4	Lisboagás	3 727
	23.5	Lusitaniagás	7 620
	23.6	Medigás	101
	23.7	Paxgás	17
	23.8	REN Portgás	5 949
	23.9	Setgás	1 655
	23.10	Sonorgás	188
	23.11	Tagusgás	997

Nos quadros seguintes sumarizam-se a energia e o número de clientes, discriminados por nível de pressão e consumo, na perspetiva das redes, previstos para o ano gás 2025-2026.

Quadro 2-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2025-2026

Fornecimentos (Tarifas 2025-26)	BP<			BP>	BP	MP	AP			Total
	≤ 500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³	Clientes Industriais	UAG Prop. Clientes	CEP*	
Belragás	93	57	150	183	334	500				834
Dianagás	17	7	24	26	50	34				84
Duriensegás	52	47	99	93	192	12				204
Lisboagás	835	391	1 226	755	1 981	1 747				3 727
Lusitaniagás	381	189	571	1 011	1 581	6 039				7 620
Medigás	33	14	47	41	88	13				101
Paxgás	9	2	10	6	17	0				17
REN Portgás	720	430	1 150	1 354	2 504	3 445				5 949
Setgás	263	57	320	189	509	1 146				1 655
Sonorgás	55	42	97	91	188	0				188
Tagusgás	64	29	93	161	254	744				997
ORD	2 522	1 265	3 787	3 910	7 697	13 680				21 377
ORT							10 243	997	8 855	20 095
Total	2 522	1 265	3 787	3 910	7 697	13 680	10 243	997	8 855	41 472

* Centros eletroprodutores

Quadro 2-3 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2025-2026

										N.º Clientes
Fornecimentos (Tarifas 2025-26)	BP<			BP>	BP	MP	AP			Total
	≤ 500 m³	> 500 m³	≤ 10 000 m³	>10 000 m³	Total	>1 000 000 m³	Clientes industriais	UAG Prop. Clientes	CEP*	
Beiragás	56 145	4 241	60 386	277	60 662	19				60 681
Dianagás	10 240	341	10 581	41	10 622	3				10 625
Sonorgás	30 328	2 704	33 033	189	33 222	0				33 222
Duriensegás	28 660	4 120	32 780	178	32 958	2				32 960
Lisboagás	495 936	27 386	523 322	1 280	524 602	51				524 653
Lusitaniagás	229 966	14 451	244 417	887	245 304	132				245 436
Medigás	25 600	585	26 186	57	26 243	1				26 244
Paxgás	5 962	84	6 046	12	6 058	0				6 058
REN Portgás	383 094	33 479	416 573	1 816	418 388	135				418 523
Setgás	172 463	3 761	176 225	226	176 450	19				176 469
Tagusgás	41 095	1 487	42 582	209	42 791	23				42 814
ORD	1 479 489	92 639	1 572 128	5 173	1 577 301	385				1 577 685
ORT							14	64	4	82
Total	1 479 489	92 639	1 572 128	5 173	1 577 301	385	14	64	4	1 577 767

* Centros eletroprodutores

¹ Para garantir uma maior comparabilidade entre preços dos diferentes vetores energéticos, a ERSE definiu a publicação dos preços em unidades de energia (kWh) em vez de unidade de volume (m³). O fator de conversão encontra-se justificado no documento «Estrutura tarifária no ano gás 2025-2026».

2.2 BALANÇO DE ENERGIA NA PERSPETIVA COMERCIAL PARA O ANO GÁS 2025-2026

Além do balanço energético, a previsão da procura fornece também ao modelo tarifário dados referentes às quantidades de energia fornecidas pelos comercializadores de último recurso e as quantidades no âmbito do mercado liberalizado, ambos sujeitos ao pagamento das tarifas de Acesso às Redes. As quantidades apresentadas estão referidas ao ponto de medição.

Quadro 2-4 - Balanço comercial de energia no SNG para o ano gás 2025-2026

Unidades: GWh

BALANÇO COMERCIAL DE ENERGIA	CURr*	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE	0	20 095	20 095
Centros eletroprodutores		8 855	8 855
Clientes Industriais		10 243	10 243
UAG Propriedade Clientes		997	997
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	1 454	19 922	21 377
Beiragás	72	762	834
Dianagás	11	73	84
Duriensegás	51	153	204
Lisboagás	430	3 297	3 727
Lusitaniagás	239	7 381	7 620
Medigás	18	82	101
Paxgás	5	12	17
REN Portgás	437	5 512	5 949
Setgás	110	1 545	1 655
Sonorgás	48	140	188
Tagusgás	33	964	997
TOTAL CLIENTES DE GÁS	1 454	40 017	41 472

* CURr - Comercializador de último recurso retalhista

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infraestrutura e por comercializador de último recurso assenta na caracterização de quantidades sobre o número de clientes em cada rede e de cada agente, na perspetiva comercial, apresentada no quadro seguinte.

Quadro 2-5 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2025-2026

Unidades: n.º clientes

NÚMERO DE CLIENTES	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE	0	82	82
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		14	14
UAG Propriedade clientes		64	64
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	437 572	1 140 113	1 577 685
Beiragás	21 392	39 289	60 681
Dianagás	3 961	6 664	10 625
Duriensegás	12 312	20 648	32 960
Lisboagás	142 530	382 123	524 653
Lusitaniagás	74 070	171 366	245 436
Medigás	6 705	19 539	26 244
Paxgás	2 258	3 800	6 058
REN Portgás	108 983	309 539	418 523
Setgás	44 272	132 197	176 469
Sonorgás	11 680	21 542	33 222
Tagusgás	9 410	33 405	42 814
TOTAL CLIENTES DE GÁS	437 572	1 140 195	1 577 767

Nas previsões do balanço de energia para o ano gás 2025-2026 o mercado liberalizado de gás tem uma importância assinalável. O quadro seguinte evidencia que, segundo a previsão, cerca de 96% do consumo de gás e 72% dos clientes estarão no mercado livre.

Quadro 2-6 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2025-2026

		Unid.: GWh		
		ML	MR	Total
Centros eletroprodutores	RNTG	8 855	0	8 855
Clientes > 10 000 m3		28 691	139	28 829
	RNTG	11 240	0	11 240
	RNDG	17 451	139	17 590
Clientes BP < 10 000 m3		2 471	1 316	3 787
Total clientes		31 162	1 454	32 616
Total clientes + produtores reg ordinário		40 017	1 454	41 472

		Unid.: Clientes		
		ML	MR	Total
Centros eletroprodutores		4	0	4
Clientes > 10 000 m3		5 202	434	5 635
	RNTG	78	0	78
	RNDG	5 124	434	5 557
Clientes BP < 10 000 m3		1 134 989	437 139	1 572 128
Total clientes		1 140 191	437 572	1 577 763
Total clientes + produtores reg ordinário		1 140 195	437 572	1 577 767

Consumo		ML	MR
Clientes > 10 000 m3		100%	0%
	RNTG	100%	0%
	RNDG	99%	1%
Clientes BP < 10 000 m3		65%	35%
Total		96%	4%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

Número de clientes		ML	MR
Clientes > 10 000 m3		92%	8%
	RNTG	100%	0%
	RNDG	92%	8%
Clientes BP < 10 000 m3		72%	28%
Total		72%	28%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

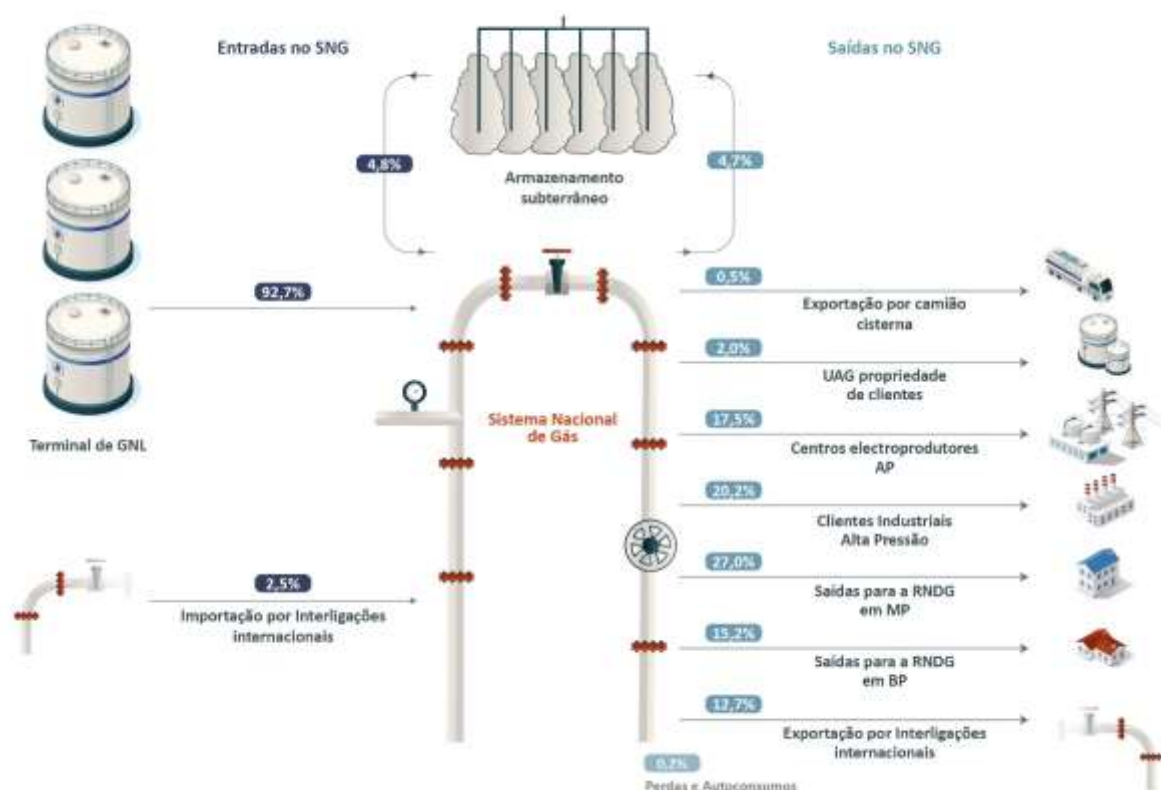
2.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNG

Globalmente importa caracterizar a distribuição dos consumos de gás nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o consumo dos centros eletroprodutores e dos consumidores industriais em alta pressão no conjunto do consumo nacional de gás. Igualmente salienta-se que os consumos verificados nos clientes nas redes de distribuição correspondem na maioria ao mercado industrial em média pressão. De facto, em Portugal, o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos.

Outro aspeto relevante, pela sua particularidade na Península Ibérica, é a distribuição de gás a partir de Unidades Autónomas de Gás (UAG), abastecidas a partir de gás liquefeito no Terminal de GNL, por transporte rodoviário. Apesar de um conjunto de regiões do território serem abastecidas nestas condições, a sua expressão no contexto do Sistema Nacional de Gás é ainda reduzida.

A figura seguinte ilustra os fluxos de energia no SNG por pontos de entrada e pontos de saída.

Figura 2-1 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2025-2026

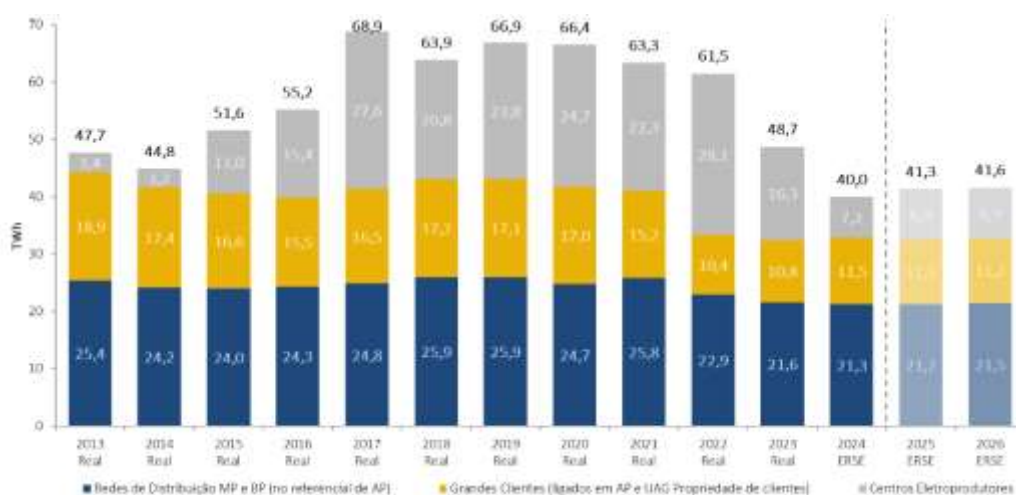


2.4 EVOLUÇÃO DO CONSUMO NACIONAL DE GÁS

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás que condicionam o consumo global de gás natural: i) os centros eletroprodutores de ciclo combinado a gás natural (CEP); ii) os grandes clientes industriais, ligados diretamente à rede de Alta Pressão (AP) e Unidades Autónomas de Gás (UAG) propriedade de clientes e; iii) os consumidores ligados às redes de distribuição em média e baixa pressão (MP e BP).

A Figura 2-2 ilustra a evolução dos consumos de gás em Portugal, por ano civil, desde 2013, incluindo os dados estimados para 2025 e previstos para 2026, pela ERSE.

Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil



Nota: A partir de 2020 real passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes, para além dos ligados em AP.

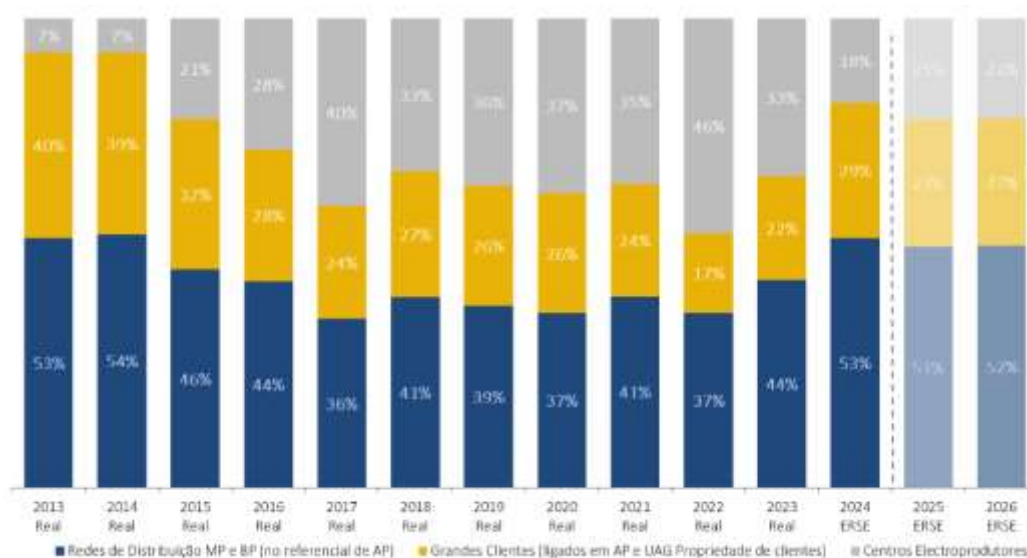
Esta figura mostra um forte crescimento do consumo nacional até 2018-2019, invertendo-se a tendência de crescimento desde então. Em 2024, o valor total de energia saída da rede de transporte apresentou o valor mínimo histórico, desde 2013. Em 2023 e 2024, a redução do consumo dos centros eletroprodutores foi a grande responsável pela queda do consumo nacional de gás natural, uma vez que o consumo dos grandes clientes industriais já havia reduzido em níveis historicamente baixos. A justificação desta queda é apresentada no capítulo 2.5.2.

No que respeita ao consumo abastecido pelas redes de distribuição, observa-se que até 2021 era relativamente estável, apresentando uma tendência decrescente desde esse ano, o que adiciona um novo fator de incerteza na previsão da procura de gás.

Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais, historicamente elevados em 2022, poderá ter ocorrido a substituição das tecnologias de alguns processos produtivos, cujo abastecimento energético era até então assegurado pelo gás, por tecnologias consumidoras de outras fontes de energia que não o gás natural. Esta situação pode ter contribuído para a diminuição do consumo de grandes consumidores em AP, MP e BP para níveis historicamente baixos, que não recuperaram significativamente desde esse ano. A confirmar-se, e a manter-se, esta circunstância condicionará estruturalmente os consumos futuros de gás dos consumidores de maior dimensão, nomeadamente dos grandes clientes industriais abastecidos em alta pressão e dos clientes abastecidos pelas redes de distribuição. Neste contexto, observa-se nos anos gás recentes, uma redução substancial (-21% entre 2022 e 2023) dos consumos agregados dos clientes em AP (incluindo os CEP) e dos fornecimentos das redes de distribuição.

A figura seguinte ilustra a evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal desde 2013, incluindo os dados estimados para 2025 e previstos para 2026 pela ERSE, cujos pressupostos são apresentados nos subcapítulos seguintes.

Figura 2-3 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil



Nota: A partir de 2020 real passou a incluir-se, nas quantidades dos Grandes Clientes, os clientes das UAG propriedade de clientes, para além dos ligados em AP.

Verifica-se que o peso dos CEP variou entre 7% e 46% do consumo nacional de gás no período analisado. Este é o grupo de consumidores que apresenta maior volatilidade nos consumos de gás natural. No que respeita ao peso do consumo dos grandes clientes industriais, verifica-se que este variou entre 17% e 40%

do consumo nacional de gás. Por fim, verifica-se que o peso do consumo agregado dos consumidores abastecidos pelas redes de distribuição em MP e BP variou entre 36% e 54% do consumo nacional de gás.

2.5 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNG

Esta secção detalha os pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2025-2026.

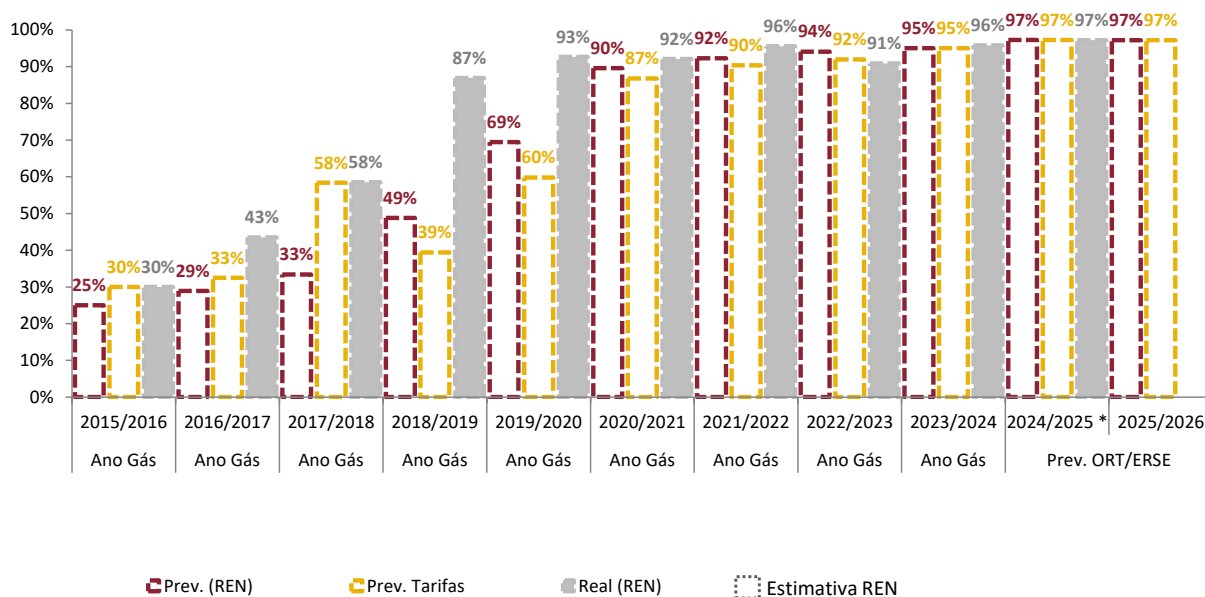
A metodologia de previsão do balanço global de energia do consumo nacional baseia-se na agregação de informação individual, designadamente do Operador da Rede de Transporte (ORT), dos diversos ORD e dos CURr. Na previsão do consumo nacional de gás natural para o ano gás 2025-2026, foi considerada informação do ORT, dos ORD e dos CURr, assim como de análises efetuadas pela ERSE que conciliem a informação recebida com outros indicadores económicos e regulatórios (relacionada com indicadores de tendência, macroeconómicos, novos investimentos, etc.).

2.5.1 APROVISIONAMENTO DE GÁS

A estrutura no abastecimento dos consumos nacionais em Portugal continental para o ano gás 2025-2026 é determinada, considerando as previsões do (i) operador da RNTG e do (ii) operador do Terminal de GNL, assim como a (iii) evolução histórica da estrutura de abastecimento entre o Terminal de GNL e as interligações.

A Figura 2-4 apresenta a proporção dos consumos nacionais de gás abastecidos através do Terminal de GNL.

Figura 2-4 - Evolução do aprovisionamento de gás, via Terminal de GNL



A proporção do abastecimento de gás natural através do Terminal de GNL verificou um acréscimo significativo desde o ano gás 2015-2016 até ao ano gás 2020-2021. A partir do ano gás seguinte, pelo menos 90% dos consumos nacionais têm sido abastecidos através do terminal de GNL.

Para o ano gás 2025-2026 e com base nas previsões da REN Gasodutos, assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de GNL e das interligações, de 97% e 3%, respetivamente, verificando-se assim a manutenção do aprovisionamento através do Terminal de GNL, em relação ao considerado nas tarifas do ano gás 2024-2025.

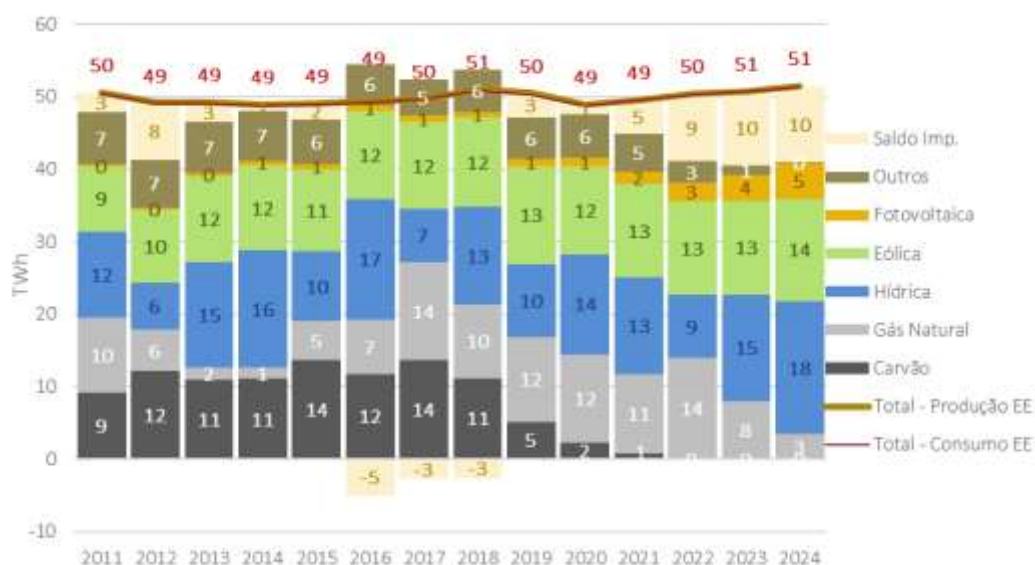
2.5.2 CENTROS ELETROPRODUTORES – CEP

O consumo de gás dos CEP está intrinsecamente ligado ao funcionamento do mercado elétrico, nomeadamente ao *mix* de produção que satisfaz o consumo de energia elétrica. De seguida são apresentados e discutidos alguns fatores relevantes, que condicionam o funcionamento dos CEP e, por conseguinte, o respetivo consumo de gás.

A Figura 2-5 ilustra a evolução do *mix* de produção de energia elétrica em Portugal, assim como o respetivo consumo total, desde 2011. Da leitura da figura, conclui-se que, para um nível relativamente constante do

consumo ² anual de energia elétrica em Portugal ao longo do período analisado (cerca de 50 TWh), existe uma grande variação no *mix* de produção que fornece esse mesmo consumo, por motivos conjunturais e estruturais.

Figura 2-5 - Evolução da produção de energia elétrica, discriminada por tecnologia, e consumo de energia elétrica



Fonte: REN

O ano de 2021, marca o início de uma nova estrutura do *mix* de produção, com o encerramento das centrais a carvão ³, com o crescimento significativo do saldo importador e com a produção fotovoltaica a ganhar relevo, em oposição à redução da produção de energia elétrica a partir de gás natural. Note-se que, em 2024, a produção dos CEP representou apenas cerca de 7% do total da produção de energia elétrica em Portugal, com cerca de 3 GWh (ver Figura 2-6), devido em grande parte à elevada produção de energia elétrica com origem hídrica (cerca de 35%), justificada pelo facto de o ano de 2024 ter sido húmido ($IPH_{2024}^4 = 1,16$) e pela plena exploração comercial dos aproveitamentos do sistema eletroprodutor do Tâmega⁵. Adicionalmente, assim como em 2023, o saldo importador representou cerca de 20% da

² Consumo referido à emissão.

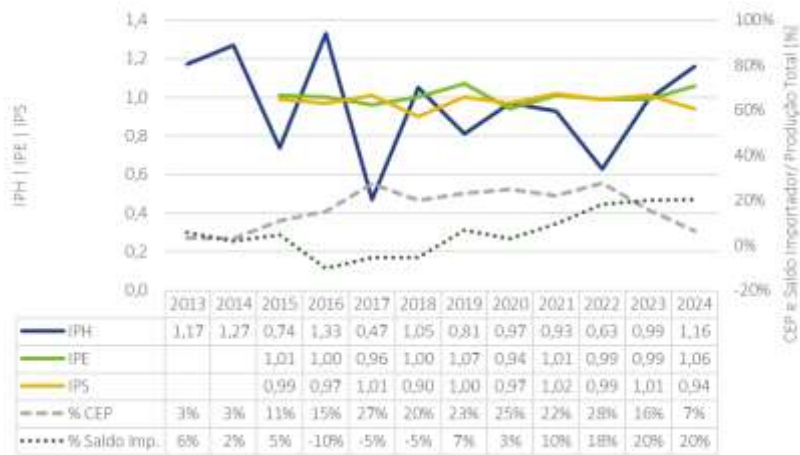
³ Em Portugal, a central a carvão de Sines encerrou em janeiro de 2021 e a do Pego em novembro de 2021. Em Espanha, a energia com base em carvão diminuiu desde 2020, sendo que em 2019 foi de 12,5 TWh e em 2023 foi apenas 4 TWh.

⁴ IPH - Índice de produtividade hidroelétrica.

⁵ O Sistema Eletroprodutor do Tâmega é detido pela Iberdrola e é composto pelas Centrais hídricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, que dispõem de bombagem.

produção elétrica total em 2024 (ver Figura 2-6), tendo-se reduzido a importância dos CEP no *mix* de produção.

Figura 2-6 - Evolução do índice de produtividade hidroelétrica, solar e eólica e do peso da produção dos CEP na produção total de energia elétrica em Portugal



IPH – Índice de produtividade hidroelétrica, IPE – Índice de produtividade eólica, IPS – Índice de produtividade solar

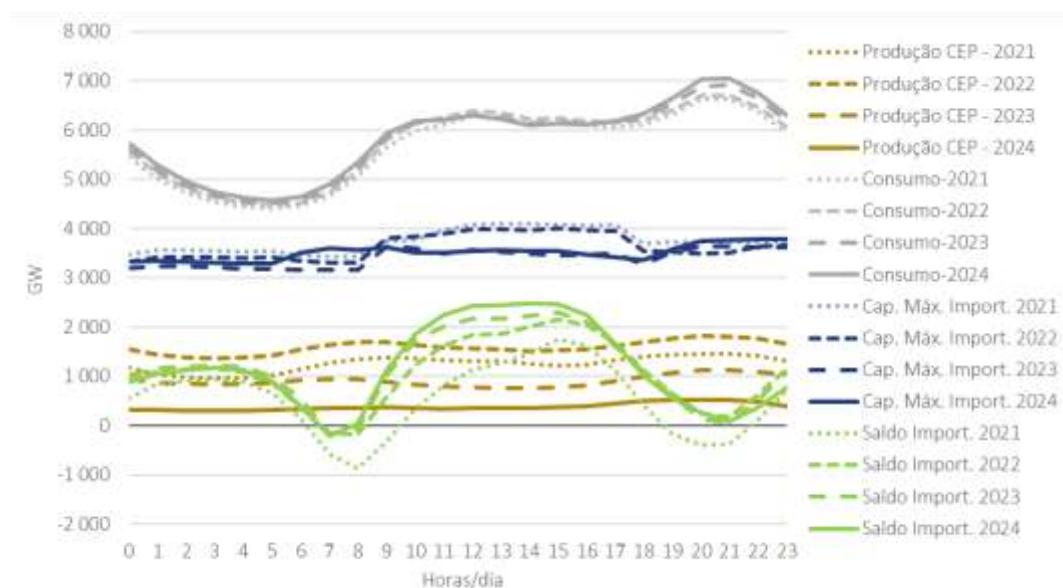
Fonte: REN, ERSE

Outra perspetiva de análise do sistema elétrico em Portugal é apresentada na Figura 2-7, onde se compara a evolução da potência média horária ⁶ no sistema elétrico em Portugal, de 2021 a 2024: (i) o consumo de energia elétrica; (ii) o saldo importador; (iii) a produção dos CEP; e (iv) a capacidade de importação (trânsito no sentido de Portugal para Espanha) disponível na interligação para fins comerciais⁷.

⁶ A potência média horária resulta da média dos valores em cada hora por ano. Exemplo: em 2024, a potência média da hora 1 resulta da média das 366 horas 1 nesse ano.

⁷ Decorrente do mecanismo Margin Available for Cross-Zonal Trade (MACZT), os operadores de rede têm de disponibilizar no mínimo 70% da capacidade na interligação para o comércio de eletricidade com os países vizinhos até ao final de 2025.

Figura 2-7 - Evolução da potência média horária de 2021 a 2024



Fonte: REN

No que se refere ao consumo, verifica-se uma relativa estabilidade das potências médias horárias, destacando-se apenas um ligeiro aumento no período entre as 19h e as 23h justificado, possivelmente, por eletrificação de consumos domésticos.

Da leitura da figura, destaca-se a evolução crescente da potência média do saldo importador⁸ entre 2021 e 2024, principalmente durante as horas em que há possibilidade de produção de eletricidade a partir de tecnologias solares (entre as 8h e as 20h), assim como um decréscimo da potência média da produção de energia elétrica proveniente dos CEP. Note-se que, mesmo considerando o aumento da potência média do saldo importador, verifica-se que, em média, ainda existe capacidade disponível na interligação para fins comerciais (diferença entre as linhas verdes e as linhas azuis) face à capacidade máxima de importação (trânsito no sentido de Portugal para Espanha)⁹.

A Figura 2-8 ilustra a evolução do consumo de gás natural, discriminado por CEP, desde 2016.

⁸ Saldo Importador = Importação-Exportação. Valores positivos do saldo representam importações para Portugal.

⁹ Não obstante, uma análise mais fina aos dados permite verificar que, em determinados períodos do ano onde se verificam uma forte produção solar e um consumo mais reduzido (e.g., em algumas horas dos meses de abril e maio), a capacidade da interligação para fins comerciais ficou esgotada ao ponto de ter originado a separação de mercados e de preços entre a área portuguesa e a área espanhola do MIBEL (também conhecido por “market splitting”).

Figura 2-8 - Evolução do consumo de gás natural dos CEP, discriminado por centro eletroprodutor



Fonte: REN

Em 2022 observou-se um máximo histórico, quando o consumo de gás dos CEP representou cerca de 46% (28 TWh) do consumo nacional de gás, resultado de um ano bastante seco ($IPH_{2022} = 0,63$). Já o ano de 2024 regista o valor mínimo (7 TWh), resultado de um ano húmido ($IPH_{2024} = 1,16$, ver Figura 2-6) e onde os valores do saldo importador e da produção fotovoltaica de energia elétrica atingiram valores recorde.

Aos fatores de incerteza já mencionados, o ano gás 2025-2026 será ainda influenciado pela reconfiguração do parque eletroprodutor nacional, decorrente do fim do CAE ¹⁰ da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (Turbogás) no primeiro trimestre de 2024, bem como o seu contrato de fornecimento de gás natural que impunha o consumo de quantidades mínimas obrigatórias. Trata-se de um facto relevante, uma vez que o consumo desta central tem um peso importante no consumo total de gás dos CEP, tendo representado no ano 2023 perto de 45%. De acordo com o recente Despacho n.º 65/2025/MAEN, de 12 de fevereiro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia, a central da Turbogás irá funcionar em regime transitório até 31 março de 2026, ficando circunscrita apenas para salvaguarda de segurança de abastecimento, aguardando-se, entretanto, o concurso para a sua transferência para um novo titular (em regime de mercado).

Dos fatores apresentados, antecipa-se que o número médio de horas disponíveis para o funcionamento dos CEP em Portugal seja cada vez mais limitado no futuro, uma vez que o sistema eletroprodutor está cada vez mais baseado em fontes renováveis¹¹, remetendo o funcionamento dos CEP, cada vez mais, para

¹⁰ CAE – Contrato de Aquisição de Energia.

¹¹ Sendo também relevante o aumento da capacidade de armazenamento que se observa mais recentemente, com a entrada do sistema eletroprodutor do Tâmega.

funções de segurança do abastecimento elétrico e, por conseguinte, com utilizações médias anuais mais reduzidas.

Tendo em conta os valores reais de consumo para os CEP no ano de 2024 e atendendo aos fatores elencados anteriormente ¹², a previsão da ERSE para o consumo de gás natural dos CEP para o ano gás 2025-2026, considera os seguintes pressupostos:

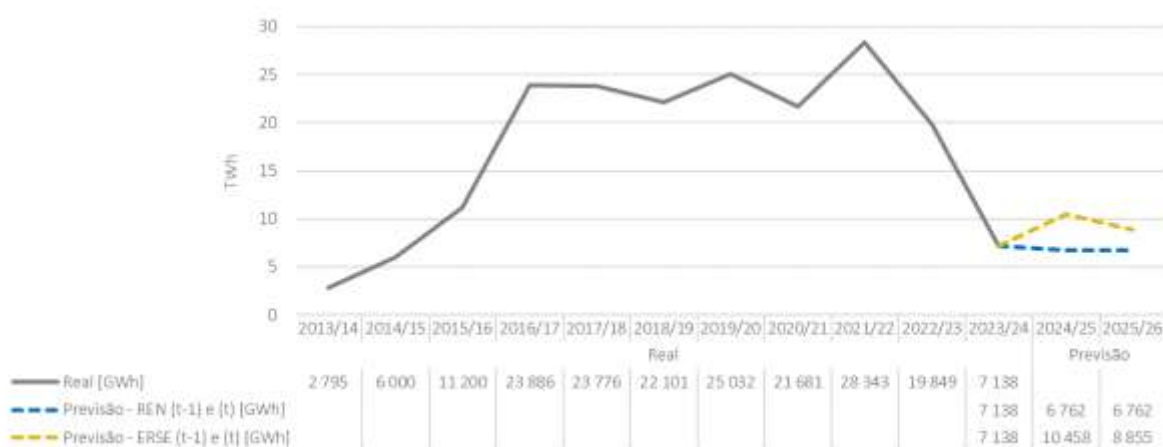
- **Turbogás:**
 - 2025 e 2026 ¹³ – Manutenção do regime temporário de salvaguarda de segurança de abastecimento, verificado do 2.º ao 4.º trimestre de 2024 (aproximadamente 9 GWh/trimestre).
- **Restantes centrais:**
 - 2025 e 2026 – utilização trimestral por central igual à verificada em 2023, onde o IPH_{2023} foi de 0,99 (ano hidrológico considerado neutro).

Na figura seguinte apresentam-se os valores reais e previsionais da ERSE e do ORT para os consumos de gás natural dos CEP, para o ano gás 2025-2026.

¹² A análise apresentada poderá ser, pelo menos a curto prazo, influenciada por alterações na gestão do sistema devidas ao *blackout* ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025.

¹³ Dada a incerteza sobre o funcionamento da Turbogás após 31 de março de 2026, assumiu-se nesta previsão que o regime de segurança de abastecimento se mantém até ao 31 de dezembro de 2026.

Figura 2-9 - Previsão da ERSE e do ORT para os consumos de gás natural dos CEP, para o ano gás 2025-2026



Fonte: REN, ERSE

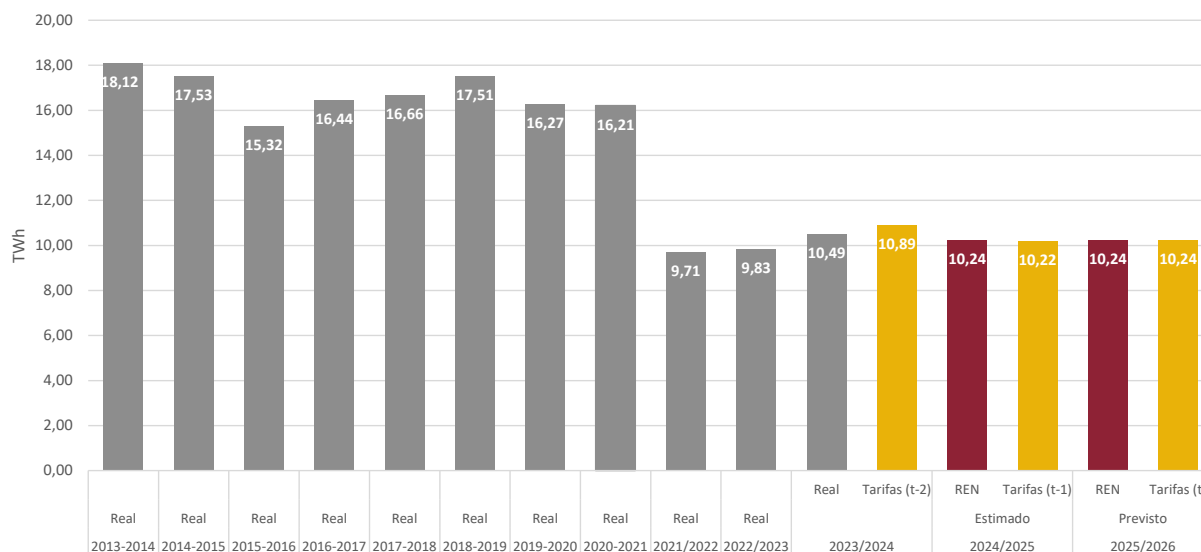
Decorrente dos pressupostos considerados, a previsão da ERSE para o consumo de gás natural dos CEP para o ano gás 2025-2026 é de 8,9 TWh, 31,0% superior ao valor previsto pelo ORT (6,8 TWh). Em relação ao valor considerado nas tarifas do ano gás 2024-2025 (19,5 TWh), o valor previsto pela ERSE para o ano gás 2025-2026 é 54,7% inferior.

2.5.3 CLIENTES AP (CLIENTES INDUSTRIAIS E UAG PROPRIEDADE DE CLIENTES)

Relativamente aos clientes industriais em AP e UAG propriedade de clientes, seguidamente apresentam-se os pressupostos considerados pela ERSE.

A Figura 2-10 ilustra a evolução do consumo de gás nos clientes industriais em AP.

Figura 2-10 - Evolução do consumo de gás natural dos clientes em AP



No segmento dos grandes consumidores abastecidos pela rede de transporte em alta pressão verifica-se uma descontinuidade no consumo de gás entre o ano gás 2020-2021 e o ano gás 2021-2022, com um decréscimo da ordem dos 6,5 TWh/ano.

Esta redução substancial dos consumos dos clientes em AP nos anos gás recentes poderá ser justificada por uma transição energética do setor do gás para outros vetores energéticos. Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais, historicamente elevados em 2022, a possível substituição das fontes de energia utilizadas nos processos, até então assegurada pelo gás, pode ter agravado este movimento, condicionando estruturalmente os consumos futuros de gás dos consumidores de maior dimensão, nomeadamente clientes em AP.

Para o ano gás 2025-2026, a REN Gasodutos prevê um consumo de 10,24 TWh o que corresponde a um decréscimo de -2,3%, face ao último ano gás real 2023-2024 (10,49 TWh).

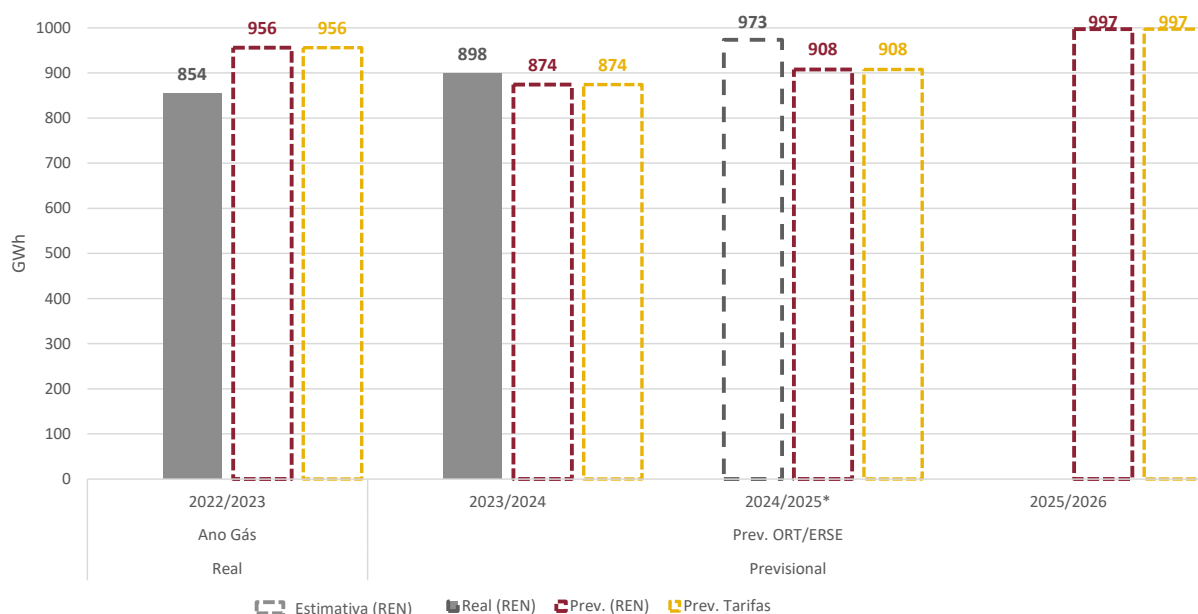
A previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2025-2026 é praticamente idêntica ao valor estimado para o ano gás 2024-2025.

A ERSE opta por assumir a previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2025-2026, com um consumo de 10,24 TWh, para a globalidade dos grandes clientes. Desta forma, prevê-se um consumo para os grandes clientes em AP de 10,24 TWh, para ambos os anos civis 2025 e 2026.

Estas previsões implicam um acréscimo, de +0,3%, em relação aos consumos previstos pela ERSE para as tarifas do ano gás 2024-2025.

No que se refere às UAG propriedade de clientes, a ERSE opta também por assumir as previsões do operador da RNTG, com um valor de 1,0 TWh para estas instalações, considerando um acréscimo de consumos, de +9,8%, face ao previsto no ano gás 2024-2025, tal como se pode verificar seguidamente.

Figura 2-11 - Previsão das UAG propriedade de clientes

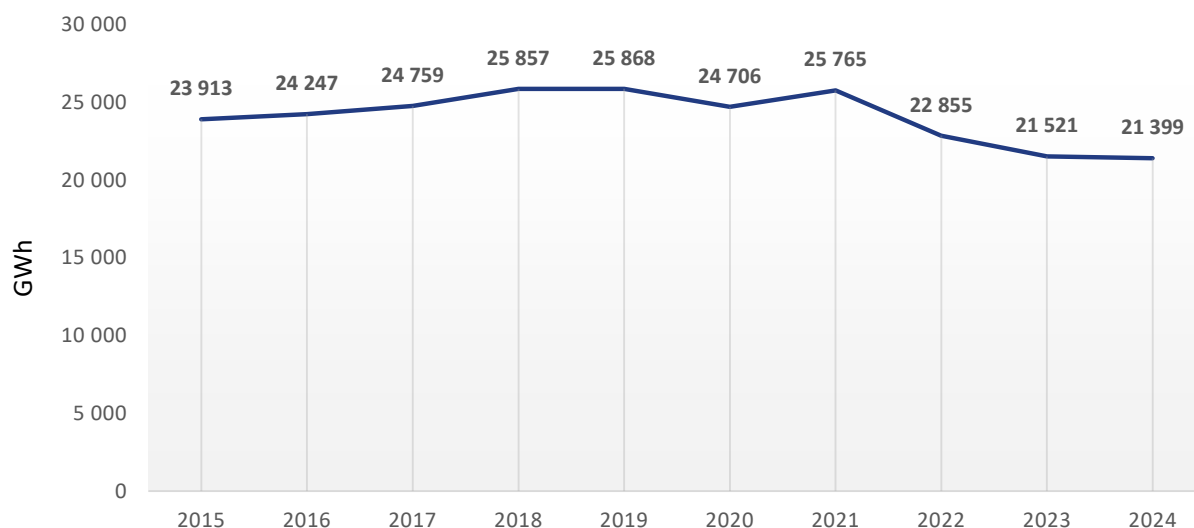


2.5.4 CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O consumo abastecido pelas redes de distribuição, que foi até 2021 relativamente estável, tem apresentado uma tendência decrescente após esse ano, adicionando um novo fator de incerteza à previsão da procura de gás. Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais historicamente elevados em 2022, os consumos futuros de gás natural dos consumidores de maior dimensão nas redes de distribuição podem ser condicionados estruturalmente, existindo a possível substituição das tecnologias dos processos produtivos, cujo abastecimento energético era até então assegurado pelo gás natural, por tecnologias consumidoras de outras fontes de energia. Nos anos recentes, verifica-se uma redução dos consumos destes clientes, podendo ser justificada por esta transição energética do setor do gás natural para outros vetores energéticos.

Na Figura 2-12 apresentam-se os consumos reais dos ORD, por ano civil, sendo que o valor em 2024 (21 399 GWh) corresponde ao valor mais baixo registado no período em análise.

Figura 2-12 - Evolução dos consumos dos ORD, em ano civil

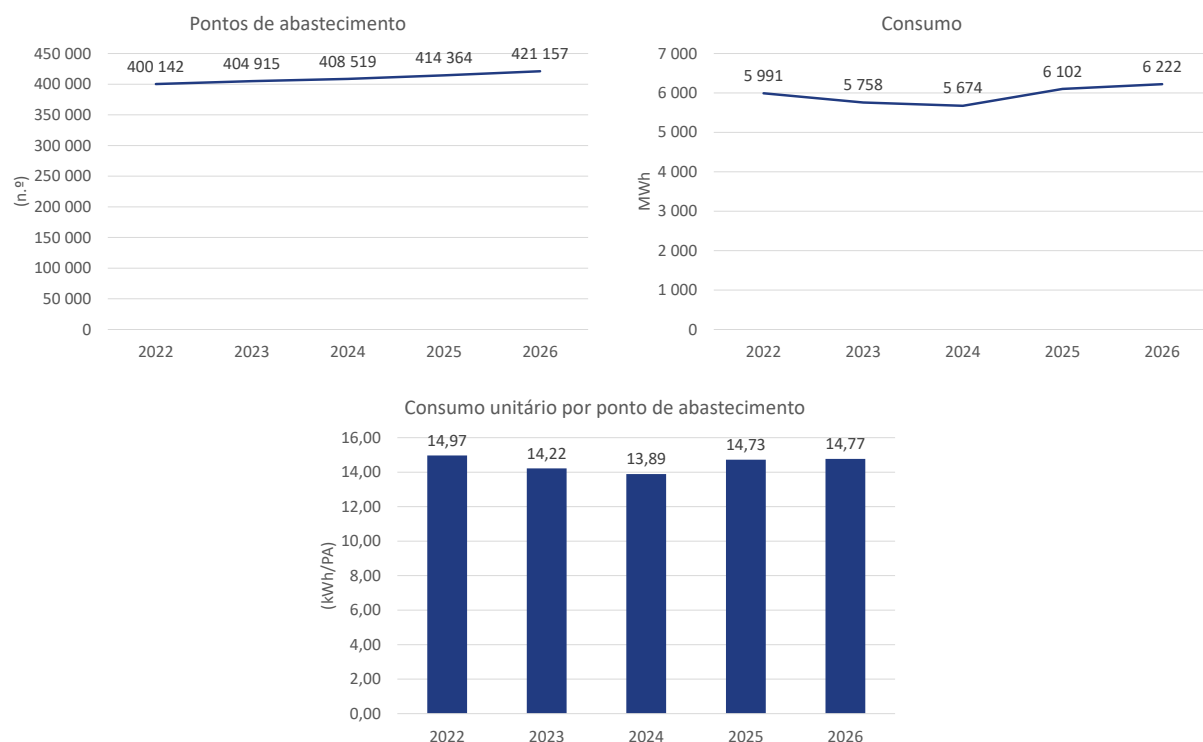


Fonte: Dados Hub REN com ajustamento para o referencial de saída da rede de distribuição.

Face ao consumo real de 2023-2024, a previsão dos vários ORD para o ano gás 2025-2026 apresenta igualmente uma tendência de decréscimo ou manutenção dos consumos, excetuando as previsões da REN Portgás e da Sonorgás.

Para o ano gás 2025-2026, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e do número de pontos de abastecimento previstos para os ORD para 2025 e 2026, para o agregado de MP e BP, excetuando as previsões da REN Portgás e da Sonorgás, que são consideradas demasiado otimistas, pelo que foram revistas em baixa. A adoção da previsão de todos os ORD resultaria num consumo de 21,6 TWh para o ano gás 2025-2026, representando um crescimento de 1,1% face ao valor real do ano gás 2023-2024.

Para a REN Portgás, verificou-se que a empresa prevê uma evolução crescente dos consumos totais e dos pontos de abastecimento, nos anos mais próximos, em recuperação do nível dos anos anteriores, assumindo um crescimento suportado em maiores consumos unitários, como se pode verificar seguidamente.

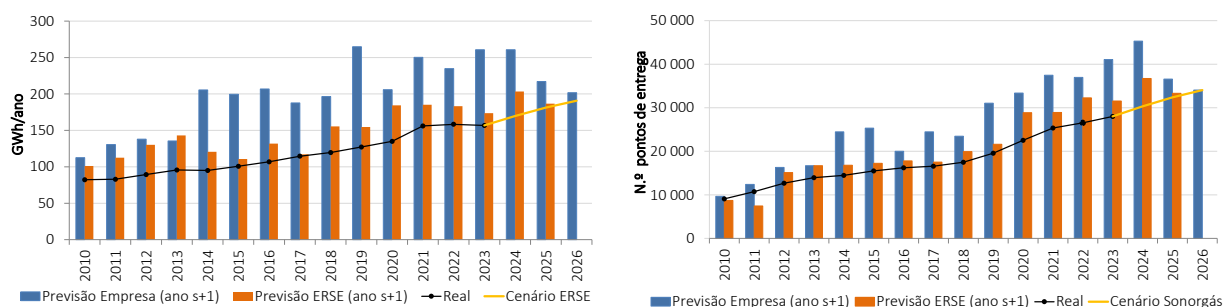
Quadro 2-7 - Previsões para o número de pontos de abastecimento e consumo da REN Portgás

A ERSE considera estas previsões demasiado otimistas, aceitando o número de pontos de abastecimento previstos pela REN Portgás, no entanto assumindo os consumos médios unitários históricos mais recentes (entre o quarto trimestre de 2022 e o terceiro trimestre de 2024).

No caso da Sonorgás e face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, considerou-se que a evolução do consumo de gás deverá ser mais lenta do que o previsto pela empresa, assumindo-se que atingirá 94% e 95% das previsões da empresa, em 2025 e 2026, respetivamente. Para o número de pontos de abastecimento, a ERSE aceitou as previsões da empresa.

A Figura 2-13 apresenta as previsões da empresa e da ERSE, bem como os valores reais, desde 2010. A figura ilustra igualmente o grande desfasamento que se tem verificado entre as previsões da Sonorgás e o ocorrido.

Figura 2-13 - Previsão do consumo e dos pontos de entrega da Sonorgás



Fonte: Sonorgás, ERSE

Para a definição da estrutura de quantidades foram consideradas as quantidades reais físicas de gás reportadas pelo ORT para o ano gás 2023-2024. A estas quantidades físicas das redes interligadas foram adicionadas as entregas de gás liquefeito às redes isoladas (UAG), as quantidades de gás transferidas entre os ORD e as respetivas perdas e autoconsumos.

Com estes pressupostos, para o ano gás 2025-2026 o valor previsto pela ERSE é de 21,4 TWh, o que representa um decréscimo de -2,4% em relação ao ano gás 2024-2025, cujo consumo previsto foi de 21,9 TWh e representa um decréscimo de -0,1% face ao último ano gás real (2023-2024).

2.5.5 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

As previsões de quantidades, para o ano gás 2025-2026, para as injeções e para as extrações do armazenamento subterrâneo, correspondem aos valores propostos pela REN Armazenagem. As extrações do armazenamento subterrâneo e as injeções no armazenamento subterrâneo são igualadas.

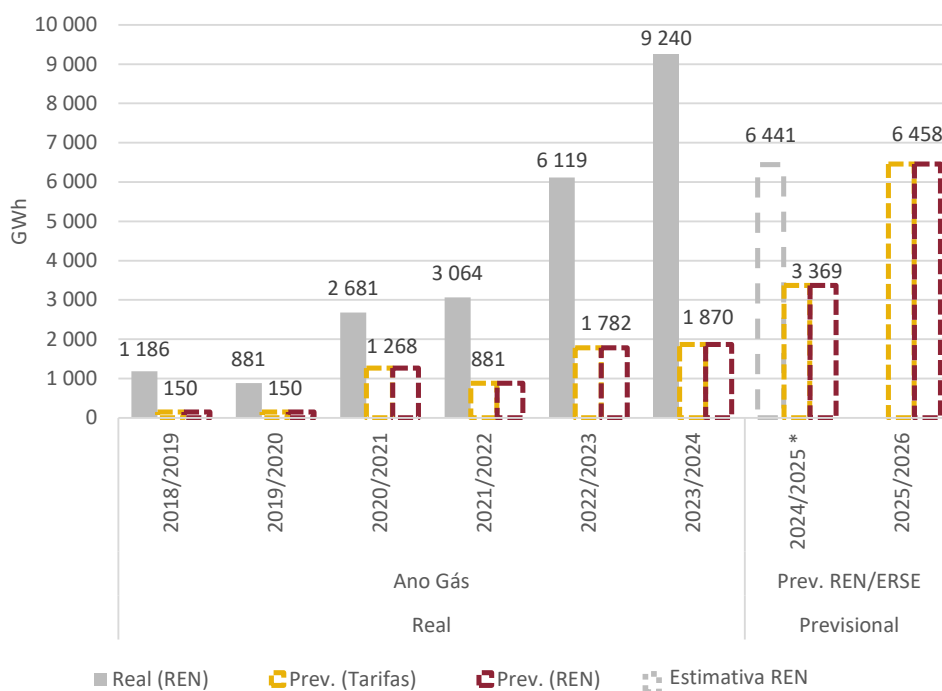
A previsão da energia média diária armazenada para o ano gás 2025-2026 tem como base a energia média armazenada real do ano 2024.

Considera-se que no ano gás 2025-2026 estão em operação as seis cavernas existentes.

2.5.6 EXPORTAÇÃO

A evolução das quantidades consideradas para exportação de gás VIP para Espanha apresenta-se seguidamente.

Figura 2-14 - Evolução da exportação de gás VIP para Espanha



Desde o ano gás 2020-2021 verifica-se, nos dados reais, um acréscimo da exportação de gás VIP para Espanha. Face ao histórico recente, considera-se para o ano gás 2025-2026 as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico, previstas pela REN Gasodutos para o mesmo período, de 6 458 GWh. A estimativa mais recente da REN Gasodutos, para o ano gás 2024-2025, é de um decréscimo na exportação face ao ano gás 2023-2024 (de 9 240 GWh para 6 441 GWh).

A estimativa da ERSE para 2025-2026 que representa um acréscimo de +91,7% face ao previsto em tarifas no ano gás 2024-2025 (3 369 GWh).

Tal como previsto pela REN Atlântico Terminal de GNL, S.A. ¹⁴, assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (trasfega ou *transshipment*).

¹⁴ Adiante designada REN Atlântico.

2.5.7 ESTRUTURA DE MERCADO

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás iniciou-se com a aprovação do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, que estabeleceu o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso deveriam continuar a fornecer gás aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tivessem contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP> terminou em 31 de dezembro de 2022.

No mesmo sentido, e em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de gás, adotou-se, através do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, na redação atual, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção gradual de todas as tarifas reguladas de venda de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<). Este diploma prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás a estes clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área de energia, não tenham contratado fornecimento no mercado livre. De acordo com o estabelecido na recente Portaria n.º 121-B/2025/1, de 20 de março, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP< vigoram até 31 de dezembro de 2027.

As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se atualmente extintas. Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam nos CURr são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

Os CURr aplicam as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. Assim, a caracterização da sua procura deve corresponder ao referencial de aplicação dos preços dessas tarifas.

Para os níveis de pressão MP e BP>, a determinação da quota de mercado entre os fornecimentos à tarifa pelos CURr e os fornecimentos em mercado teve como base a informação previsional enviada pelas empresas para os anos gás 2024-2025 e 2025-2026.

Para o nível de pressão BP<, a determinação das quotas de mercado teve como ponto de partida a informação real mais recente sobre o número de clientes de cada CURr, a dezembro de 2024, o que permitiu determinar as quotas de mercado em número de clientes, no 4.º trimestre de 2024. Para

determinar a energia, manteve-se o consumo médio por cliente implícito nas previsões das empresas, enviadas no âmbito tarifário.

Para os restantes trimestres previsionais, a partir do 1.º trimestre de 2025, determinou-se o número de clientes tendo como base o valor real de janeiro de 2025 e as taxas de crescimento previstas para o número de clientes para cada trimestre.

Por fim, e à semelhança do efetuado para os dados reais de dezembro de 2024, a partir do número de clientes previsto para cada trimestre e para cada CUR, previu-se o valor da energia com base nesse número de clientes e no consumo médio previsto por cada CUR.

Desta forma, para o ano gás 2025-2026, as quantidades de energia de cada ORD e cada CURr resultam da soma da energia prevista para os quatro trimestres do ano gás. O número de clientes de cada ORD e de cada CUR, para o ano gás 2025-2026, resulta da média do número de clientes entre o último trimestre do ano gás 2025-2026 e o último trimestre do ano gás 2024-2025.

Preveem-se as seguintes quotas de mercado para a comercialização em regime de mercado, para o ano gás 2025-2026:

- 100%, em energia e em número de clientes, para clientes ligados em MP.
- 96,5% (energia) e 91,6% (número de clientes), para clientes ligados em BP> em termos globais.
- 65,3% (energia) e 72,2% (número de clientes), para os clientes em BP< em termos globais.

No quadro seguinte apresentam-se as quotas de mercado adotadas nas tarifas para o ano gás 2025-2026, para os fornecimentos em regime de mercado.

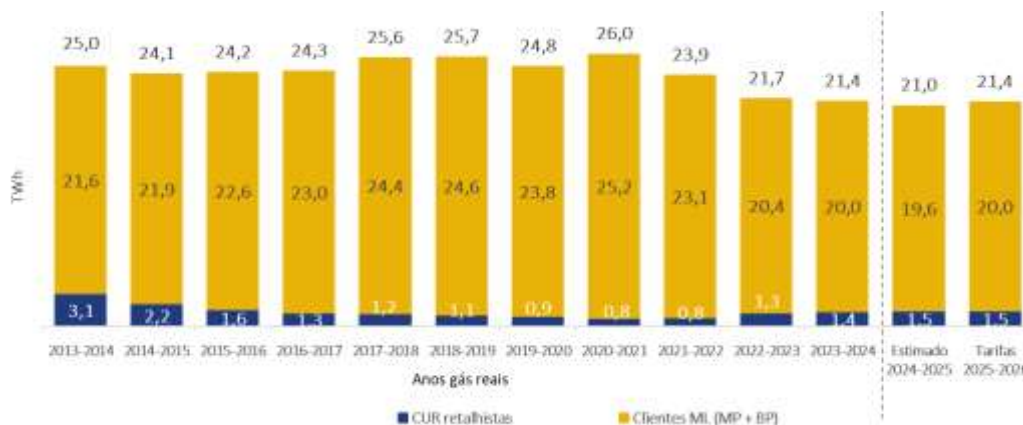
Quadro 2-8 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2025-2026

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	56,3%	96,3%	100,0%	64,6%	90,3%	100,0%
Dianagás	59,6%	95,6%	100,0%	62,6%	90,3%	100,0%
Duriensegás	53,2%	95,1%	100,0%	62,5%	92,7%	100,0%
Gás SU	65,1%	97,3%	100,0%	73,9%	93,2%	100,0%
Lisboagás	68,1%	94,7%	100,0%	72,8%	88,7%	100,0%
Lusitaniagás	61,8%	97,9%	100,0%	69,7%	94,0%	100,0%
Medigás	71,5%	87,6%	100,0%	74,4%	89,6%	100,0%
Paxgás	59,7%	92,0%	n.a.	62,7%	82,6%	100,0%
Setgás	69,5%	93,5%	100,0%	74,9%	86,3%	100,0%
Sonorgás	53,8%	96,3%	n.a.	64,7%	97,0%	100,0%
Tagusgás	73,9%	94,6%	100,0%	78,0%	88,5%	100,0%
Total	65,3%	96,5%	100,0%	72,2%	91,6%	100,0%

Nota: Gás SU (anteriormente, EDP Gás SU)

A Figura 2-15 apresenta os dados reais dos últimos anos, bem como as estimativas e previsões para os anos gás 2024-2025 e 2025-2026, desagregados para o conjunto dos CURr e para o conjunto de comercializadores no mercado liberalizado. Os valores de energia apresentam-se no referencial de entrega aos clientes.

Figura 2-15 - Quantidades definidas para os comercializadores



2.5.8 UTILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO NACIONAIS

Além da caracterização da procura, discriminada por infraestrutura, por nível de pressão e opção tarifária, o tratamento das quantidades no contexto do sistema tarifário considerou ainda a definição de perfis de consumo nacionais.

De facto, os consumidores de cada segmento de consumo apresentam semelhanças entre regiões diferentes do país. No entanto, também apresentam diferenças que tanto podem ser circunstanciais (devido a um desvio aleatório do consumo de um conjunto de consumidores face à média nacional) como estruturais (devido, por exemplo, a estarem em regiões com clima mais frio).

O princípio da uniformidade tarifária das tarifas reguladas de gás obriga à definição de preços uniformes nas tarifas por atividade. Só assim se garante que os preços das tarifas de venda a clientes finais são idênticos no território nacional.

Por esta razão, a conversão dos preços das tarifas por atividade utiliza um perfil de consumo nacional garantindo que também as tarifas por atividade, convertidas no referencial de aplicação dos preços aos consumidores, apresentam preços uniformes em todo o país.

Estes perfis de consumo nacionais foram definidos através da caracterização global de quantidades e utilizando os pressupostos relativamente à modulação ¹⁵ da capacidade utilizada ou à distribuição da energia entre os períodos de vazio e fora de vazio.

2.5.9 PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES

As diferenças de energia entre a entrada e a saída das redes resultam de diversas origens e são agregadas na denominação perdas e autoconsumos. Essas diferenças podem resultar, por exemplo, de gás libertado em válvulas de segurança, fugas nas redes, consumos próprios no aquecimento de gás no processo de redução de pressão ou regaseificação, incidentes nas redes com perfuração de condutas, erros de medição ou avarias nos contadores.

As perdas e autoconsumos são definidos segundo valores padrão, aceites para efeitos de regulação, reconhecendo-se estas realidades nos sistemas de transporte e distribuição de gás. Estes fatores de perdas e autoconsumos são descritos no capítulo 12 deste documento.

O balanço de energia considera ainda o nível de perdas e autoconsumos nas infraestruturas decorrente dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

¹⁵ A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo. O detalhe da informação referente à modulação encontra-se descrito no documento «Estrutura tarifária do ano gás 2025-2026».

3 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DA RNTIAT

O Sistema Nacional de Gás inclui diversas infraestruturas que asseguram, através de uma gestão integrada e coordenada, a receção, transporte, distribuição e entrega de gás aos consumidores.

As principais infraestruturas ¹⁶ da rede de alta pressão (RNTIAT) ¹⁷ recebem o gás proveniente dos produtores (Terminal de GNL) e de outros mercados internacionais (interligações), garantindo a gestão operacional (Rede Nacional de Transporte) e a segurança de abastecimento e flexibilidade comercial (Armazenamento Subterrâneo).

De seguida é apresentada uma análise histórica de algumas variáveis relevantes para as infraestruturas de alta pressão e para a rede nacional de transporte, com base na informação enviada pelos operadores destas infraestruturas.

3.1 TERMINAL DE GNL

Na Figura 3-1 apresenta-se a energia média diária no armazenamento de GNL no Terminal de Sines, de 2021 a 2024. Na Figura 3-2 apresenta-se a evolução diária da energia armazenada, para o mesmo período.

¹⁶ Consulte o [dashboard](#) sobre as infraestruturas de gás apresenta dados de operação das infraestruturas do SNG.

¹⁷ Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL.

Figura 3-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2021 a 2024

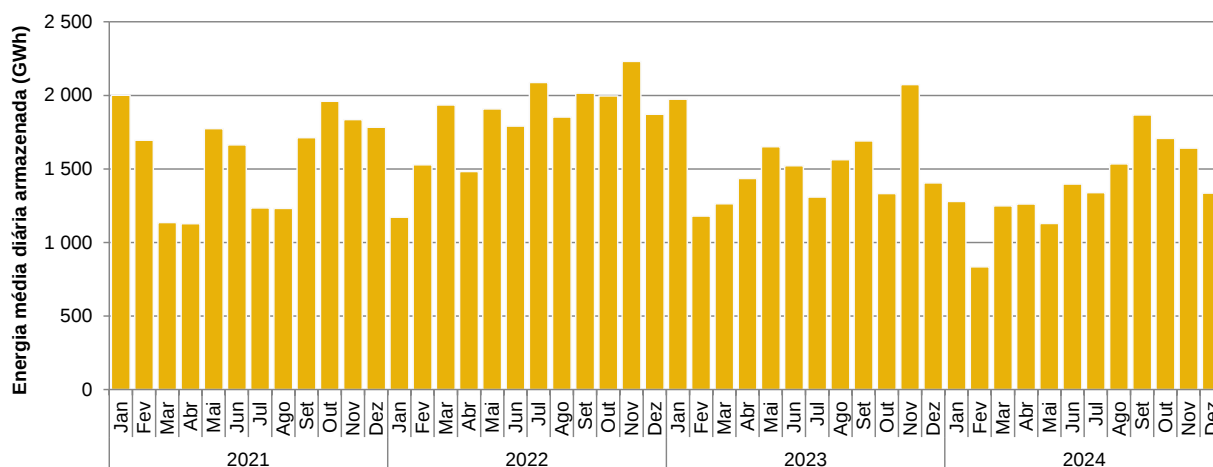
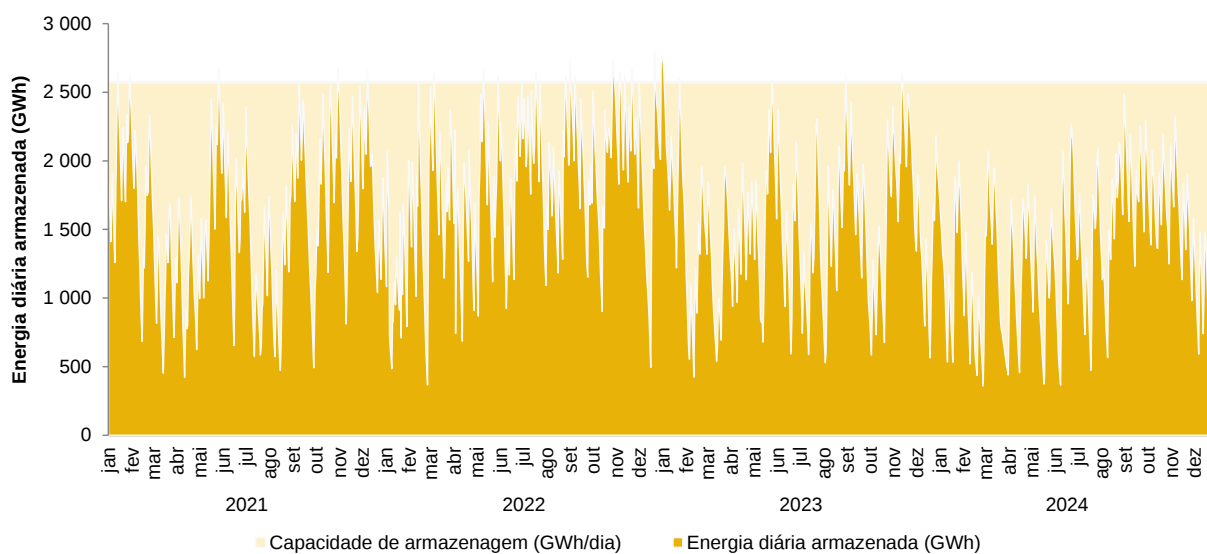


Figura 3-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2021 a 2024



No período em análise, foi durante o ano de 2022 que o valor diário máximo de energia armazenada atingiu os valores acima da capacidade útil máxima¹⁸ de armazenamento nos tanques de GNL, tendo atingido, no

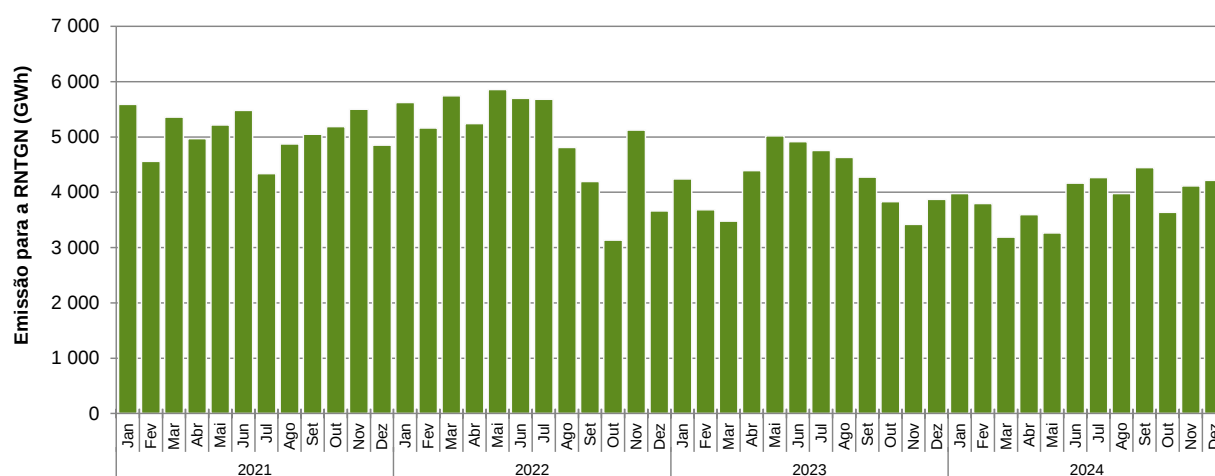
¹⁸ Capacidade útil de 2,6 TWh, para uma capacidade total de 2,7 TWh, de acordo com capítulo 3 do documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2025-2026».

mês de dezembro, cerca de 2 798 GWh. No ano 2024, o valor diário máximo de energia armazenada foi 2 488 GWh, inferior ao do ano 2023.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2024 é equivalente a aproximadamente 13 dias¹⁹ do consumo médio nacional.

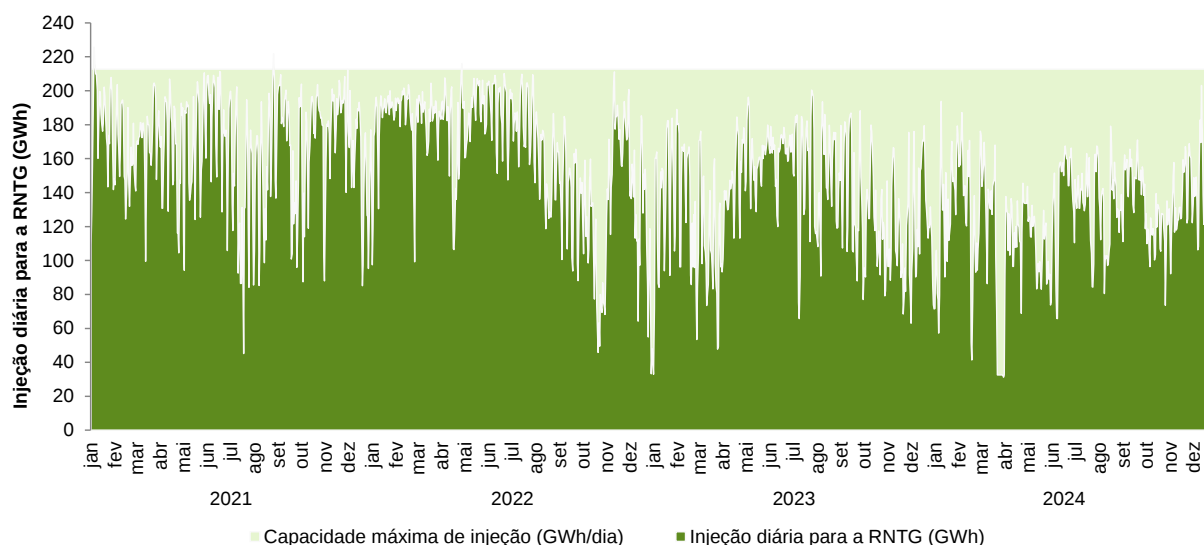
Na Figura 3-3 e Figura 3-4 observam-se as evoluções da emissão mensal e diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, no período de 2021 a 2024.

Figura 3-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2021 a 2024



¹⁹ Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2024 na RNTG de 38,4 TWh, excluindo o consumo nas UAG.

Figura 3-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2021 a 2024



Em 2024, a emissão de gás para a RNTG ²⁰ correspondeu a uma modulação ²¹ de cerca de 230 dias (utilização de 63%), valor elevado, no entanto, inferior ao registado em 2023 (modulação de cerca de 252 dias, com uma utilização de 69%).

Na Figura 3-5 e Figura 3-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás para cisterna, de 2021 a 2024.

²⁰ Capacidade máxima de emissão de gás para RNTG 229 GWh/dia, de acordo com capítulo 3 do documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2025-2026».

²¹ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total regaseificada em 2024 e a capacidade máxima verificada em 2024.

Figura 3-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para cisterna, de 2021 a 2024

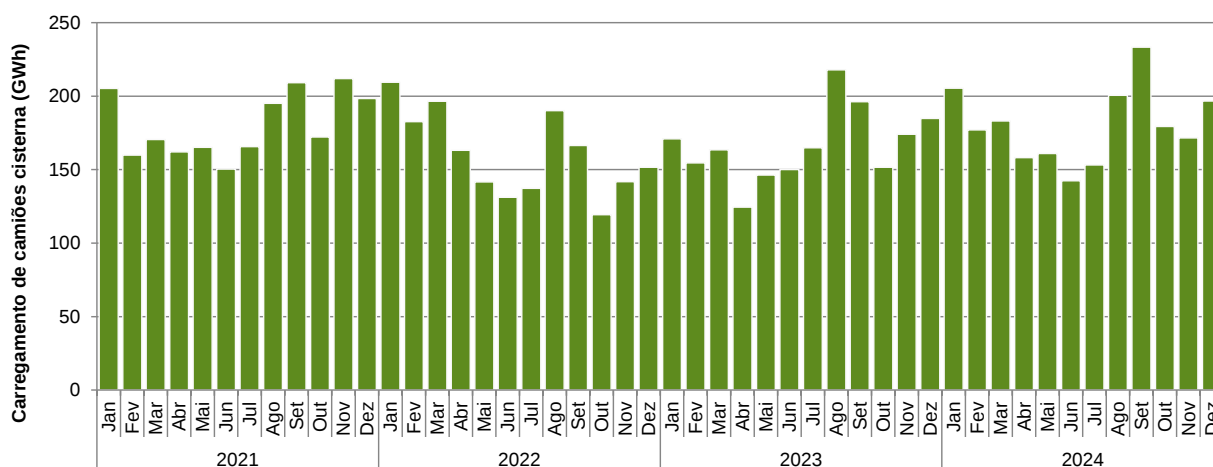
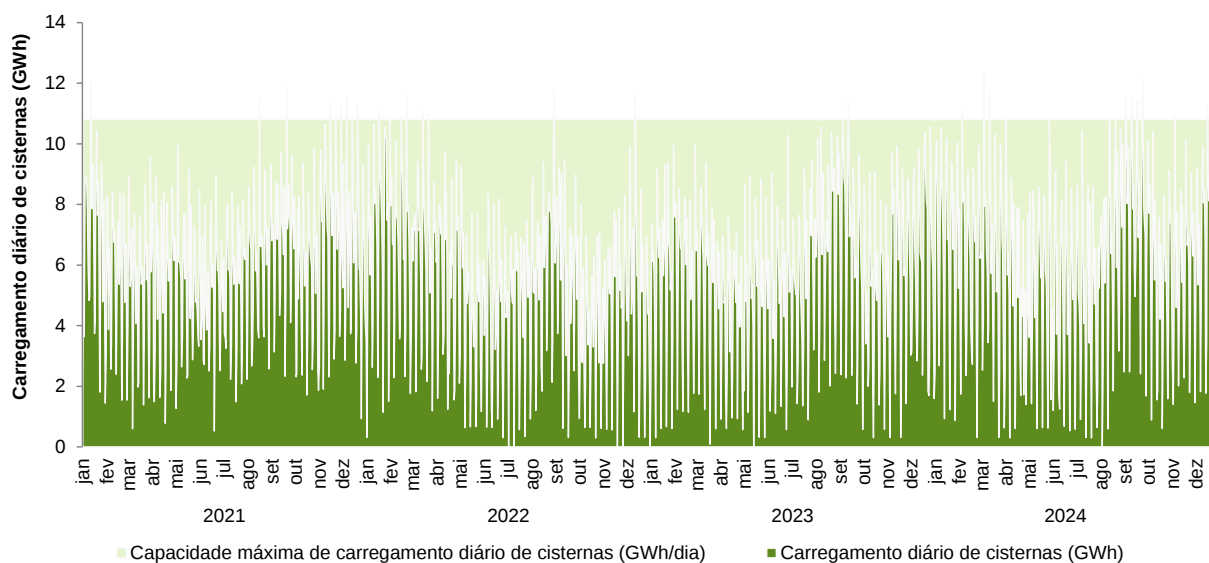


Figura 3-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para cisterna, de 2021 a 2024



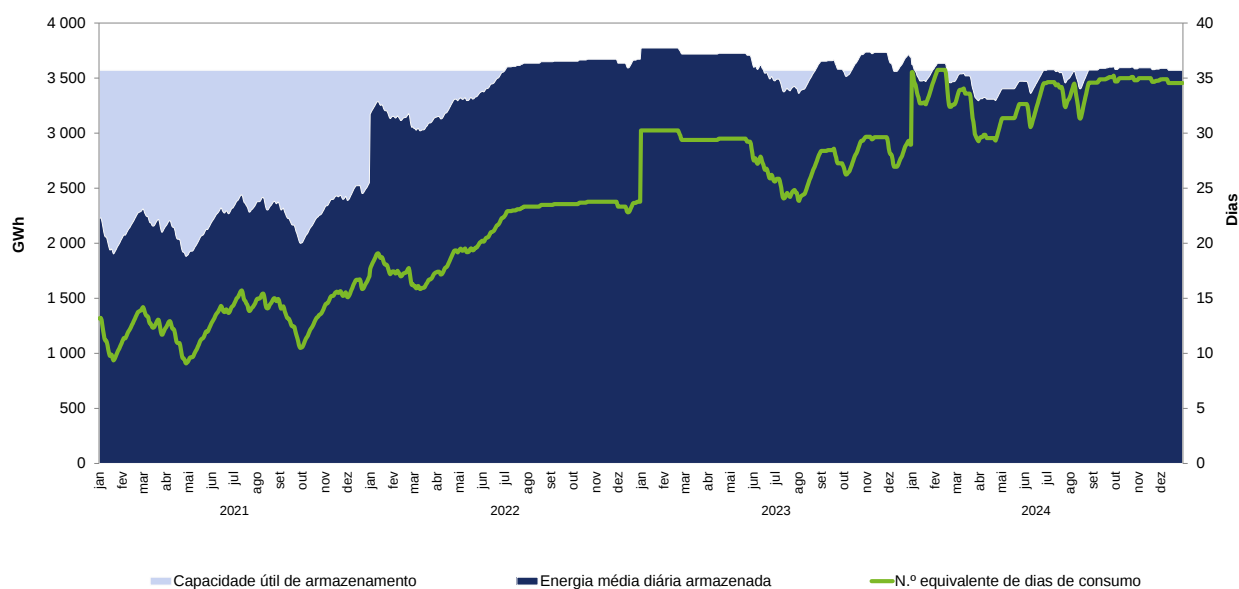
Em 2024, a emissão de gás para o carregamento de cisterna correspondeu a uma modulação ²² de cerca de 176 dias (utilização de 48%), valor igual ao do ano de 2023.

²² A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total emitida em 2024 e a capacidade máxima verificada em 2024.

3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 3-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2021 a 2024. Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2024 oscilou entre os 29 e os 36 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 3-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2021 a 2024

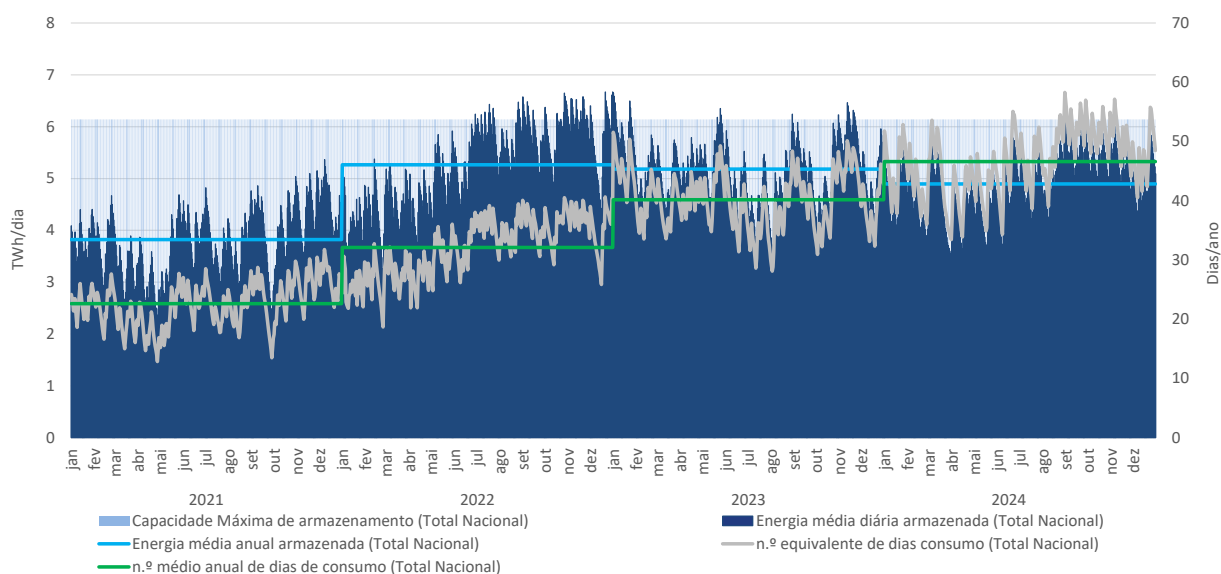


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG (excluindo o consumo nas UAG): ano 2021 (61,7 TWh), ano 2022 (59,9 TWh), ano 2023 (47,1 TWh) e ano 2024 (38,4 TWh).

3.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS

Na Figura 3-8 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada resultante da agregação das energias armazenadas, quer na infraestrutura do armazenamento subterrâneo do Carriço, quer na infraestrutura do Terminal de GNL, de 2021 a 2024.

Figura 3-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2021 a 2024



Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG (excluindo o consumo nas UAG): ano 2021 (61,7 TWh), ano 2022 (59,9 TWh), ano 2023 (47,1 TWh) e ano 2024 (38,4 TWh).

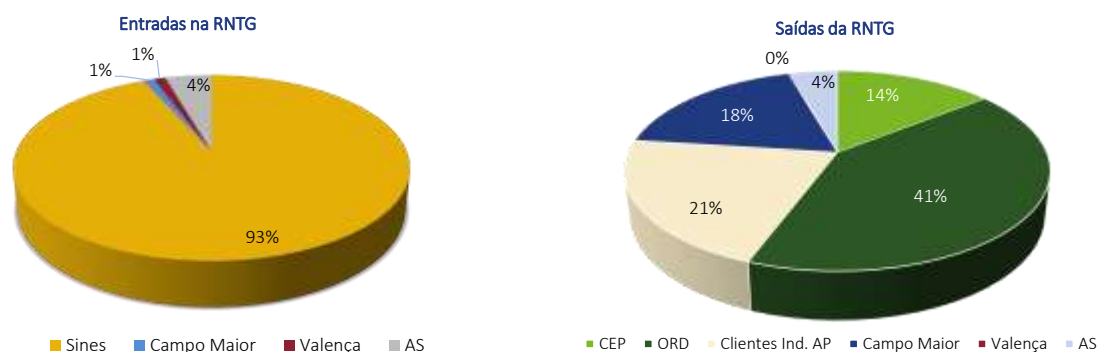
Em 2024, verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de GNL, foi, em média, de 47 dias do consumo médio diário nacional, verificando-se um acréscimo de 7 dias face ao ano de 2023.

3.4 REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNTG em 2024, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da rede de transporte. Em termos de entradas, o Terminal de GNL e o ponto virtual de interligação (VIP) ²³ representaram cerca de 93% e 2%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou cerca de 5%, em relação ao total de entradas na RNTG. Em termos de saídas, os consumos dos centros eletroprodutores (CEP), dos clientes industriais em AP, das redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2024, cerca de 14%, 21%, 41% e 4%, respetivamente, do total das saídas da RNTG. Verificou-se que em 2024 a exportação por VIP, representou aproximadamente 18% do total das saídas.

²³ De lembrar que o VIP corresponde à agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Figura 3-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2024



Na Figura 3-10 caracterizam-se as entradas na RNTG (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o consumo máximo, quer o consumo mínimo de gás, durante o ano de 2024.

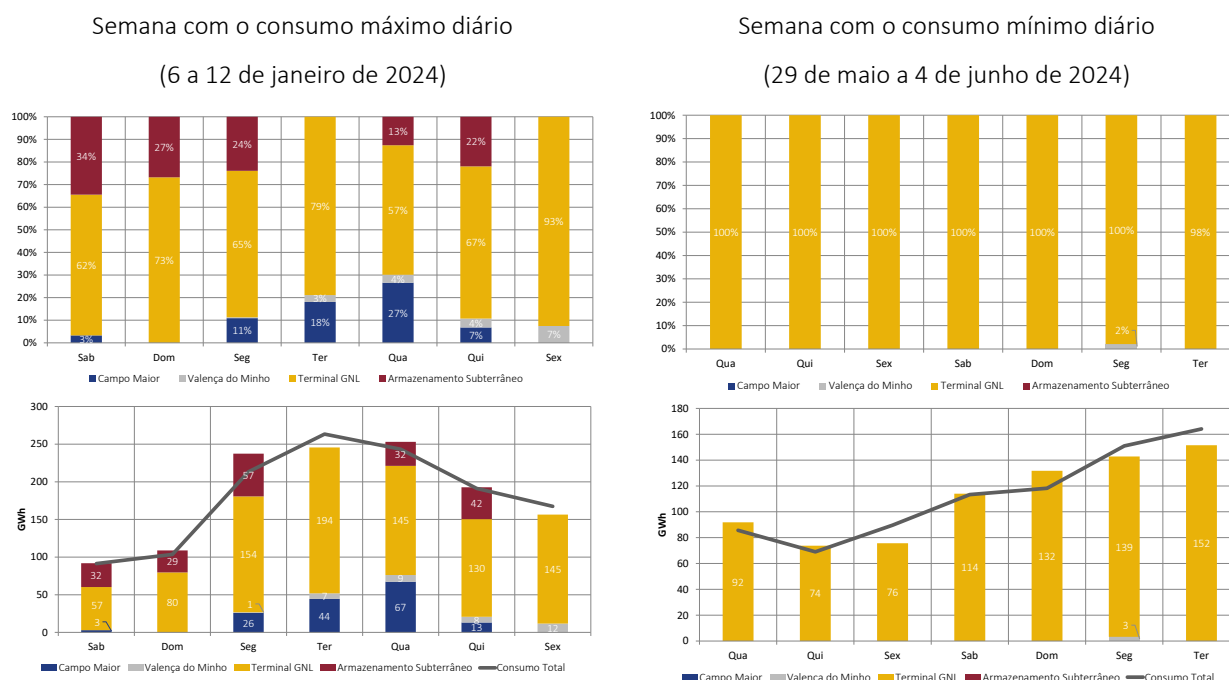
O consumo máximo de gás (263,4 GWh/dia) na RNTG ocorreu no dia 9 de janeiro de 2024 (terça-feira) e o consumo mínimo de gás (69,0 GWh/dia) ocorreu no dia 30 de maio de 2024 (quinta-feira). No entanto, o dia de maior consumo ²⁴ pode não corresponder ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNTG. A capacidade máxima nas entradas (253,1 GWh/dia) ocorreu no dia 10 de janeiro de 2024 (quarta-feira), contudo a capacidade mínima nas entradas (66,0 GWh/dia) ocorreu no dia 24 de março de 2024 (domingo).

A existência de *linepack* ²⁵ na RNTG e de injeções do armazenamento subterrâneo justifica a diferença entre os valores na entrada e na saída da RNTG. Entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o mínimo consumo diário), o armazenamento subterrâneo e o terminal são utilizados para ajustar a oferta à procura de gás na RNTG.

²⁴ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNTG para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

²⁵ Corresponde ao volume total de gás existente no sistema nacional de gás.

Figura 3-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2024



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNTG de 2021 a 2024. Esta análise é feita no referencial da RNTG. Ou seja, valores positivos representam entradas na RNTG e valores negativos representam saídas da RNTG. Esta caracterização é realizada para a interligação de Campo Maior, para a interligação de Valença do Minho, para a ligação com o Armazenamento Subterrâneo, para o agregado dos pontos de consumo dos centros eletroprodutores e clientes em alta pressão e, finalmente, para o agregado dos pontos de entrega às redes de distribuição.

INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR

A Figura 3-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG. A Figura 3-12 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNTG e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2024, verifica-se que esta interligação, no que se refere ao fluxo de importação de gás de Espanha, teve uma modulação de 8 dias/ano, representando uma utilização de 2% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG. Face a 2023 (32 dias/ano, representando uma utilização de 9% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG), verificamos uma modulação inferior.

Adicionalmente, verificamos que houve fluxo de exportação de gás para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2024, com uma modulação de injeção na RNTG de 131 dias/ano, representando uma utilização de 36% da sua capacidade máxima de injeção Face a 2023 (103 dias/ano) representa um acréscimo significativo, sendo que em 2024 esta utilização é historicamente a mais elevada.

Figura 3-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2021 a 2024

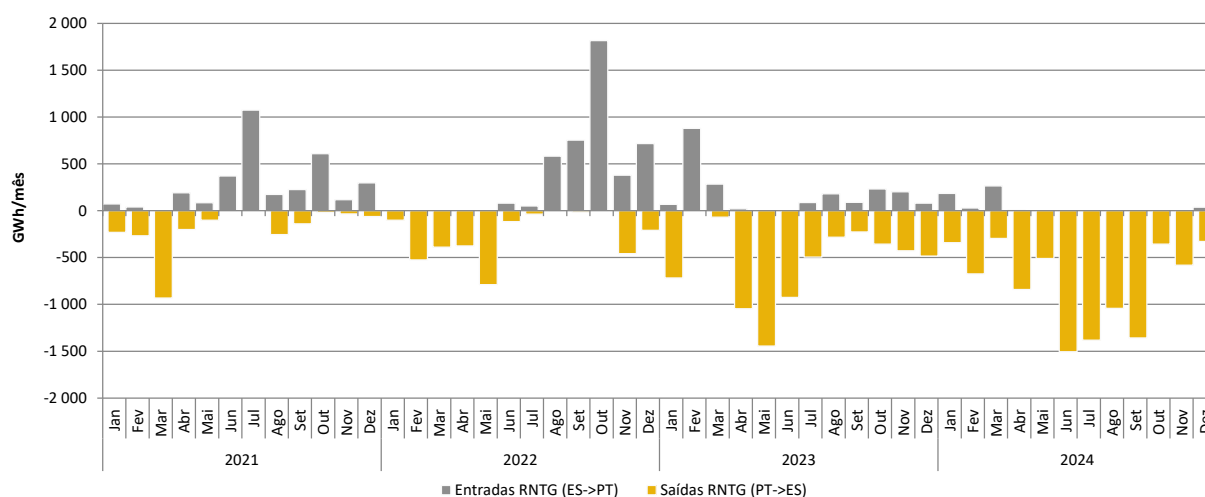
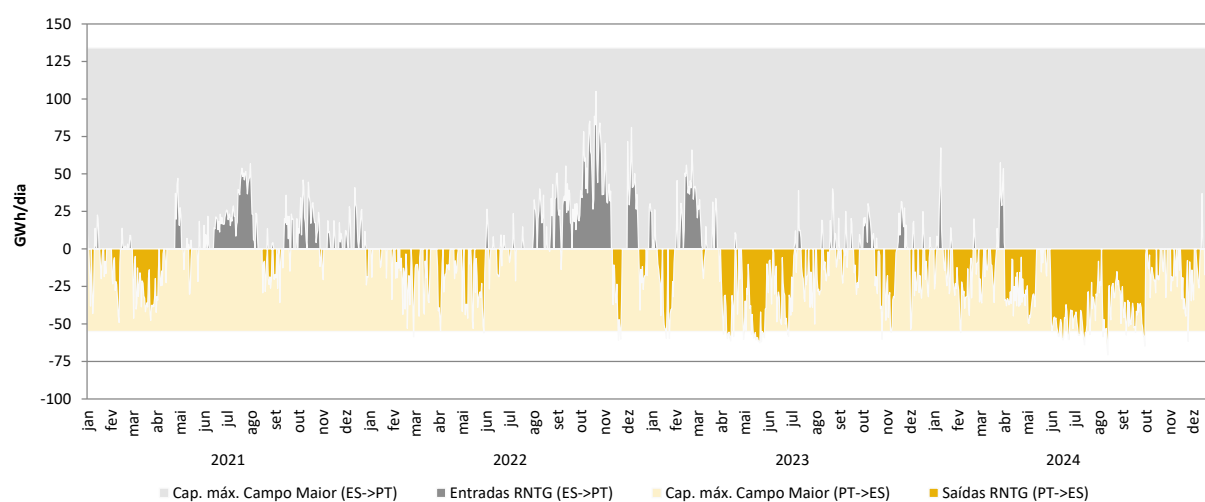


Figura 3-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2021 a 2024



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 3-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2021 a 2024 em termos de energia mensal injetada/extraída na RNTG. A Figura 3-14 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída na RNTG e de capacidade máxima de injeção na mesma. Em 2024, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNTG de 31 dias/ano, representando uma utilização de 8% da sua capacidade máxima de injeção. Face a 2023 (38 dias/ano, representando uma utilização de 10% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG), verificamos uma modulação inferior.

Figura 3-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2021 a 2024

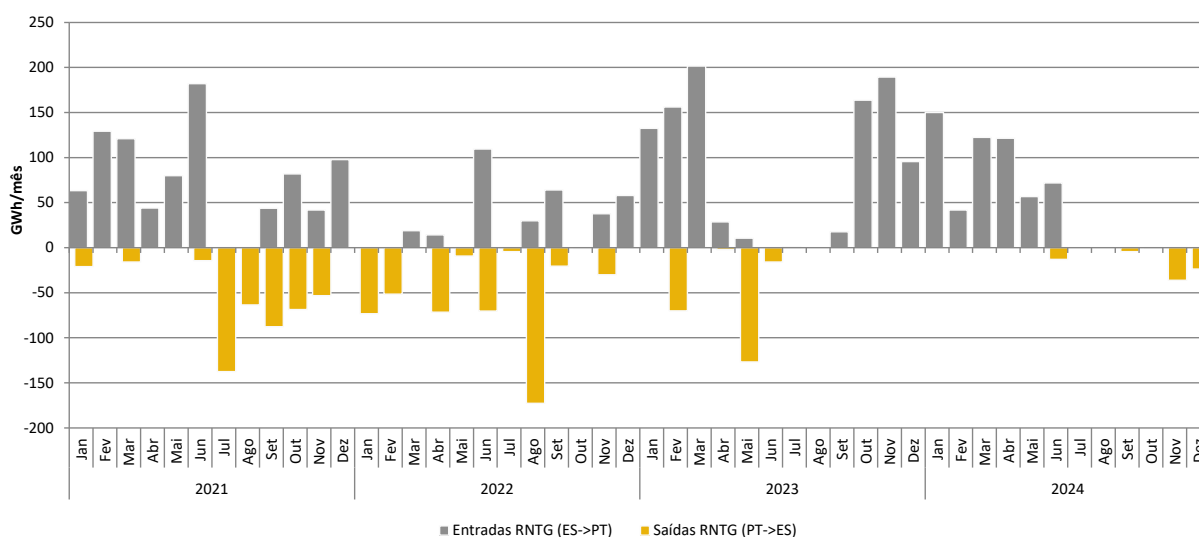
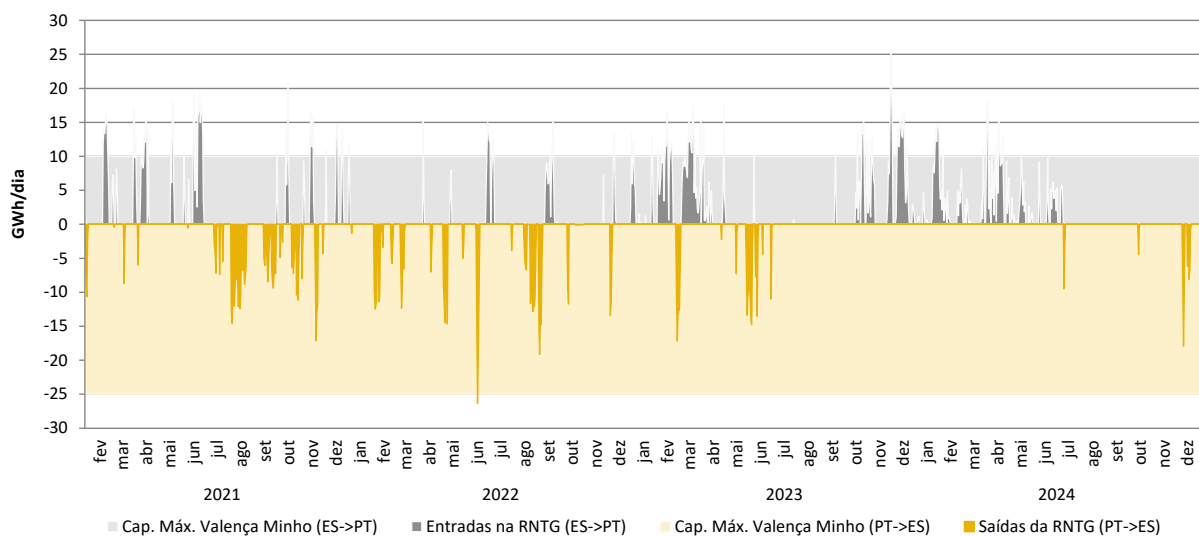


Figura 3-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2021 a 2024



PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)

A Figura 3-15 e a Figura 3-16 caracterizam o fluxo no ponto de interligação virtual (VIP) que resulta do somatório das entradas e saídas de gás das interligações de Valença do Minho e Campo Maior, de 2021 a 2024. Entre junho e setembro de 2024, a exportação líquida para Espanha no VIP superou o valor de 1 000 GWh mensalmente, sendo 2024 o ano com exportação líquida para Espanha historicamente mais elevada, depois de mais do que duplicar o antigo registo máximo, atingido em 2023.

Figura 3-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2021 a 2024

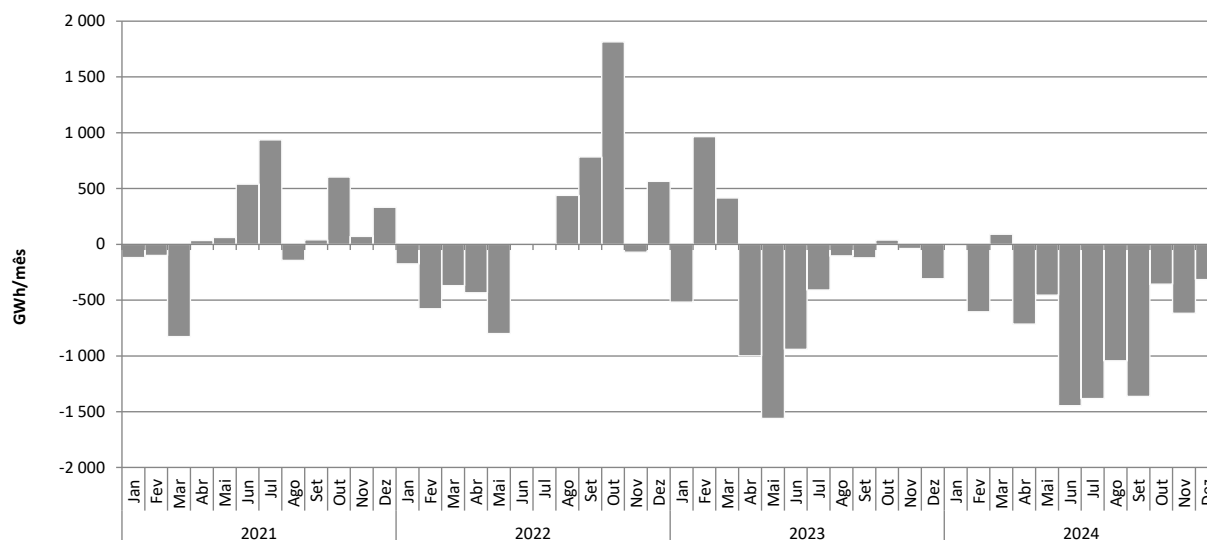
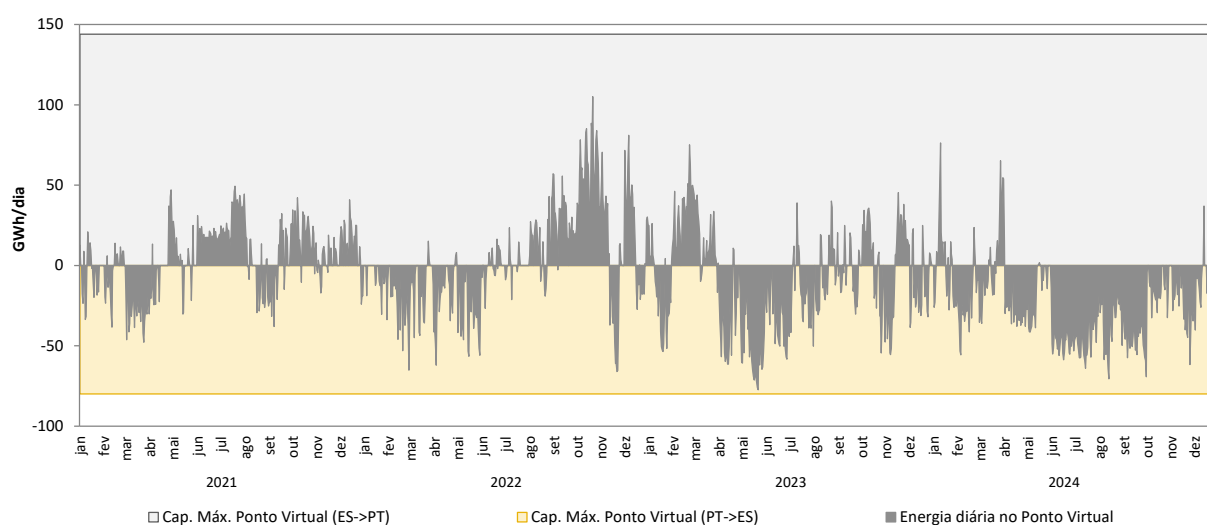


Figura 3-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2021 a 2024



Nota: os valores de capacidades máximas no ponto virtual de interligação (quer de entrada, quer de saída da RNTG) resultam da soma das capacidades nas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A Figura 3-17 caracteriza a fronteira entre a RNTG com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG de 2021 a 2024. A Figura 3-18 caracteriza a fronteira entre a

RNTG com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia diária injetada/extraída na RNTG e de capacidade máxima de injeção/extração da mesma, de 2021 a 2024.

Figura 3-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2021 a 2024

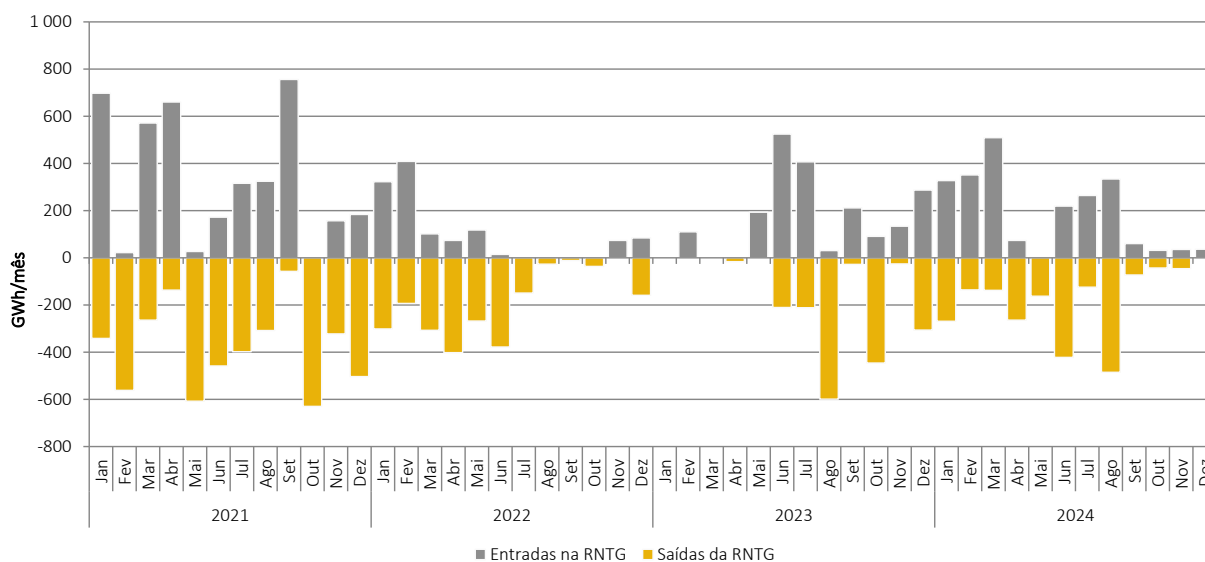
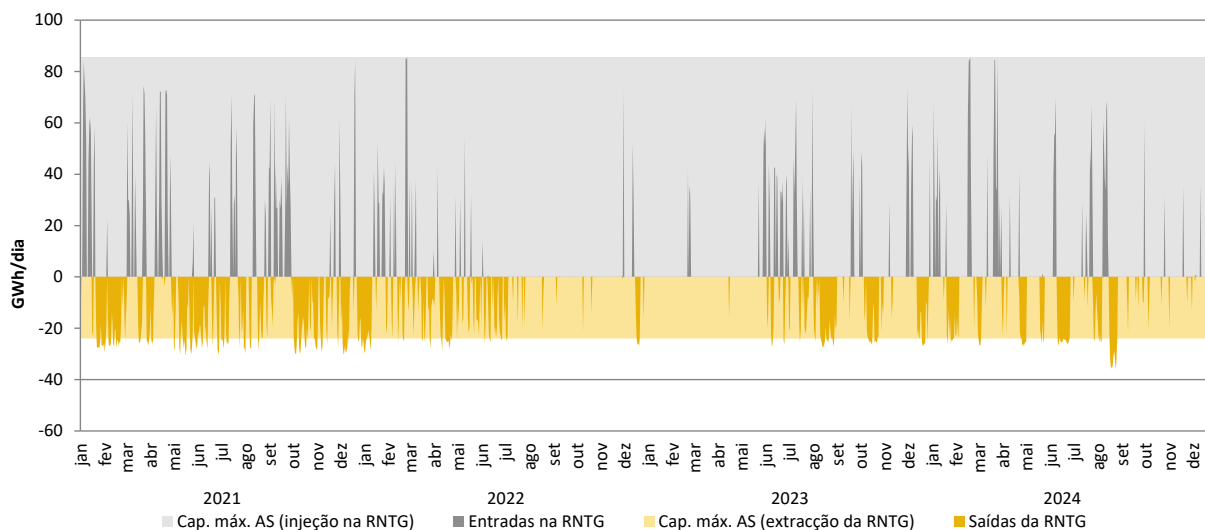


Figura 3-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2021 a 2024



CENTROS ELETROPRODUTORES

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com os centros eletroprodutores, em termos de energia mensal e diária extraída da rede de 2021 a 2024. Em 2024, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração da RNTG de 47 dias/ano, representando uma utilização de 13% das suas capacidades máximas utilizadas em 2024. Verifica-se que face a 2023 (140 dias/ano) a modulação de extração da RNTG teve um decréscimo significativo.

Figura 3-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2021 a 2024

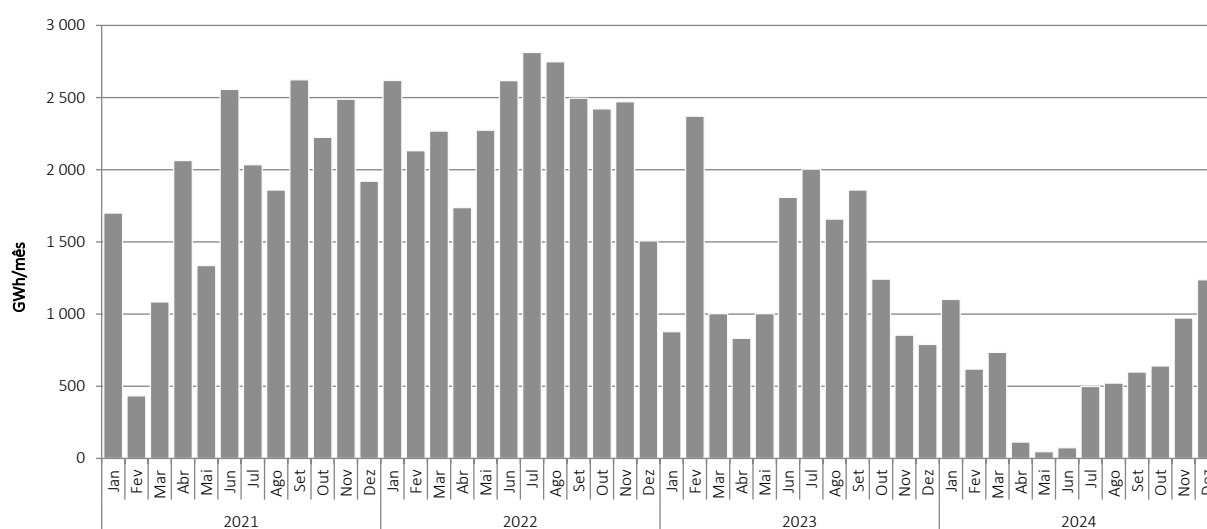
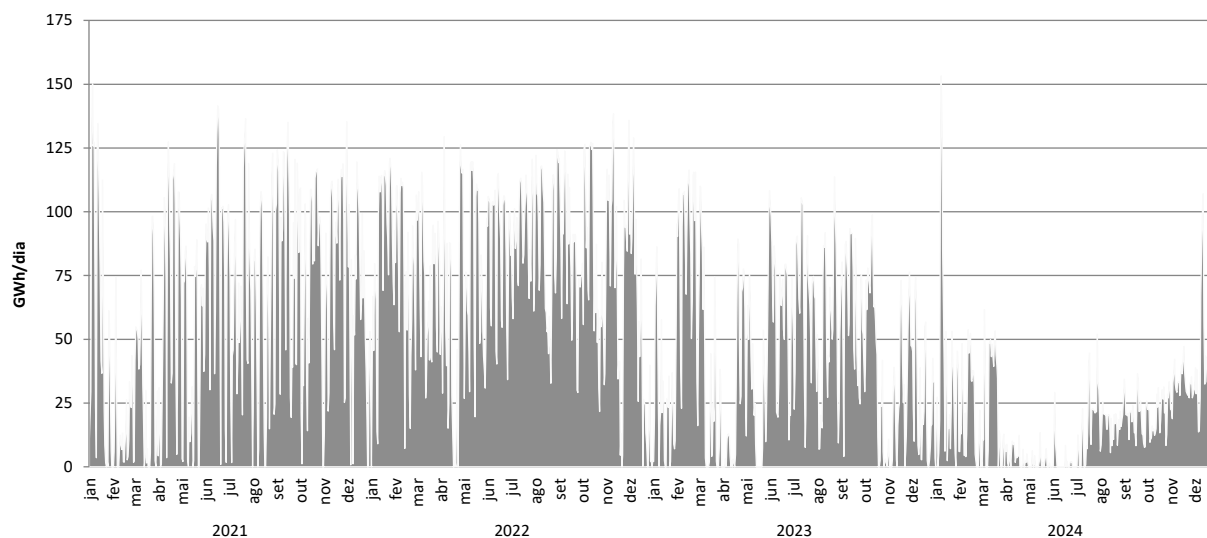


Figura 3-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2021 a 2024



CLIENTES INDUSTRIAIS EM ALTA PRESSÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com os clientes em AP, em termos de energia mensal e diária extraída da rede. Em 2024, verifica-se que os clientes em AP são responsáveis por uma modulação de extração na RNTG de 290 dias/ano, representando uma utilização de 79% das capacidades máximas verificadas em 2024. Verifica-se, deste modo, um aumento da modulação, face a 2023 (257 dias/ano, representando uma utilização de 70% das capacidades máximas).

Figura 3-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2021 a 2024

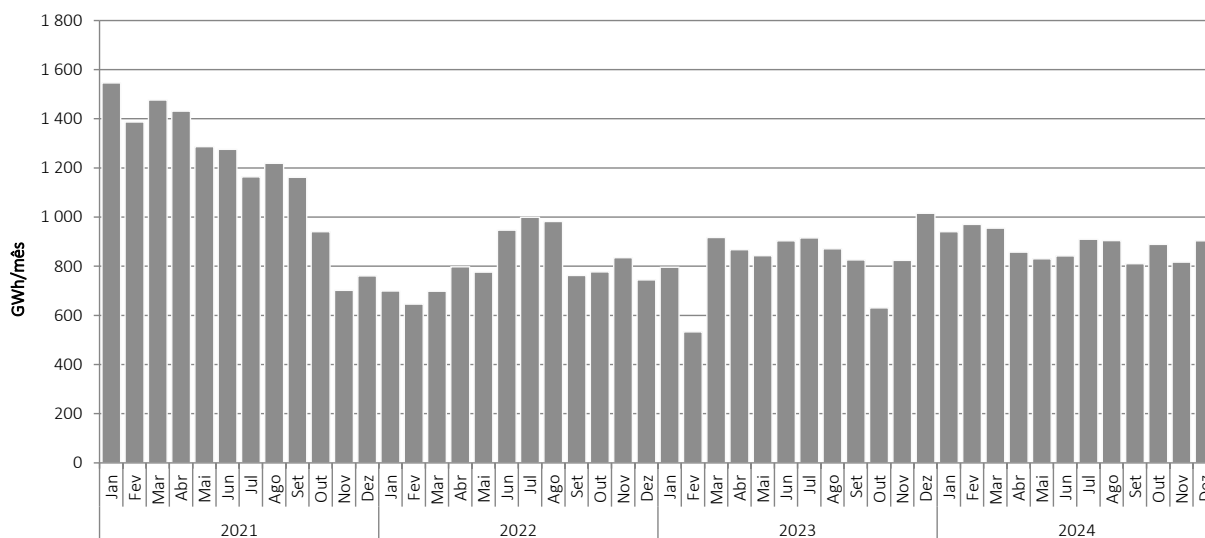
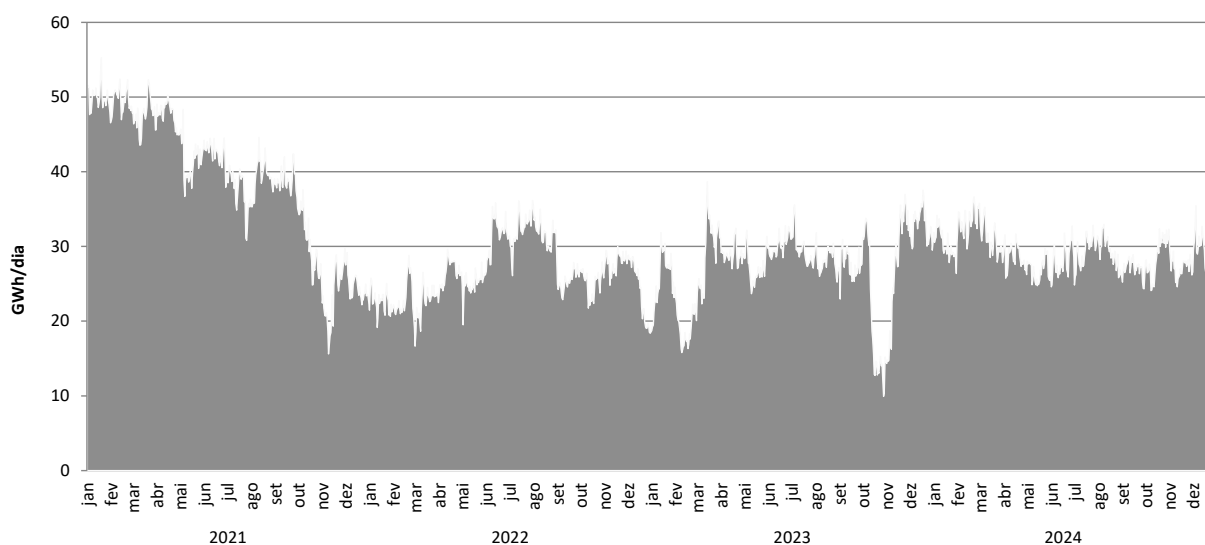


Figura 3-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2021 a 2024



REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com a RNDG em termos de energia mensal e diária extraída da rede, de 2021 a 2024. Em 2024, verifica-se que as entregas à RNDG

correspondem a uma modulação de extração na RNTG de 266 dias/ano, representando uma utilização de 73% da sua capacidade máxima total de extração verificada em 2024.

Figura 3-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2021 a 2024

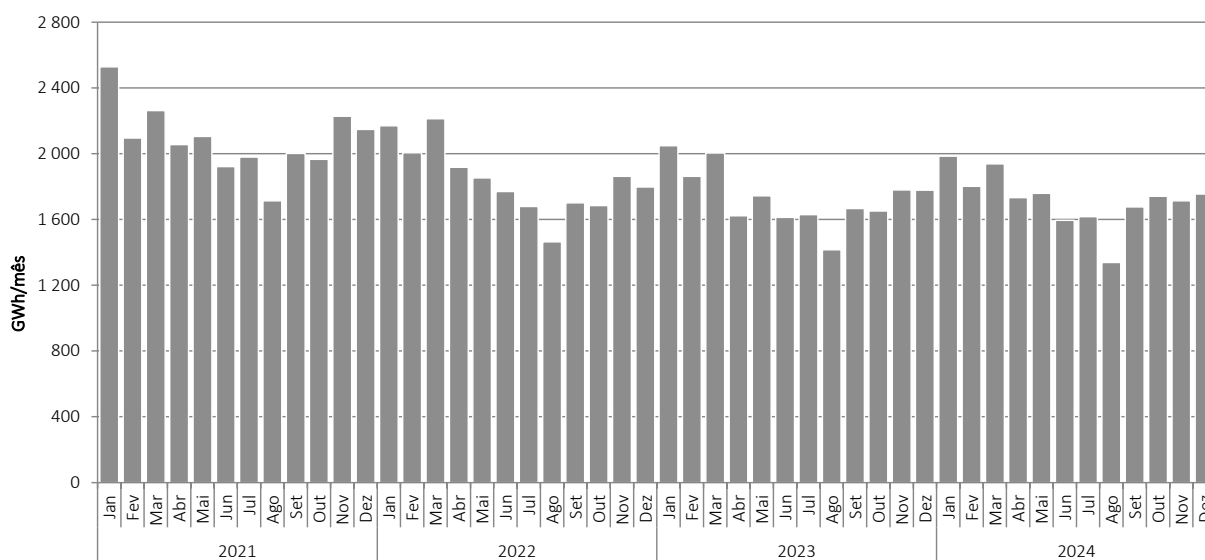
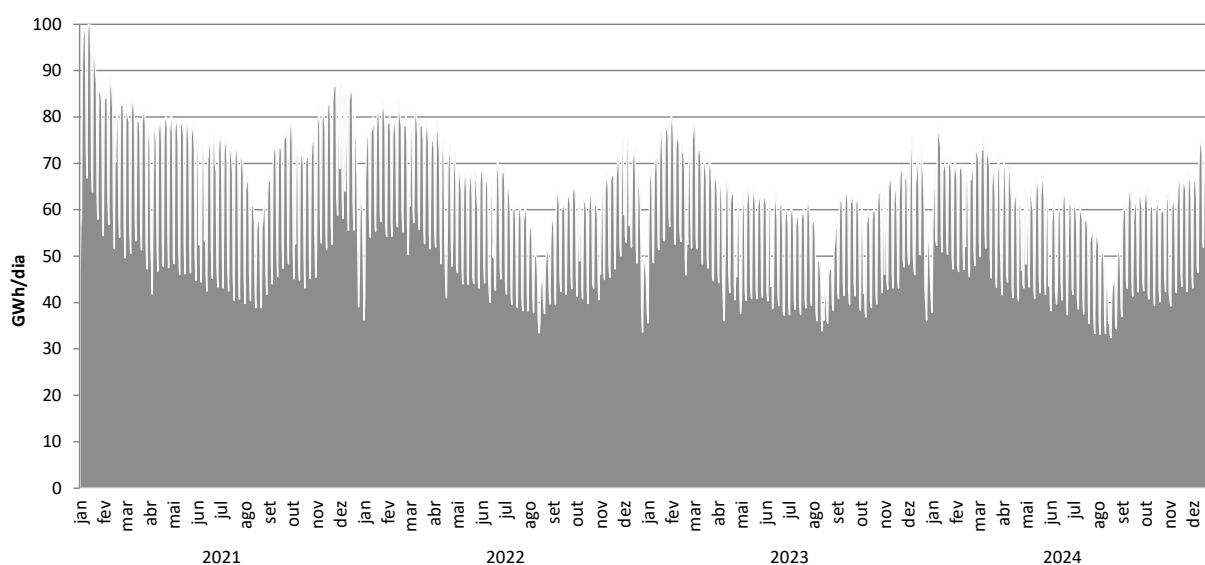


Figura 3-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2021 a 2024



SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE NACIONAL DE GÁS

As figuras seguintes caracterizam as saídas da RNTG para clientes em AP (incluindo os centros eletroprodutores) e para a RNDG, em termos de energia mensal e diária saída da rede RNTG, de 2021 a 2024.

Figura 3-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2021 a 2024

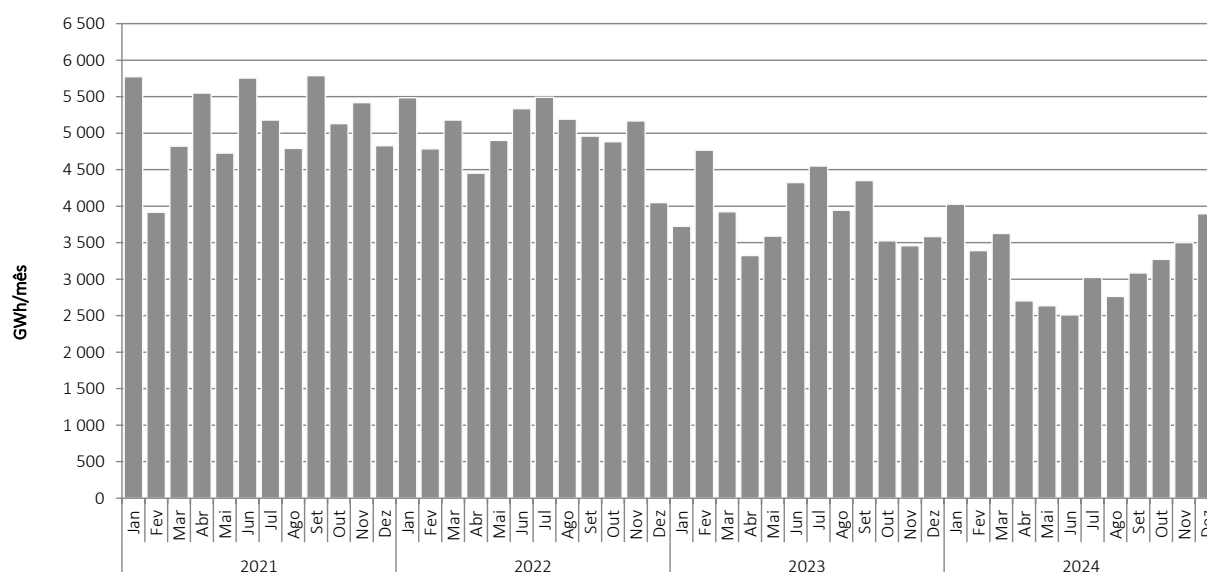
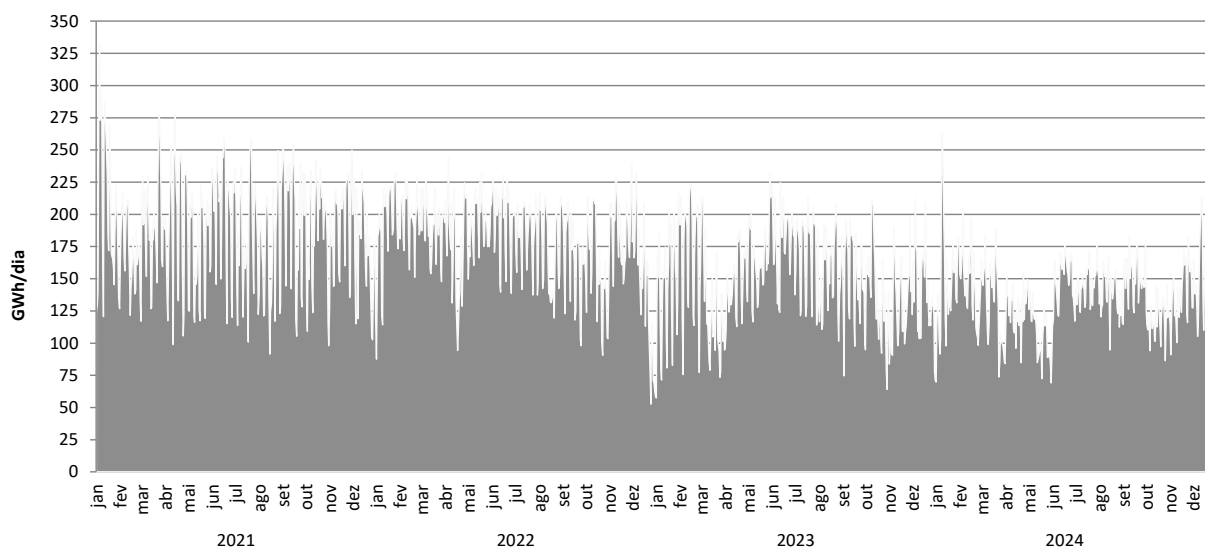


Figura 3-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2021 a 2024



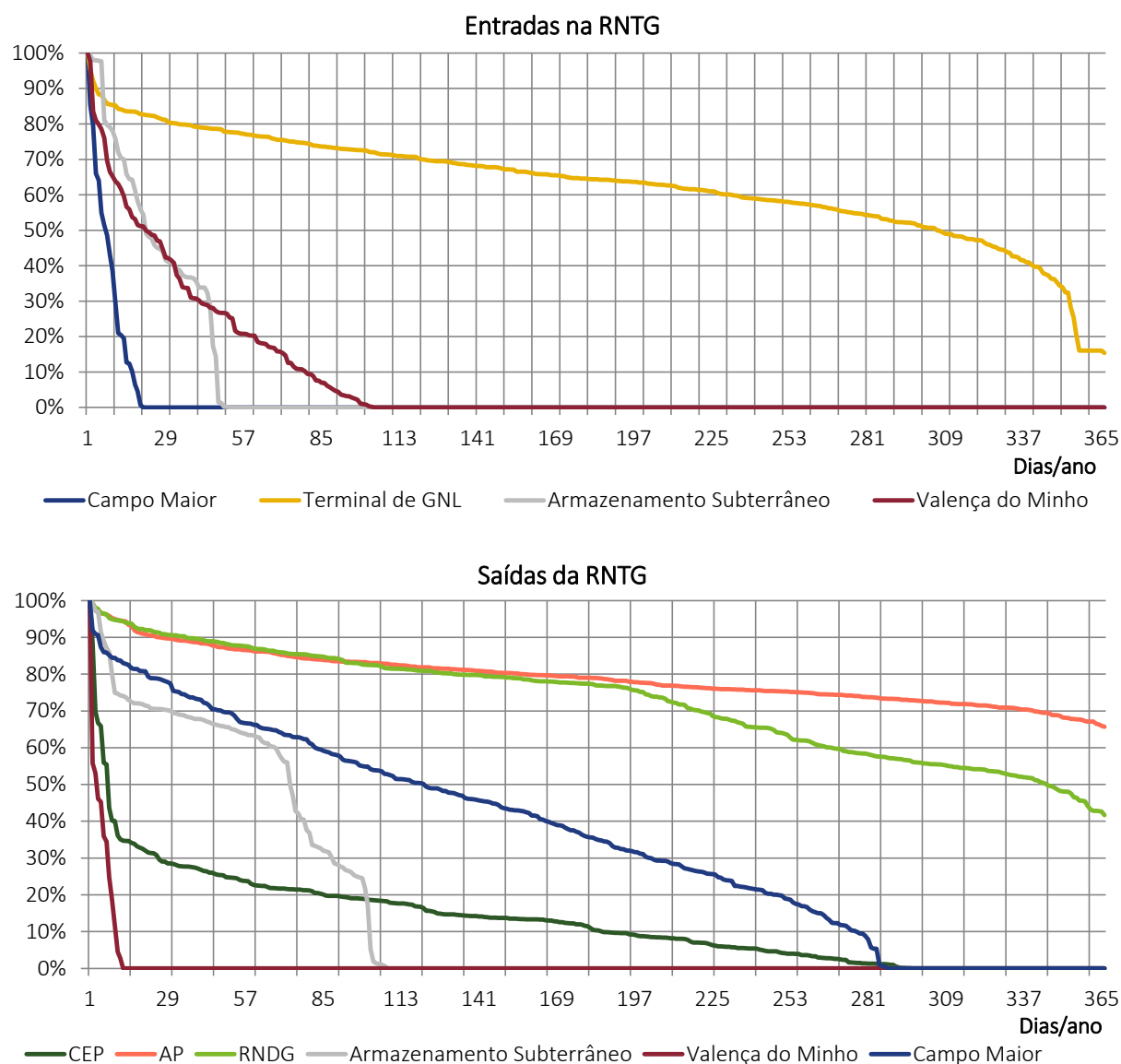
CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNTG EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNTG em função do respetivo valor máximo diário de energia, ocorrido durante o ano de 2024.

A título de exemplo, e no que respeita à entrada na RNTG com maior utilização, a fronteira da RNTG com o Terminal de GNL verificou durante 305 dias/ano valores de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. Os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida são a interligação de Campo Maior e o Armazenamento Subterrâneo.

No que respeita às saídas, verifica-se que os clientes industriais em AP apresentaram valores de energia diários superiores a 80% do valor máximo anual durante 155 dias, observando-se um acréscimo acentuado face a 2023 e a 2022 que apresentavam 75 dias e 91 dias, respetivamente. No que respeita ao agregado das saídas para as RNDG, estes apresentam utilizações anuais superiores a 42% do valor máximo anual. Em 2024, tal como nos anos anteriores, o ponto de saída com menor utilização é Valença do Minho.

Figura 3-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2024, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto



4 CARACTERIZAÇÃO DE PROCURA PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2025 E 2026

4.1 DESVIOS DA PROCURA

Neste ponto, analisam-se as principais variáveis físicas que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir no ano gás 2025-2026. Verificam-se, para as principais rubricas do balanço de gás, os desvios entre os valores ocorridos no ano gás 2023-2024 e os correspondentes valores previstos nas tarifas desse ano gás. Os balanços de gás, reais e previsionais, apresentados pela ERSE resultam de um processo de análise e de consolidação de dados dos vários agentes, de modo a que o mesmo seja coerente com a realidade física do SNG ²⁶.

As análises dos desvios dos indutores de custo que têm ligação com a procura de gás nas atividades em que o cálculo de proveitos permitidos incorpora metodologias de regulação do tipo *price cap* estão presentes nos capítulos das respetivas atividades no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2025-2026 das empresas reguladas do setor do gás”.

BALANÇO DE GÁS EM ANO GÁS

O Quadro 4-1 e o Quadro 4-2 permitem comparar os valores ocorridos no ano gás 2023-2024 das principais rubricas dos balanços de gás da rede de transporte e das redes de distribuição, com os correspondentes dados previsionais considerados pela ERSE no cálculo das tarifas do ano gás 2023-2024.

²⁶ À semelhança dos anos anteriores, a ERSE assumiu para valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano gás 2023-2024, o valor obtido com os dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do terminal de GNL, correspondentes a leituras efetuadas nas GRMS de entrega de gás às redes de distribuição interligadas à rede de transporte e a carregamentos de cisternas destinadas a UAG da distribuição.

Quadro 4-1 - Balanço de gás na rede de transporte

		Real	Tarifas 2023-2024 (ERSE)		
		2023-2024	GWh	2023-2024 (real - previsto)	
		GWh		GWh	%
Entradas na RNTG					
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	2 005	2 859	-854	-29,9%
1.1	Campo Maior	992	2 859	-1 867	-65,3%
1.2	Valença do Minho	1 013	0	1 013	n.a.
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	47 924	56 828	-8 904	-15,7%
2.1	Injecções RNT	45 799	54 633	-8 834	-16,2%
2.2	Camião cisterna	2 125	2 195	-71	-3,2%
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	2 656	3 339	-682	-20,4%
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNG	52 585	63 026	-10 441	-16,6%
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTG	50 460	60 830	-10 370	-17,0%
Saídas da RNTG					
	6 Exportação (Valença do Minho)	9 240	1 870	7 370	394,2%
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	2 847	3 339	-491	-14,7%
	8 Centros electroprodutores	7 138	20 821	-13 682	-65,7%
	9 Clientes industriais em AP	10 488	10 885	-397	-3,6%
	10 Redes de distribuição (interligadas)	20 656	23 859	-3 203	-13,4%
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTG	50 369	60 773	-10 404	-17,1%

No balanço da rede de transporte constata-se um desvio nas quantidades das saídas da rede de transporte, motivado principalmente pelos desvios negativos dos fornecimentos aos CEP e às redes de distribuição, enquanto as exportações aumentaram significativamente face ao previsto. Naturalmente, este desvio refletiu-se com uma amplitude semelhante no total das entradas de gás na rede de transporte, sendo o desvio negativo mais relevante ao nível das injeções na RNT pelo terminal de GNL.

Quadro 4-2 - Balanço de gás na rede de distribuição

		Real	Tarifas 2023-2024 (ERSE)		
		2023-2024	GWh	2023-2024 (real - previsto)	
		GWh		GWh	%
Entradas na RNDG					
17=10	17 Redes interligadas	20 656	23 859	-3 203	-13,4%
	18 Redes abastecidas por UAG	785	904	-118	-13,1%
19=17+18	19 Total de entradas na RNDG	21 441	24 763	-3 322	-13,4%
Saídas da RNDG					
	20 Clientes em MP	13 697	16 232	-2 535	-15,6%
21=21.1+21.2	21 Clientes em BP	7 703	8 485	-782	-9,2%
	21.1 Clientes em BP>	3 757	4 138	-381	-9,2%
	21.2 Clientes em BP<	3 946	4 347	-401	-9,2%
	22 Perdas e autoconsumos na RNDG	41	46	-5	-10,8%
23=20+21+22	23 Total de saídas da RNDG (inc. perdas e autocons.)	21 441	24 763	-3 322	-13,4%
Saídas da RNDG					
24=23-22	24 Total de saídas da RNDG	21 400	24 717	-3 317	-13,4%
	24.1 Beiragás	841	966	-125	-12,9%
	24.2 Dianagás	85	94	-8	-9,0%
	24.3 Sonorgás	177	192	-15	-7,9%
	24.4 Duriensegás	210	235	-25	-10,6%
	24.5 Lisboagás	3 863	4 302	-439	-10,2%
	24.6 Lusitaniagás	7 593	8 662	-1 069	-12,3%
	24.7 Medigás	102	108	-6	-5,8%
	24.8 Paxgás	17	18	-1	-4,4%
	24.9 REN Portgás	5 786	7 438	-1 651	-22,2%
	24.10 Setgás	1 671	1 640	31	1,9%
	24.11 Tagusgás	1 256	1 062	194	18,2%

Nas redes de distribuição verifica-se uma redução na energia entrada nas redes em relação ao previsto para o ano gás 2023-2024 devido, essencialmente, à redução da energia saída para clientes em MP. Esta diminuição do consumo dos clientes em MP pode ser justificada pelo histórico, desde o final de 2021, de preços de gás elevados nos mercados grossistas e, em casos específicos, pela transição de clientes para outros vetores energéticos.

Analisando as quantidades de energia veiculadas, em oposição às previstas, destacam-se com maiores desvios percentuais negativos a Beiragás, a Duriensegás, a Lisboagás, a Lusitaniagás e a REN Portgás. No entanto, em valores absolutos (GWh), duas empresas (Lusitaniagás e REN Portgás) apresentam valores reais significativamente abaixo do previsto nas tarifas do ano gás 2023-2024. A Tagusgás é o único ORD que verificou um desvio positivo, em relação às previsões tarifárias.

4.2 PREVISÕES DA PROCURA

Os valores relativos às previsões para 2025 e 2026 foram efetuados num quadro de manutenção da elevada incerteza que tem caracterizado os exercícios tarifários mais recentes, decorrente de um contexto

geopolítico extremamente instável. Este contexto, em particular a guerra na Ucrânia, gerou um incremento do nível do preço do gás natural nos mercados grossistas em 2022, que pode ter servido de catalisador à mudança dos consumidores para outros vetores energéticos, substitutos do gás natural, quer ao nível da rede de AP quer ao nível das redes de distribuição.

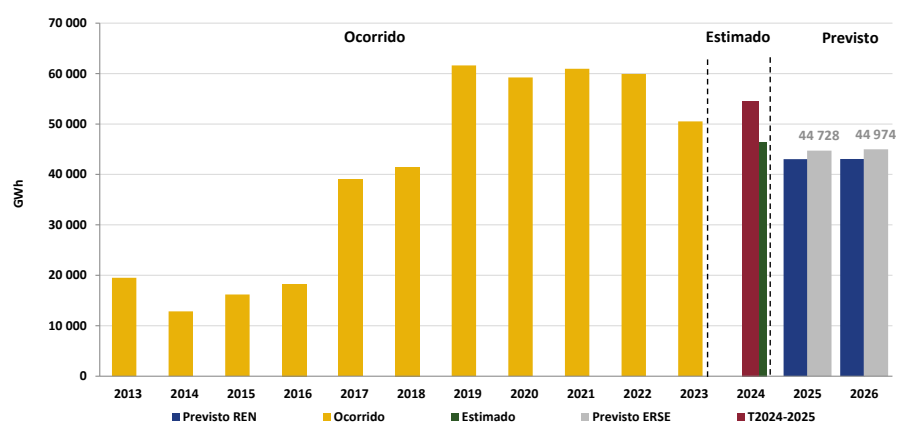
Por outro lado, existe bastante incerteza quanto ao impacto que as alterações no setor elétrico nacional, como a entrada de novas centrais fotovoltaicas e hídricas, o aumento da capacidade de importação para fins comerciais de energia elétrica e o término do CAE da Turbogás, terão no segmento de consumo dos CEP, cujo peso no consumo nacional de gás era historicamente bastante significativo.

As metodologias de regulação do tipo *price cap* em vigor têm ligação com a procura de gás nas atividades em que o cálculo de proveitos permitidos incorpora indutores de custo físicos, com se descreve nos pontos seguintes.

QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS

A Figura 4-1 ilustra a evolução das quantidades de gás saídas do Terminal de GNL desde o ano 2013, bem como os valores previstos para os anos 2025 e 2026. Desde 2019 que a estrutura de aprovisionamento do SNG se alterou, com o Terminal de GNL a tornar-se a principal entrada de gás no território nacional, em detrimento das interligações com Espanha. As quantidades previstas à saída do Terminal de GNL, pela ERSE e pelo ORT, são muito semelhantes quer para 2025, quer para 2026, assumindo-se a estrutura de aprovisionamento (relação entre as quantidades de gás com entrada na RNT através do VIP e do Terminal de GNL) prevista pelo ORT.

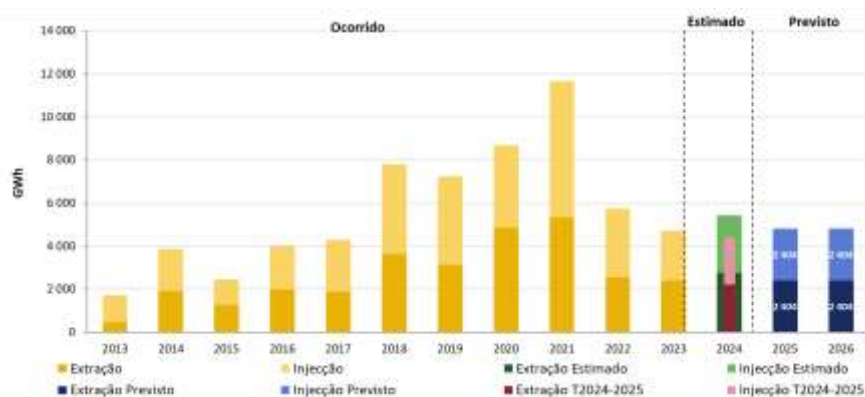
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

A fórmula de regulação da atividade de Armazenamento subterrâneo de gás inclui uma metodologia do tipo *price cap* para os custos de exploração, por se assumir que estes custos variam parcialmente com a somas das quantidades de gás injetadas e extraídas das cavernas. A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2013 a 2023, a melhor estimativa para 2024 e os valores previstos pela empresa para 2025 e 2026, os quais foram assumidos pela ERSE na definição dos proveitos permitidos.

Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)

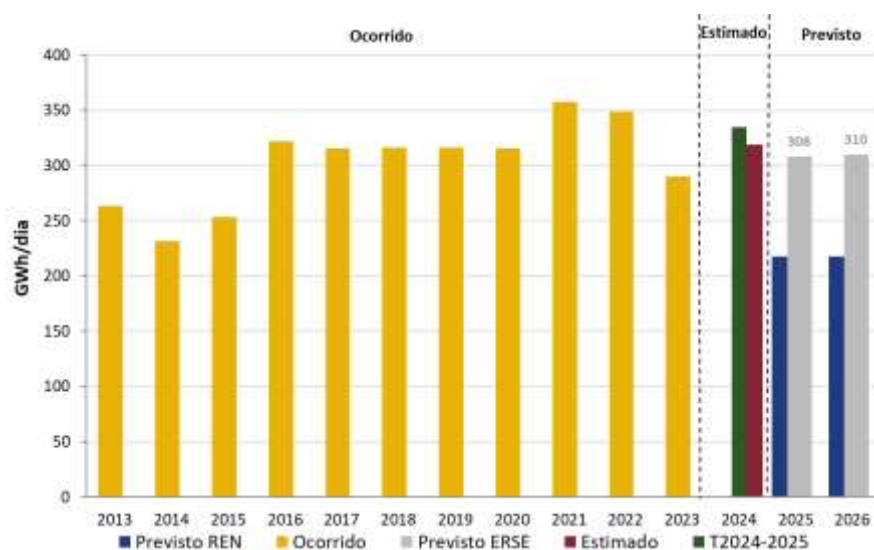


Nota: Até 2023, os valores deste indutor de custo são obtidos no referencial de faturação. A partir de 2024, o referencial é o referencial físico.

QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

Atualmente, existe apenas um indutor de custo do *price cap* aplicado aos custos de exploração da atividade de Transporte de gás, que é a capacidade utilizada nas saídas da RNTG. Este indutor de custo foi definido como correspondendo à soma dos máximos de capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte²⁷, observados nos últimos 12 meses. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização diária, não simultânea, na RNT. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2013 e 2023, a melhor estimativa para 2024, bem como as previsões da ERSE e do ORT, para 2025 e 2026. A previsão da ERSE de capacidade utilizada nas saídas, para os anos 2025 e 2026, assume um valor médio de modulação²⁸ para os anos de 2025 e 2026 de 157 dias/ano, que, por sua vez, reflete o verificado nos últimos anos.

Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTG - soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

A fórmula de regulação da atividade de Distribuição de gás inclui uma metodologia do tipo *price cap* para os custos de exploração. Neste quadro, assume-se que os custos de exploração variam parcialmente com

²⁷ Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

²⁸ A modulação define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, medida em dias/ano.

o nível de atividade dos ORD que, por sua vez, dependerá das quantidades de gás distribuídas e da evolução dos pontos de abastecimento. As previsões da ERSE, que correspondem às previsões das empresas com a exceção da Sonorgás e da REN Portgás (ver capítulo 2.5.4 deste documento), são apresentadas nos quadros seguintes.

Quadro 4-3 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos ²⁹

	Unidade: GWh	
	2025	2026
Beiragás	832	835
Dianagás	84	84
Sonorgás	181	191
Duriensegás	204	204
Lisboagás	3 719	3 730
Lusitaniagás	7 544	7 645
Medigás	100	101
Paxgás	17	17
REN Portgás	5 860	5 970
Setgás	1 653	1 656
Tagusgás	994	999
TOTAL	21 187	21 432

A determinação do indutor de custo “energia veiculada” pelas redes de distribuição tem a particularidade de excluir a energia recebida e de incluir a energia fornecida a outras redes de distribuição. Atualmente, ocorrem transferências de gás entre os operadores Tagusgás, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás, cujos valores para 2025 e 2026 se preveem nulos, conforme a previsão das empresas.

O Quadro 4-4 apresenta o número médio de pontos de abastecimento utilizado para definição de proveitos, que corresponde à média entre o número de pontos de abastecimento no início e no final do ano. Tal como referido anteriormente, os valores do número de pontos de abastecimento são os previstos pelos ORD para 2025 e 2026, com a exceção da REN Portgás e Sonorgás (ver capítulo 2.5.4).

²⁹ Os fornecimentos a clientes dos operadores Tagusgás, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás indicados neste quadro têm um valor diferente do indutor “energia veiculada”, que surge no cálculo dos custos de exploração aceites destes operadores, devido às transferências de energia entre eles. Este indutor exclui a energia recebida e inclui a energia fornecida entre redes de distribuição.

Quadro 4-4 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: N.º médio Pts Entrega		
	2025	2026
Beiragás	60 364	60 766
Dianagás	10 638	10 621
Sonorgás	31 345	33 222
Duriensegás	33 000	32 935
Lisboagás	527 720	523 483
Lusitaniagás	244 689	245 582
Medigás	26 048	26 299
Paxgás	6 099	6 039
REN Portgás	413 749	420 442
Setgás	176 527	176 382
Tagusgás	42 639	42 852
TOTAL	1 572 816	1 578 621

Na Figura 4-4 e na Figura 4-5 apresentam-se as previsões das quantidades fornecidas e dos pontos de abastecimento, bem como os valores ocorridos.

Figura 4-4 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos

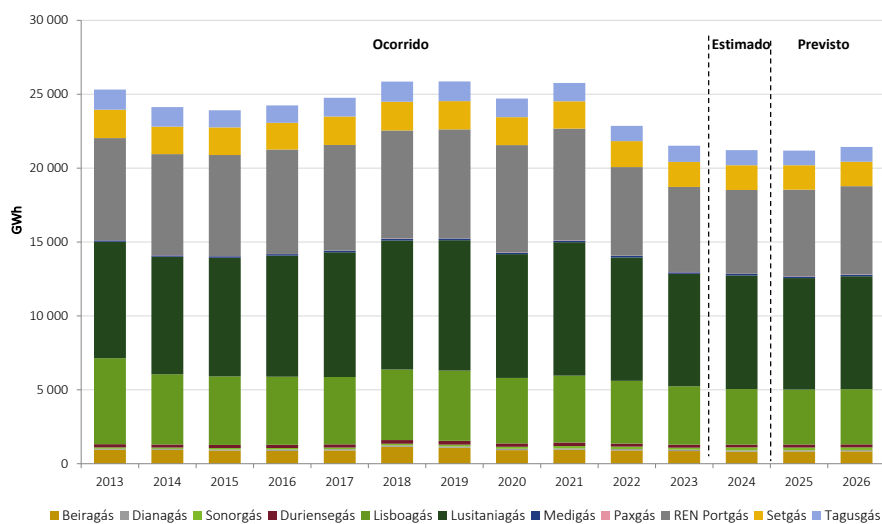
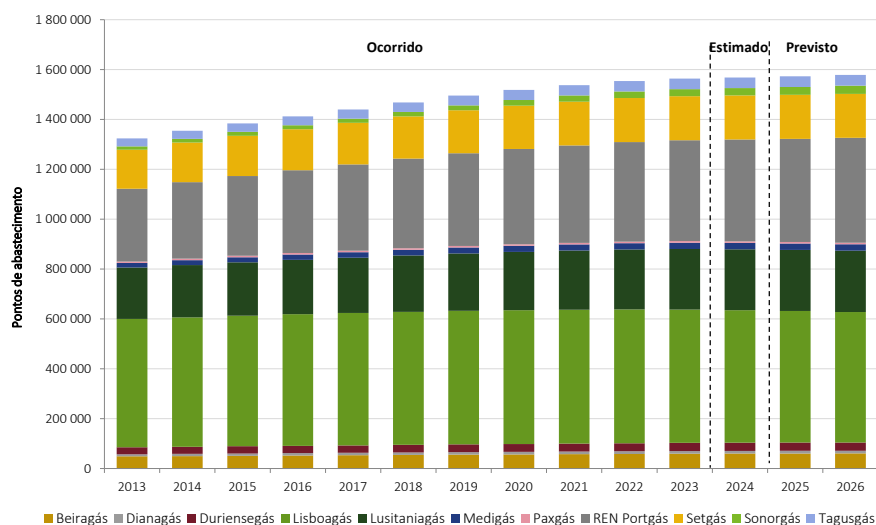


Figura 4-5- Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA

A função de comercialização de gás dos CURr está sujeita a uma fórmula de regulação que contempla metas de eficiência sobre os custos de exploração. Neste caso, considera-se que estes custos variam parcialmente com a atividade da empresa, sendo o indutor de custos o número médio de clientes. Adicionalmente, os custos incorridos pelos CURr com a função de compra e venda de gás decorrem da quantidade de energia fornecida.

O Quadro 4-5 e o Quadro 4-6 apresentam os valores considerados para a energia vendida e para o número de clientes por segmento (determinado a partir das médias trimestrais), por escalão, para cada CUR, calculados de acordo com a metodologia explicitada no capítulo 2.5.7. Na Figura 4-6 e na Figura 4-7 apresentam-se os valores totais por comercializador de último recurso da energia e do número médio de clientes ocorridos e previstos para 2025 e 2026.

De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 121-B/2025/1³⁰, de 30 de março, o prazo para extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<) é 31 de dezembro de 2027.

Neste contexto, para os níveis de pressão AP, MP e BP>, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais já se encontram totalmente extintas. Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam no CURr são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: GWh

	2025			2026		
	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
Beiragás	66	7	73	65	7	72
Dianagás	10	1	11	10	1	11
Sonorgás	47	4	50	45	3	48
Duriensegás	47	5	51	46	5	51
Lisboagás	395	40	435	389	40	429
Lusitaniagás	220	21	240	218	21	238
Medigás	13	5	18	13	5	19
Paxgás	4	1	5	4	1	5
Gás SU	399	36	435	404	36	440
Setgás	98	12	110	98	12	110
Tagusgás	24	9	33	24	9	33
TOTAL	1 323	139	1 462	1 317	138	1 455

Quadro 4-6 - Número de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: Média trimestral dos N.º médio de clientes

	2025			2026		
	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
Beiragás	21 465	27	21 492	21 329	27	21 356
Dianagás	3 971	4	3 975	3 953	4	3 957
Sonorgás	11 667	6	11 673	11 768	5	11 774
Duriensegás	12 414	13	12 427	12 260	13	12 273
Lisboagás	144 256	145	144 401	141 756	145	141 901
Lusitaniagás	74 612	53	74 665	73 810	53	73 863
Medigás	6 690	6	6 696	6 701	6	6 707
Paxgás	2 286	2	2 288	2 245	2	2 247
Gás SU	108 778	123	108 902	108 877	123	109 000
Setgás	44 554	31	44 585	44 133	31	44 164
Tagusgás	9 423	24	9 447	9 372	24	9 396
TOTAL	440 116	434	440 551	436 204	433	436 637

³⁰ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/121-b-2025-911850393>.

Figura 4-6- Energia vendida pelos CURr ocorrida e prevista para definição de proveitos permitidos

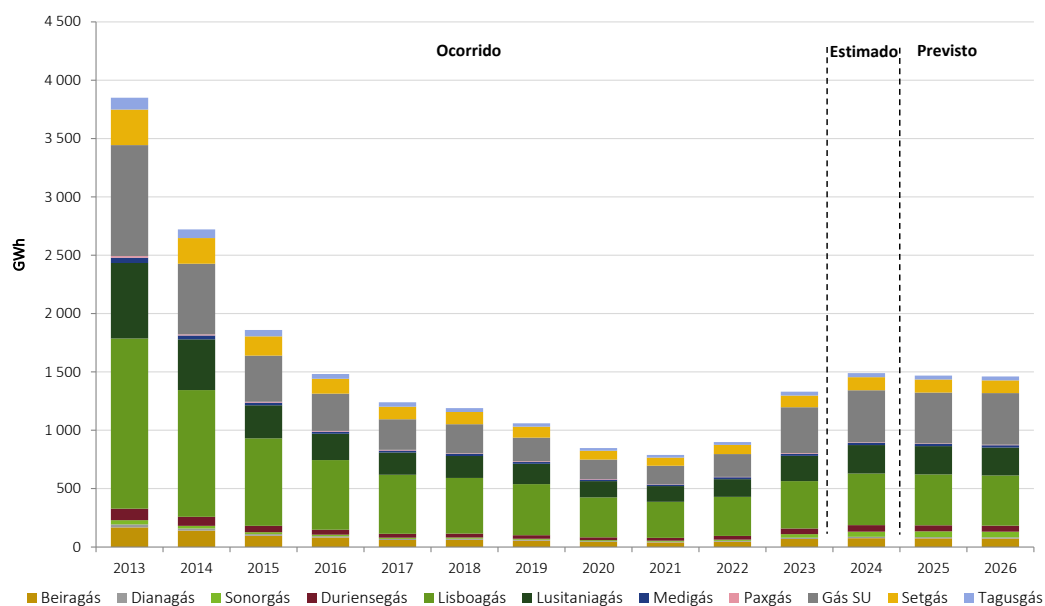
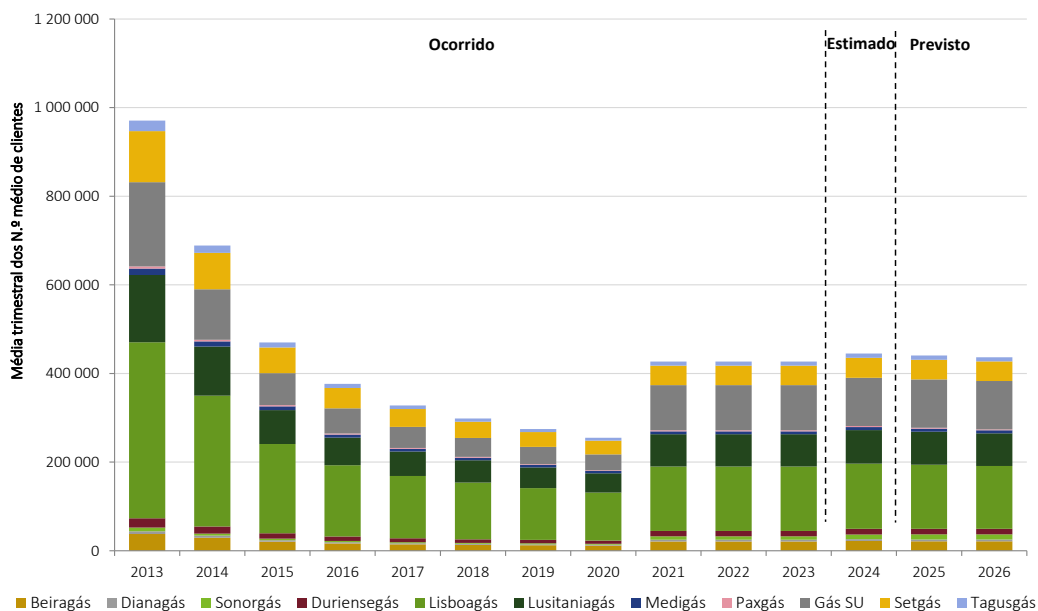


Figura 4-7- Número de clientes do CURr ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



5 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DA RNTIAT

De seguida apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade da RNTIAT.

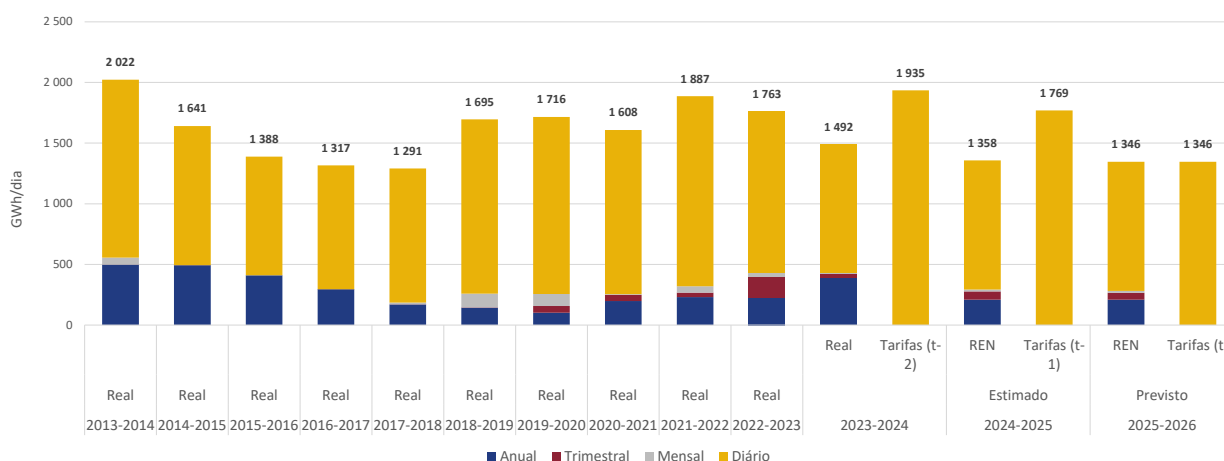
5.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Apresenta-se também a evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento e na regaseificação do Terminal de GNL.

Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de GNL são iguais à soma das quantidades regaseificadas com as quantidades carregadas em cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (*trasfega* ou *transhipment*), para o ano gás 2025-2026.

A Figura 5-1 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL.

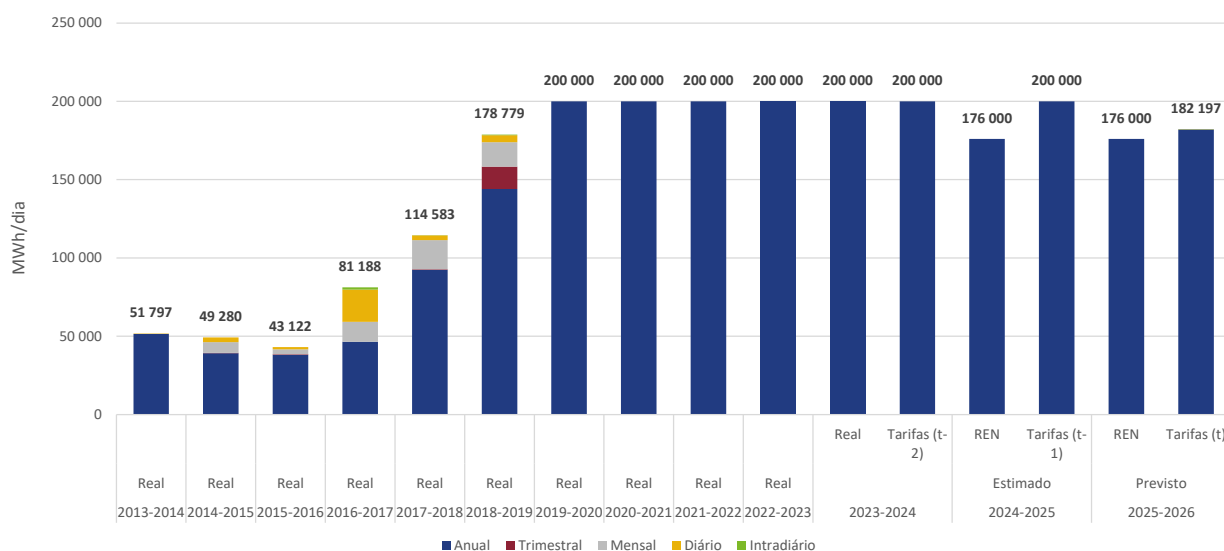
Figura 5-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL



Para a previsão de contratação de capacidade de armazenamento foi considerada a previsão da REN Atlântico, tendo sido alocada a totalidade de capacidade ao produto diário, uma vez que os multiplicadores para os produtos de capacidade com duração inferior a um ano são iguais a 1.

A Figura 5-2 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL.

Figura 5-2 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL



Nota: Os valores apresentados referem-se apenas a produtos de capacidade firme.

A capacidade contratada de regaseificação verificou um acréscimo significativo até ao ano gás 2019-2020, ano a partir do qual foi sempre contratado o valor máximo de capacidade do produto anual no leilão de atribuição de capacidade anual. De notar que, no ano gás 2024-2025, a contratação do produto anual ficou abaixo do valor máximo de capacidade, tendo sido contratado um valor de 176 000 MWh/dia.

A REN Atlântico, para a estimativa mais recente do ano gás 2024-2025 e para a previsão do ano gás 2025-2026 prevê um decréscimo de 12% na contratação de capacidade do produto anual face ao previsto em tarifas do ano gás 2024-2025.

Deste modo, considerando a recente estimativa da REN Atlântico referente à utilização do Terminal de GNL e os resultados dos leilões de atribuição de capacidade anual nos últimos anos, a ERSE teve em conta para previsão de capacidade contratada de regaseificação para as tarifas do ano gás 2025-2026 a informação sobre a capacidade contratada do ano civil 2024, para os diferentes produtos de capacidade ³¹.

³¹ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

A energia rececionada e a energia entregue à RNTG é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2025-2026, conforme apresentado no capítulo 2.

O número de carregamentos de cisternas (7 283 cisternas) é definido com base nas quantidades carregadas em cisterna (2 064 848 MWh), considerando a média da energia entregue de GNL por cisterna dos dois últimos anos gás reais (2022-2023 e 2023-2024).

São previstas quantidades nulas para a opção tarifária do serviço agregado, o qual engloba os serviços de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

O quadro seguinte apresenta as quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 5-1 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL		
Receção GNL	Energia Receção	
	(MWh)	
Entregas à RNTGN	44 923 508	
Entregas a cisterna	2 064 848	
Armazenamento GNL	Capacidade contratada de armazenamento	
	(kWh/dia)	
Produtos de capacidade firme	1 346 003 718	
Produto de capacidade anual		
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL	Capacidade contratada	Energia
	de regaseificação	
Produtos de capacidade firme	(kWh/dia)	(MWh)
Produto de capacidade anual	182 000 000	44 923 508
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	16 422	
Produto de capacidade intradiário	7 511	
Entrega a cisterna	Número	
	de carregamentos	
Carregamento de cisterna	7 283	

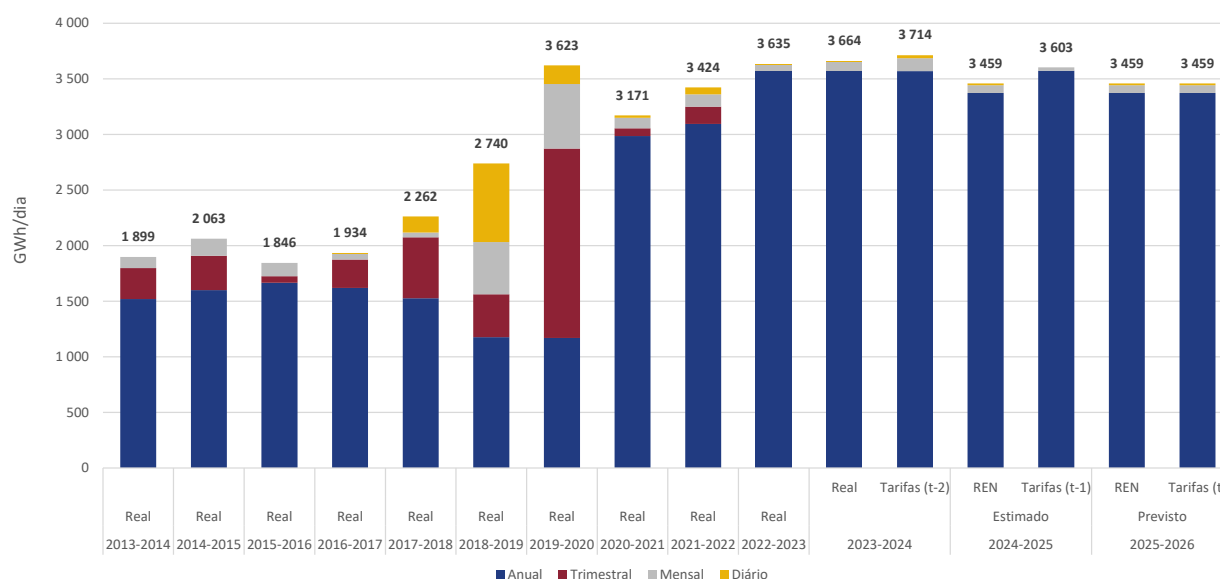
A previsão da procura considera ainda quantidades nulas para os produtos de capacidade interruptível na regaseificação, designadamente no horizonte intradiário.

5.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo. Apresenta-se também a evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.

Na Figura 5-3 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.

Figura 5-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo



A contratação do produto anual foi perdendo relevância até ao ano gás 2019-2020, com os agentes a efetuar uma maior contratação em produtos de curto prazo. No entanto, a partir do ano gás 2020-2021 assistiu-se a uma inversão desta tendência, tendo vindo a ser contratada entre 90% e 98% da capacidade no produto anual.

A previsão da REN Armazenagem para o ano gás 2025-2026 está alinhada com a sua estimativa para o ano gás 2024-2025, mantendo o pressuposto de contratação da quase totalidade da capacidade através do produto anual.

O valor para a contratação de capacidade de armazenamento nas tarifas do ano gás 2025-2026, apresentado na Figura 5-3, é igual ao valor previsto pela REN Armazenagem para o mesmo ano gás.

A energia injetada e a energia extraída é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2025-2026, conforme apresentado no capítulo 2.

O Quadro 5-2 apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 5-2 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
Produto de Capacidade	Capacidade contratada de armazenamento	Energia injetada	Energia extraída
	(kWh/dia)	(kWh)	(kWh)
Produto anual	3 373 681 310	2 404 252 572	2 404 252 572
Produto trimestral	0		
Produto mensal	69 535 706		
Produto diário	15 762 865		

5.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema, que refletem as previsões no balanço de energia para o ano gás 2025-2026, conforme apresentado no capítulo 2.

Quadro 5-3 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela I	Energia (MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	8 855 157
Entregas a clientes em AP	10 242 686
Entregas aos operadores de redes de distribuição	21 417 841
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	997 037

Quadro 5-4 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela II	Energia (MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	n.a.
Entregas a clientes em AP	10 242 686
Entregas aos operadores de redes de distribuição	21 417 841
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	997 037

n.a.- Não aplicável

5.4 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte. Apresenta-se também a evolução da contratação dos produtos de capacidade nos pontos de entrada da RNTG a partir do VIP Ibérico, do Terminal de GNL e do Armazenamento Subterrâneo e nos pontos de saída para o VIP Ibérico e o Armazenamento Subterrâneo.

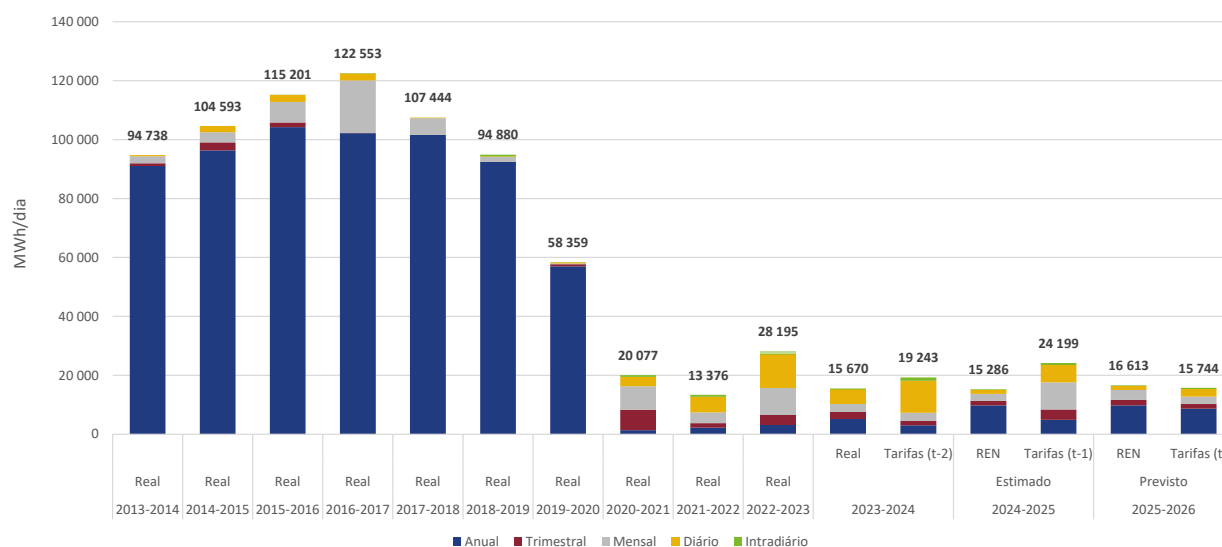
São previstas quantidades, por ponto de entrada e por ponto de saída, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (VIP, Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal, diário e intradiário (quando aplicável), como estabelecido no Regulamento Tarifário.

Não se prevê qualquer injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nos pontos de entrada da rede.

Assumem-se como pontos de saída o Terminal de GNL (contra fluxo), as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo, os clientes ligados diretamente à rede de AP e as redes de distribuição.

Na Figura 5-4 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de entrada da RNTG a partir do VIP Ibérico** (Campo Maior e Valença do Minho).

Figura 5-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico



Nota: Os valores apresentados referem-se apenas a produtos de capacidade firme.

Até ao ano gás 2019-2020 a capacidade contratada no VIP Ibérico era efetuada essencialmente através do produto anual. a partir do ano gás 2017-2018 verificou-se um decréscimo significativo da contratação de capacidade no VIP Ibérico, devido a uma menor utilização deste ponto de entrada da RNTG. A capacidade contratada no ano gás 2023-2024, último ano gás real, apresentou um decréscimo de -44,4% face ao ano gás anterior.

A REN Gasodutos estima um decréscimo da capacidade contratada no ano gás 2024-2025, de cerca de -2,4%, face ao último ano gás real, prevendo um acréscimo entre o ano gás 2024-2025 e o ano gás 2025-2026, de cerca de +3%. Tendo por base a informação real³² relativa ao ano civil de 2024, a previsão da ERSE para a capacidade contratada no ano gás 2025-2026 é inferior em -5,2%, face ao valor previsto pela REN Gasodutos.

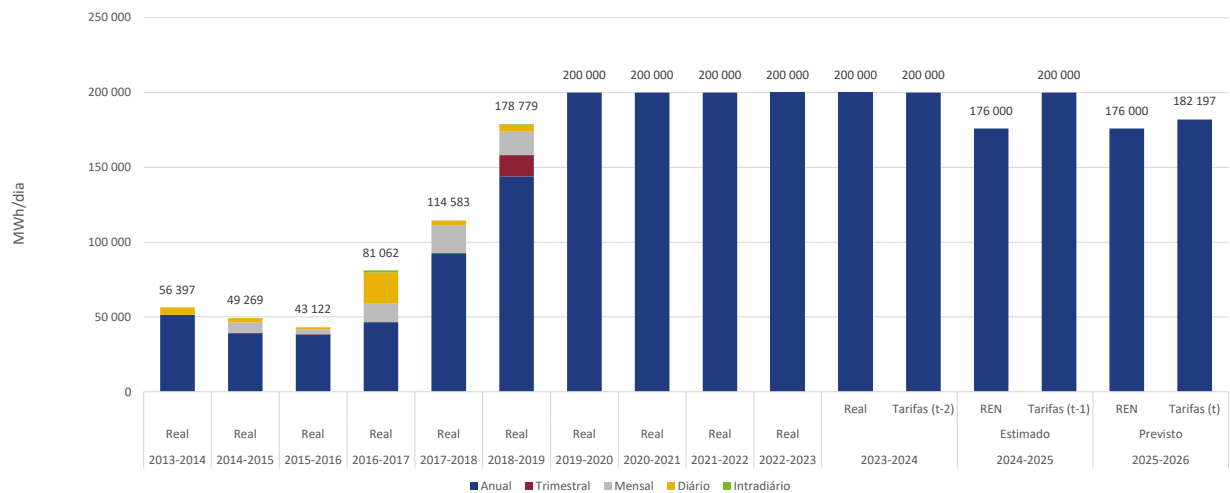
Para o produto de capacidade do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL, a previsão da ERSE para o ano gás 2025-2026 teve em conta a informação sobre o valor de capacidade contratada ao longo do ano civil 2024³³, conforme descrito no ponto 5.1.

³² Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

³³ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

A Figura 5-5 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de entrada a partir do Terminal de GNL**.

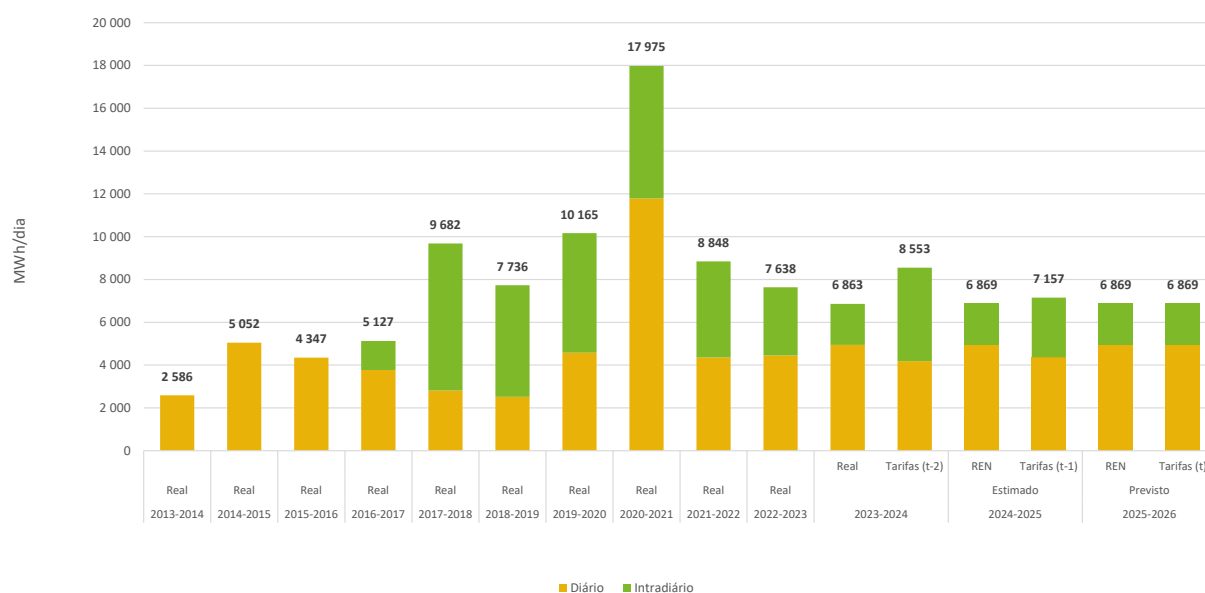
Figura 5-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL



Nota: Os valores apresentados referem-se apenas a produtos de capacidade firme.

Na Figura 5-6 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo**.

Figura 5-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo



A contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo, nos três primeiros anos gás em análise, foi realizada pelos agentes unicamente no produto diário. A partir do ano gás 2016-2017 a estrutura de contratação alterou-se, tendo os agentes contratado maioritariamente o produto intradiário do ano gás 2017-2018 ao ano gás 2019-2020. Excepcionalmente, no ano gás 2020-2021 verificou-se um aumento significativo da contratação do produto diário. Nos anos gás 2021-2022 a 2023-2024, a capacidade contratada retomou os valores anteriores.

Os valores de previsões apresentados pela REN Gasodutos, quer para a estimativa para o ano gás 2024-2025, quer para a previsão para o ano gás 2025-2026, estão próximos dos valores dos anos anteriores, +0,1% face a 2023-2024.

Para a previsão de capacidade no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo foi considerada a previsão da REN Gasodutos.

O quadro seguinte apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os diferentes pontos de entrada da RNTG.

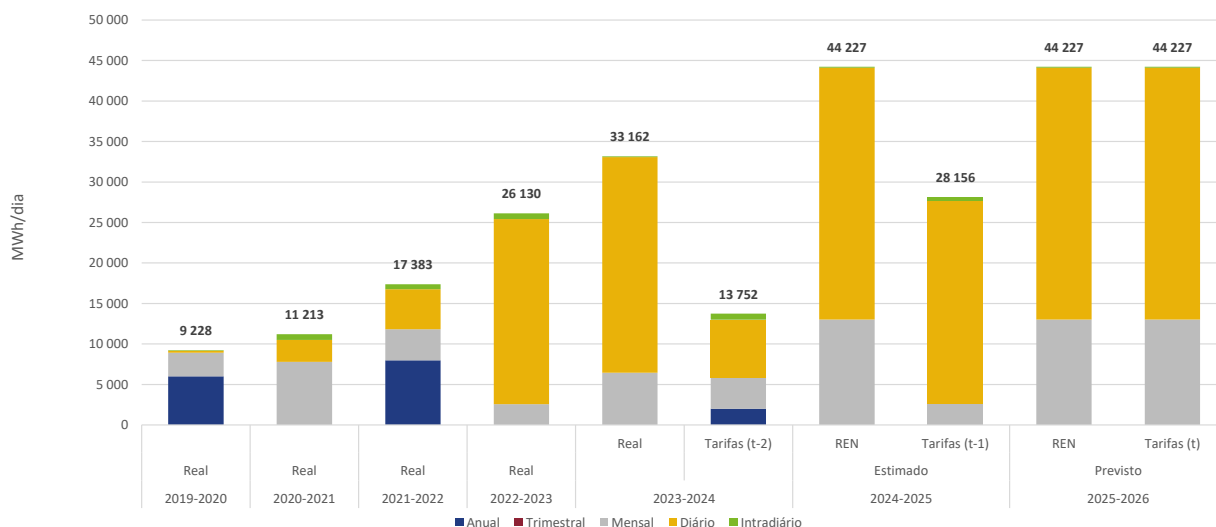
Quadro 5-5 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)		
Produto de Capacidade	Capacidade Contratada	
	(kWh/dia)	(kWh/h)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	15 353 132	16 267
Produto de capacidade anual	8 676 558	
Produto de capacidade trimestral	1 596 384	
Produto de capacidade mensal	2 512 022	
Produto de capacidade diário	2 568 168	
Produto de capacidade intradiário		16 267
Terminal GNL em Sines	182 016 422	0
Produto de capacidade anual	182 000 000	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	16 422	
Produto de capacidade intradiário		0
Armazenamento Subterrâneo	4 951 057	79 932
Produto de capacidade diário	4 951 057	
Produto de capacidade intradiário		79 932

A previsão da procura considera quantidades nulas para a oferta de produtos de capacidade interruptível.

Na Figura 5-7 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de saída da RNTG para o VIP Ibérico** (Campo Maior e Valença do Minho).

Figura 5-7 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico



A contratação de capacidade no ponto de saída para o VIP Ibérico, nos cinco primeiros anos gás em análise, observou um acréscimo na capacidade contratada real. No ano gás 2023-2024, os agentes efetuaram a sua contratação essencialmente no produto diário, tendo sido contratada mais 141% da capacidade face à prevista para tarifas nesse mesmo ano gás.

A REN Gasodutos, para a estimativa do ano gás 2024-2025 e para a previsão do ano gás 2025-2026, apresenta um acréscimo significativo na capacidade contratada face ao último ano gás real (+33%, em ambos os casos).

Para o ano gás 2025-2026, a previsão da ERSE para a capacidade contratada tem por base a informação apresentada pela REN Gasodutos.

Na Figura 5-8 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no **ponto de saída da RNTG para o Armazenamento Subterrâneo**.

Figura 5-8 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo



Na saída do transporte para o Armazenamento Subterrâneo, à semelhança da previsão da capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico, considera-se para o ano gás 2025-2026 a informação prevista pela REN Gasodutos.

O quadro seguinte apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os **pontos de saída da RNTG para as infraestruturas da RNTIAT**.

Quadro 5-6 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas da RNTIAT)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)		
Produto de Capacidade	Capacidade Contratada	
	(kWh/dia)	(kWh/h)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	44 115 221	4 639
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	13 013 032	
Produto de capacidade diário	31 102 189	
Produto de capacidade intradiário		4 639
Terminal GNL em Sines	0	0
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário		0
Armazenamento Subterrâneo	6 593 617	28 484
Produto de capacidade diário	6 593 617	
Produto de capacidade intradiário		28 484

São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis.

O Quadro 5-7 apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os restantes pontos de saída da RNTG: entregas a clientes em AP (CEP e clientes industriais), por opção tarifária, e entregas aos ORD.

Quadro 5-7 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes e ORD)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)			
	Capacidade Utilizada/Base anual	Capacidade Mensal (Abr-Set)	Capacidade Mensal (Out-Mar)
	(kWh/dia)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Entregas a Clientes em AP (Longas utilizações)	48 928 047		
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	110 137 542	0	
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		1 465 791	1 465 791
Entregas a Clientes em AP (opção flexível diária)		0	0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	102 071 366		

No que respeita à saída da rede de transporte para entregas a clientes em AP e aos ORD considera-se:

- Para os clientes CEP a capacidade foi calculada tendo em conta a energia prevista para os CEP para o ano gás 2025-2026, considerando a média da modulação ³⁴ dos últimos dois anos gás (2023-2024 a 2024-2025).
- Para os clientes industriais em AP, a capacidade foi definida tendo em conta a energia prevista para os clientes industriais em AP para o ano gás 2025-2026, considerando a modulação prevista pela REN.
- Para os operadores de rede de distribuição a capacidade utilizada foi determinada através da energia prevista para as entregas aos ORD para o ano gás 2025-2026, considerando a modulação real dos ORD no ano gás 2023-2024.

Para as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes), a energia prevista é igual à previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2025-2026.

Quadro 5-8 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída, para instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)	
	Energia
	(MWh)
Entregas às Instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	997 037

³⁴ A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo.

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

6.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema.

Quadro 6-1 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	QUANTIDADES (MWh)
Energia (Parcela I)	21 417 841
Energia (Parcela II >)	17 615 333
Energia (Parcela II <)	3 802 508

6.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

Quadro 6-2 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD	QUANTIDADES (MWh)
Energia	21 417 841

6.3 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
	Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
	Diária	Mensal			
	(nº clientes)		(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Longas utilizações >	178		17 387 016	1 205 472	85 926 036
URD _{MP} - Longas utilizações <	172	1	1 665 330	128 299	11 451 494
URD _{MP} - Curtas utilizações >	1		39 844	1 096	1 533 390
URD _{MP} - Curtas utilizações <	6		12 153	678	704 912
URD _{BP>} - Longas utilizações >	85		658 207	47 480	4 699 010
URD _{BP>} - Longas utilizações <	912	4 137	2 977 088	142 218	38 423 159
URD _{BP>} - Curtas utilizações >	0		0	0	0
URD _{BP>} - Curtas utilizações <	13		16 023	1 095	281 147
URD _{BP<}	1 572 128		3 631 462	155 510	123 765 976

Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível anual)					
Tarifas	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(MWh)		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível anual	9	468 070	36 850	5 112 637	119 342
URD _{BP>} - Flexível anual	4	37 157	3 757	293 250	2 598

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível mensal)					
Tarifas	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(MWh)		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível mensal	18	410 162	47 889	2 679 043	2 551 570
URD _{BP>} - Flexível mensal	22	25 798	815	86 413	312 315

7 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

7.1 TARIFA DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR GROSSISTA AOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores de último recurso retalhistas.

Quadro 7-1 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos CUR Grossista	1 460 241

7.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

Quadro 7-2 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Energia dos CUR retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos CUR	1 460 241

As quantidades de energia apresentam-se no referencial de saída da rede de transporte, não se encontrando deduzidas das perdas e autoconsumos calculados com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

7.3 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas.

Quadro 7-3 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 para a tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	437 572
Termo de Energia (MWh)	1 454 275

As quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas apresentam-se no referencial de consumo, estando assim deduzidas das perdas e autoconsumos calculados com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

8 PROCURA CONSIDERADA NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDES PARA A APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores de rede.

8.1 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE EM ALTA PRESSÃO

O quadro seguinte apresenta as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelo operador da rede de transporte em Alta Pressão.

Quadro 8-1 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada / Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional / Mensal (Abr-Set)	Capacidade Mensal Adicional / Mensal (Out-Mar)
	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Longas Utilizações	10 906 733	55 574 961	0	0
Flexível Anual	8 855 157	110 137 542	0	0
Flexível Mensal	332 990	0	1 465 791	1 465 791

8.2 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES A 10 000 m³

Nos quadros seguintes apresentam-se as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³.

BEIRAGÁS

Quadro 8-2 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	5	40 606	3 197	224 388	
Longas Utilizações <	37	61 495	3 765	442 270	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	233	72 021	1 253	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	992	0	1 770	7 983

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 8-3 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	9	386 349	34 681	2 917 546	
Longas Utilizações <	9	73 489	4 694	400 515	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 187	81	99 653	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0		

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

DIANAGÁS

Quadro 8-4 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	6	14 981	898	137 321
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	1	452	11	5 139
Mensal	10 000 - 100 000	34	9 551	25
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 8-5 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	1	21 046	1 148	78 441
Longas Utilizações <	2	11 268	999	61 348
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal (10 000 10000 - 100000)	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

DURIENSEGÁS

Quadro 8-6 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	21	37 305	2 045	261 749
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	157	53 436	75
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	

Quadro 8-7 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	2	11 584	732	57 629
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	

LISBOAGÁS

Quadro 8-8 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	9	67 256	4 940	446 677
Longas Utilizações <	165	328 766	24 514	2 364 637
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	4	4 233	333	24 355
Mensal	10 000 - 100 000	1 101	323 267	445
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	1 089	74	3 866	4 545

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	

Quadro 8-9 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	19	1 119 477	102 711	5 346 198
Longas Utilizações <	23	204 268	16 210	1 291 699
Curtas Utilizações>	1	39 844	1 096	1 533 390
Curtas Utilizações<	2	4 690	489	80 988
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	4	119 219	25 685	854 902	521 142

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	3	104 860	8 068	540 650	8 664

LUSITANIAGÁS

Quadro 8-10 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	36	289 580	24 990	2 039 699
Longas Utilizações <	214	413 915	36 023	3 348 738
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	6	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	633	215 358	2 256
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	1 967	19	17 614	39 643

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	23 533	2 896	146 478	899

Quadro 8-11 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	66	4 564 762	433 389	22 377 058
Longas Utilizações <	59	601 422	61 858	4 233 494
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	2	3 161	108	291 278
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	4	58 811	5 833	328 689	325 382

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	285 463	23 914	3 834 999	0

MEDIGÁS

Quadro 8-12 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	13	23 155	2 128	143 421
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	45	15 430	0
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	

Quadro 8-13 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	1	11 653	1 183	79 648
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	

PAXGÁS

Quadro 8-14 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	2	3 579	409	35 270	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	9	2 320	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 8-15 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

REN PORTGÁS

Quadro 8-16 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	28	202 554	10 377	1 596 137
Longas Utilizações <	386	663 131	32 046	4 939 507
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	1	794	70	4 575
Mensal	10 000 - 100 000	1 391	399 621	24 040
	≥ 100 001	0	0	0

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	7	6 758	489	41 901	60 497

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	13 624	860	146 772	1 698

Quadro 8-17 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	65	2 523 157	171 519	15 605 255
Longas Utilizações <	58	579 657	27 930	4 184 393
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	1	3 115	1	232 993
Mensal (10 000 - 100 000)	1	180	14	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	7	84 982	4 303	618 149	454 371

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	3	48 172	1 712	583 654	861

SETGÁS

Quadro 8-18 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	5	42 747	3 546	296 185	
Longas Utilizações <	23	55 310	3 451	450 481	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	5	9 015	681	176 615	
Mensal	10 000 - 100 000	189	69 718	17	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	4	4 422	95	18 143	47 499

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 8-19 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	10	873 270	53 567	4 206 429	
Longas Utilizações <	6	73 516	6 193	389 778	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	128 602	11 222	712 497	634 371

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

SONORGÁS

Quadro 8-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	1	9 089	414	55 887	
Longas Utilizações <	10	19 774	404	186 048	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	177	55 577	1 696	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)						Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível Mensal	1	3 886	139	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)						Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível Anual	0	0	0	0	0	

Quadro 8-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0		

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)						Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível Mensal	0	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)						Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível Anual	0	0	0	0	0	

TAGUSGÁS

Quadro 8-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em BP> - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	1	6 375	16	40 036	
Longas Utilizações <	35	86 273	6 670	786 845	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 523	0	70 463	
Mensal	10 000 - 100 000	168	53 105	57	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	5	6 683	0	3 119	152 147

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 8-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2025-2026 em MP – Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	8	528 064	56 376	2 388 133	
Longas Utilizações <	13	98 474	8 500	752 990	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	18 548	846	164 806	616 305

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	1	29 574	3 156	153 335	109 816

8.3 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP < 10 000 m³/ANO

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

Quadro 8-24 - Resumo das quantidades para o ano gás 2025-2026 das tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	150 195	60 386
Dianagás	23 767	10 581
Duriensegás	98 887	32 780
Lisboagás	1 225 790	523 322
Lusitaniagás	570 513	244 417
Medigás	47 155	26 186
Paxgás	10 362	6 046
REN Portgás	1 150 036	416 573
Setgás	319 962	176 225
Sonorgás	97 142	33 033
Tagusgás	93 164	42 582
Total BP<	3 786 972	1 572 128

Quadro 8-25 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2025-2026 para as tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m³/ano) 0 - 220	(m³/ano) 221 - 500	(m³/ano) 501 - 1 000	(m³/ano) 1 001 - 10 000	(m³/ano) 0 - 220	(m³/ano) 221 - 500	(m³/ano) 501 - 1 000	(m³/ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	48 671	44 583	18 963	37 977	42 277	13 868	2 833	1 408
Dianagás	9 286	7 617	1 288	5 575	7 777	2 463	189	152
Duriensegás	24 431	27 140	22 150	25 167	20 600	8 060	2 896	1 224
Lisboagás	435 966	399 083	120 732	270 010	373 381	122 555	17 849	9 536
Lusitaniagás	192 217	189 192	65 857	123 247	170 587	59 379	9 973	4 478
Medigás	21 218	12 179	1 763	11 995	21 583	4 017	232	353
Paxgás	5 457	3 334	331	1 240	4 858	1 104	47	37
REN Portgás	356 844	362 810	152 010	278 372	274 647	108 447	23 424	10 055
Setgás	158 420	104 818	16 246	40 478	138 744	33 719	2 392	1 369
Sonorgás	37 944	16 906	11 570	30 723	25 178	5 151	1 625	1 079
Tagusgás	35 687	28 315	5 546	23 616	31 884	9 211	840	646
Total BP<	1 326 141	1 195 976	416 455	848 400	1 111 515	367 974	62 300	30 338

8.4 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo da tarifa social de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

O valor total do número de clientes com tarifa social de gás previsto para o ano gás 2025-2026 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, correspondendo o valor de 56 031 clientes ao número máximo de clientes registado durante o quarto trimestre de 2024.

Quadro 8-26 - Resumo das quantidades para o ano gás 2025-2026 da tarifa social de Acesso às redes BP<

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	4 083	2 002
Dianagás	647	323
Duriensegás	2 518	1 332
Lisboagás	34 605	16 470
Lusitaniagás	16 433	8 240
Medigás	1 573	832
Paxgás	316	174
REN Portgás	34 785	18 362
Setgás	14 785	7 830
Sonorgás	2 252	1 083
Tagusgás	3 576	1 762
Total BP<	115 572	58 410

Quadro 8-27 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2025-2026 para as tarifas Sociais de Acesso redes em BP<

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m³/ano) 0 - 220	(m³/ano) 221 - 500	(m³/ano) 501 - 1 000	(m³/ano) 1 001 - 10 000	(m³/ano) 0 - 220	(m³/ano) 221 - 500	(m³/ano) 501 - 1 000	(m³/ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	1 908	2 175			1 364	638		
Dianagás	316	332			229	94		
Duriensegás	1 163	1 354			949	382		
Lisboagás	15 158	19 447			10 990	5 481		
Lusitaniagás	7 407	9 026			5 597	2 643		
Medigás	853	719			615	217		
Paxgás	155	162			125	49		
REN Portgás	17 103	17 681			13 073	5 289		
Setgás	7 620	7 165			5 697	2 133		
Sonorgás	1 719	534			908	175		
Tagusgás	1 762	1 814			1 261	501		
Total BP<	55 163	60 408			40 808	17 602		

9 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS CURR PARA CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS INFERIORES OU IGUAIS 10 000 M³

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das tarifas Transitórias dos CURr para entregas a clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 9-1 - Resumo das quantidades para o ano gás 2025-2026 das tarifas Transitórias em BP<

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CURr		
CURr	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	65 566	21 365
Dianagás	9 598	3 957
Duriensegás	46 248	12 299
Gás SU	401 029	108 860
Lisboagás	390 772	142 385
Lusitaniagás	218 059	74 017
Medigás	13 450	6 699
Paxgás	4 171	2 256
Setgás	97 594	44 241
Sonorgás	44 926	11 674
Tagusgás	24 286	9 386
Total BP<	1 315 698	437 139

Procura considerada nas tarifas transitórias de venda a clientes finais dos CURr para clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000m³

Quadro 9-2 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2025-2026 para as tarifas Transitórias em BP<

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CURr								
CURr	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano) 0 - 220	(m ³ /ano) 221 - 500	(m ³ /ano) 501 - 1 000	(m ³ /ano) 1 001 - 10 000	(m ³ /ano) 0 - 220	(m ³ /ano) 221 - 500	(m ³ /ano) 501 - 1 000	(m ³ /ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	21 247	19 462	8 278	16 579	14 958	4 907	1 002	498
Dianagás	3 750	3 076	520	2 251	2 908	921	71	57
Duriensegás	11 426	12 693	9 190	12 939	7 729	3 024	1 087	459
Gás SU	124 435	126 515	53 007	97 071	71 772	28 340	6 121	2 628
Lisboagás	138 982	127 224	38 488	86 077	101 589	33 345	4 856	2 595
Lusitaniagás	73 468	72 312	25 172	47 107	51 659	17 982	3 020	1 356
Medigás	6 052	3 474	503	3 421	5 521	1 028	59	90
Paxgás	2 197	1 342	133	499	1 813	412	18	14
Setgás	48 321	31 971	4 955	12 346	34 832	8 465	601	344
Sonorgás	17 548	7 818	5 351	14 208	8 898	1 820	574	381
Tagusgás	9 303	7 381	1 446	6 156	7 028	2 030	185	142
Total BP<	456 729	413 270	147 043	298 656	308 706	102 273	17 594	8 564

10 PROCURA CONSIDERADA NAS TVCF DOS CURR, PARA CLIENTES COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES OU IGUAIS 10 000 M³, NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

O quadro seguinte apresenta as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais dos CURr para entregas a clientes com consumos anuais de gás superiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 10-1 - Quantidades para o ano gás 2025-2026 das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo em BP>

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP> POR CURr		
CURr	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	6 747	27
Dianagás	1 142	4
Duriensegás	4 523	13
Gás SU	35 902	123
Lisboagás	39 640	145
Lusitaniagás	20 770	53
Medigás	5 047	6
Paxgás	508	2
Setgás	12 260	31
Sonorgás	3 375	6
Tagusgás	8 665	24
Total BP>	138 578	434

11 PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO

Os preços de energia na RNDG apresentam diferenciação entre períodos de vazio e fora de vazio, estabelecendo o RT que os períodos são definidos em cada ano gás.

Para o ano gás 2025-2026 mantêm-se os períodos do ano gás 2024-2025 na RNDG: o **período de vazio** corresponde a todos os dias do **mês de agosto** e os restantes dias do ano gás correspondem ao período de fora de vazio (Quadro 11-1).

Quadro 11-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2025-2026

Período de Fora de Vazio	Período de Vazio
outubro a julho setembro	agosto

Na RNTG não existe diferenciação entre período de fora de vazio e período de vazio.

12 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), o operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNG, em coordenação com os operadores das diferentes infraestruturas, deve apresentar à ERSE uma proposta de valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos às infraestruturas do SNG, devidamente justificada.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infraestrutura, nomeadamente terminal de GNL, armazenamento subterrâneo de gás, RNTG, UAG e redes de distribuição em MP e em BP.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são aplicados para efeito da determinação das quantidades de gás que os agentes de mercado devem colocar à entrada das infraestruturas da RNTG, de modo a garantir a entrega do gás necessário ao abastecimento dos consumos previstos para os respetivos clientes, de acordo com o estabelecido no RARII.

Os ajustamentos para perdas e autoconsumos também são aplicados aos valores dos preços das tarifas relativas a cada infraestrutura, nos termos do Regulamento Tarifário.

12.1 PROPOSTA DE FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT

A REN Gasodutos enviou uma proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativamente à RNTIAT (Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL ³⁵) para vigorar no ano gás 2025-2026. No quadro seguinte apresenta-se a referida proposta.

³⁵ As eventuais purgas e queimas de gás resultantes diretamente das atividades comerciais de arrefecimento e enchimento de navios metaneiros são deduzidas na totalidade das existências do respetivo agente de mercado que realiza esta operação.

Quadro 12-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos

Infraestrutura	Fator de ajustamento
Rede de transporte (RNTG)	0,10 %
Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	0,00 %
Armazenamento subterrâneo	0,75 %

A proposta do operador da rede de transporte (ORT) de gás representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2024-2025 para a RNTG e para o Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL. É proposto um aumento de 0,65% para 0,75% no armazenamento subterrâneo.

A proposta da REN Gasodutos encontra-se justificada e tem por base o histórico de purgas, fugas e autoconsumos de gás nas infraestruturas nos últimos três anos gás.

12.2 PROPOSTA DE FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A REN Gasodutos realizou uma consulta a todos os operadores das redes de distribuição, tendo comunicado à ERSE a posição desses operadores que propõem, para 2025-2026, a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as infraestruturas de distribuição aprovados para o ano gás 2024-2025 designadamente para as redes em MP e BP e para as UAG.

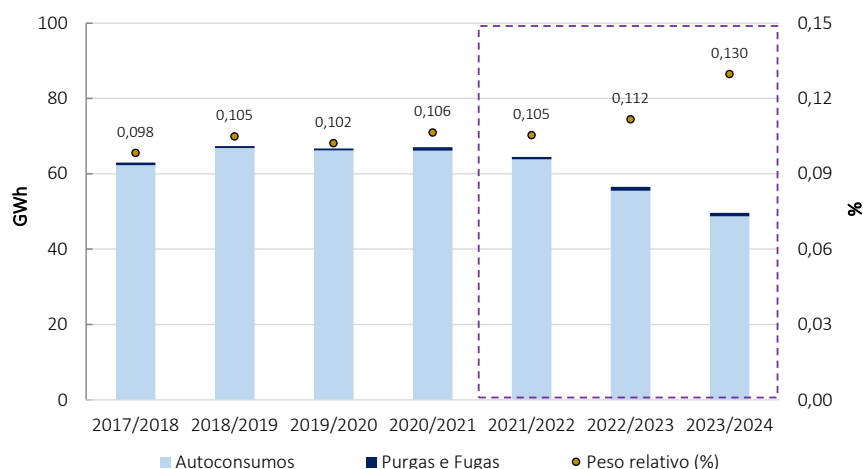
12.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

Tendo por base a informação prestada nos anos anteriores, as perdas e autoconsumos na RNTG são compostas por duas parcelas: os “autoconsumos³⁶” e as “purgas e fugas³⁷”, sendo de salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Na Figura 12-1 é apresentada a evolução das perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na RNTG e o seu peso relativo face à quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG, para cada ano gás.

³⁶ Consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, contabilizados através de unidades de medida dedicadas.

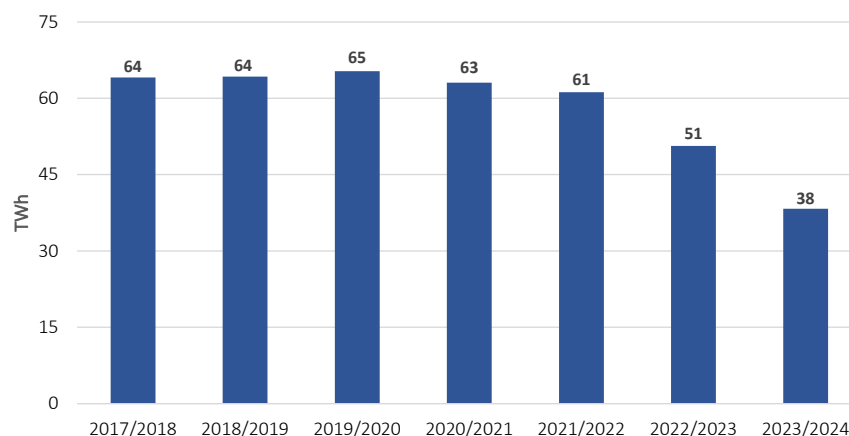
³⁷ Gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma resultante de incidentes que afetam a infraestrutura.

Figura 12-1 - Perdas totais resultantes de autoconsumos e das purgas na RNTG e o seu peso relativo, para cada ano gás



No período compreendido entre 1 de outubro de 2021 e 30 de setembro de 2024, assim como em períodos anteriores, verificou-se que os autoconsumos correspondem à quase totalidade (98,5%) das perdas e autoconsumos verificados na RNTG. Estes autoconsumos são fundamentais para garantir as condições de temperatura e pressão adequadas na entrega de gás entre os pontos de saída da RNTG e as infraestruturas a jusante. A tendência de redução dos autoconsumos verificada nos três últimos anos gás está alinhada com a diminuição da quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG, conforme apresentado na Figura 12-2.

Figura 12-2 - Quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG

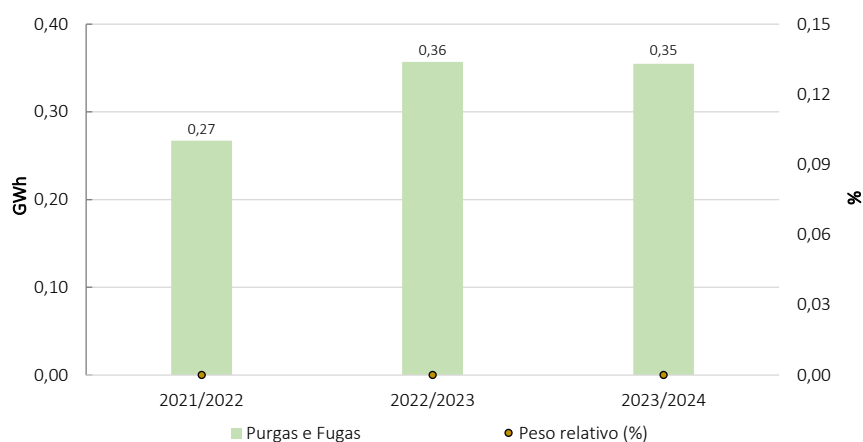


Apesar do aumento do peso relativo, dado pela relação entre as perdas totais registadas na rede de transporte e a quantidade total de gás entregue nos pontos de saída da RNTG, a proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor vigente (0,10%), que por sua vez era idêntico ao dos anos anteriores.

No que respeita ao terminal de GNL, as perdas resultam de purgas e queima de gás natural. Importa referir que a evaporação do GNL no terminal para injeção na RNTG é obtida a partir de troca de calor com água do mar, obtida por bombas elétricas, pelo que os consumos próprios do terminal são, essencialmente, elétricos e não afetam os fatores de ajustamento em questão.

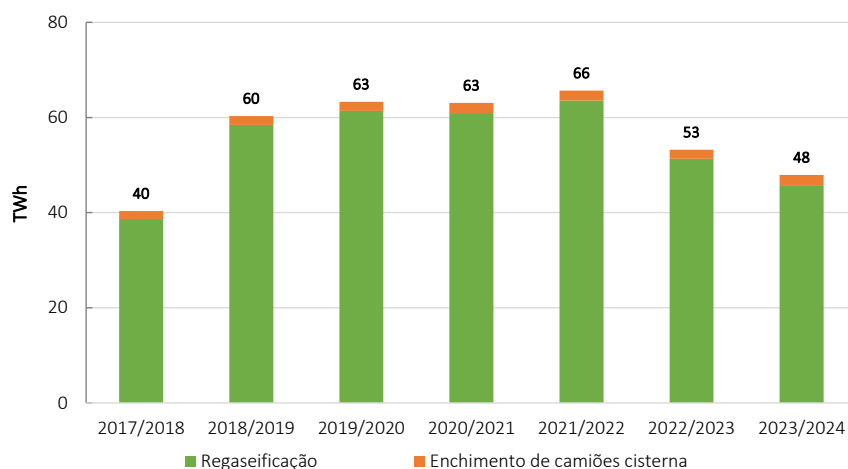
Na Figura 12-3 é apresentada a evolução das perdas totais resultantes das purgas e fugas no terminal de GNL e o seu peso relativo face à quantidade total de gás entregue nos pontos de saída do terminal de GNL, para cada ano gás.

Figura 12-3 - Perdas totais resultantes das purgas e fugas no terminal de GNL e o seu peso relativo, para cada ano gás



No ano gás 2023-2024, as perdas no terminal de GNL totalizaram um valor de cerca de 0,35 GWh, representado uma redução de cerca de 0,64%, face ao ano gás 2022-2023. Salienta-se que os valores das purgas inerentes aos equipamentos instalados (válvulas e em elementos de ligação) passaram a ser incluídas no balanço físico da infraestrutura do TGNL desde a adesão da REN Gasodutos à iniciativa OGMP 2.0 (*Oil and Gas Methane Partnership*) em 2022. No entanto, estes valores são residuais face ao total de regaseificação verificado em cada ano gás. No ano gás 2023-2024, o valor da regaseificação correspondeu a cerca de 45 799 GWh, conforme apresentado na Figura 12-4.

Figura 12-4 - Quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de GNL



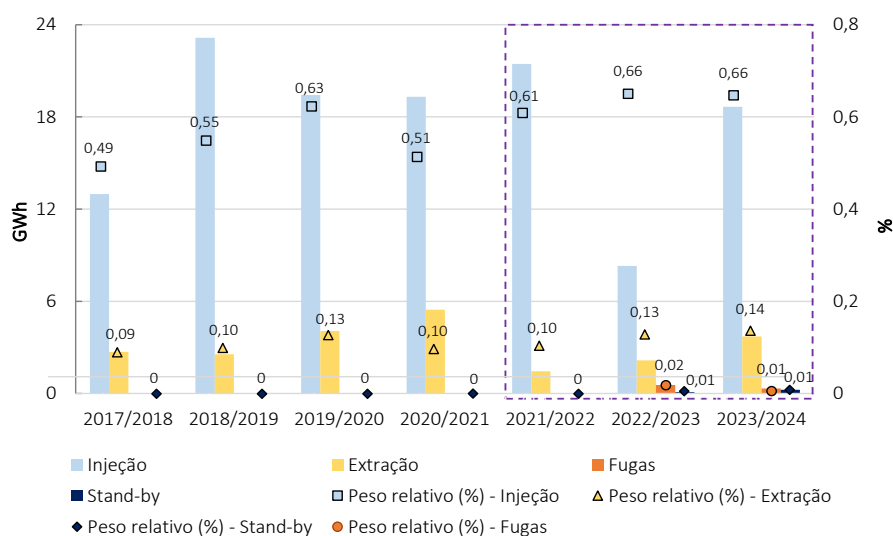
Tendo em conta que o peso relativo das perdas é pouco expressivo face à quantidade total de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de GNL, a proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor nulo para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Relativamente à infraestrutura de armazenamento subterrâneo, as perdas de gás resultam do efeito conjugado de quatro parcelas: os “autoconsumos no processo de injeção”, os “autoconsumos no processo de extração”, os “autoconsumos em *stand-by*³⁸” e as “purgas e fugas”. Na Figura 12-5 é apresentada a evolução das perdas resultantes de autoconsumos no armazenamento subterrâneo e o valor unitário face às quantidades de gás movimentadas, para cada ano gás. Nos períodos em análise, o registo de purgas e fugas de gás efetuadas na infraestrutura de armazenamento subterrâneo foi realizado no âmbito da iniciativa do OGMP 2.0.

³⁸ Consumos próprios da infraestrutura de armazenamento subterrâneo em regime de *stand-by*.

O peso relativo dos autoconsumos em *stand-by* é dado pela relação entre os autoconsumos registados em *stand-by* e a média de gás movimentado na infraestrutura de armazenamento subterrâneo.

Figura 12-5 - Perdas totais resultantes de autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo e o seu peso relativo, para cada ano gás



A Figura 12-5 mostra que no ano gás 2023-2024 o autoconsumo do processo de injeção aumentou comparativamente com o ano anterior. Este aumento é justificado pelo facto de a infraestrutura do armazenamento subterrâneo ter apresentado um nível médio de existências elevado durante o último ano gás, e consequentemente um nível médio de pressões nas cavernas também elevado, obrigando a consumos mais elevados no processo de compressão usado na injeção de gás nas cavernas.

No que respeita ao processo de extração, no ano gás 2023-2024 registou-se também um aumento e de igual forma um aumento do peso relativo do autoconsumo, face ao ano gás anterior. Este aumento deve-se não só a uma maior utilização da extração de gás, mas também pelo facto de os níveis de existências elevados nas cavernas implicarem um maior esforço de pré-aquecimento do gás³⁹ para o colocar na RNTG em níveis de operação adequado.

Tendo em consideração o aumento verificado no peso relativo global dos últimos anos, a proposta da REN Gasodutos corresponde ao aumento do valor para 0,75% aplicado ao ano gás para 2025-2026 para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo. A ERSE nota que este valor será afetado em baixa, no futuro, pelos investimentos previstos para esta infraestrutura, que propõem substituir os compressores a gás por compressores elétricos.

³⁹ A expansão do gás para níveis de pressão inferiores aos do armazenamento provoca um arrefecimento do gás.

Relativamente à proposta dos operadores das redes de distribuição, a ERSE concorda com a manutenção dos valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos em vigor para as redes de distribuição em MP e BP. No entanto, nos últimos anos, a ERSE tem destacado repetidamente a necessidade de esta matéria requerer uma maior atenção por parte dos operadores das redes de distribuição, no sentido de efetuarem estudos de acompanhamento das perdas e autoconsumos das suas redes, conforme estabelecido no número 7 do artigo 21.º do RARII. Por sua vez, os resultados destes estudos devem utilizados para fundamentar as suas propostas dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, as quais devem ser submetidas à REN Gasodutos durante o processo de consulta. Na ausência de estudos fundamentados, a ERSE aplicará os valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos com base na melhor informação disponível.

Acresce que os operadores de rede estão a aplicar o Regulamento (UE) 2024/1787 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo à redução das emissões de metano no setor da energia, o que implica um aumento da frequência de inspeção de fugas na rede e, previsivelmente, uma melhoria na prevenção e redução de fugas de gás. Finalmente, os operadores de rede estão a fazer investimentos de forma a implementar modelos de monitorização dos fluxos e da qualidade do gás nas suas redes, para fazer face à nova dinâmica causada pela injeção de gases renováveis nas redes. Esse esforço acrescido de monitorização deverá fornecer dados adicionais para a análise das perdas e autoconsumos.

12.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURA DO SNG PARA O ANO GÁS 2025-2026

O Quadro 12-2 apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG para o ano gás de 2025-2026.

**Quadro 12-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG,
para o ano gás 2025-2026**

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2025-2026
RNTG	0,10 %
Terminal de GNL de Sines	0,00 %
Armazenamento subterrâneo	0,75 %
Rede de Distribuição em média pressão	0,07 %
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34 %
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	1,00 %