

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NO ANO GÁS 2024-2025

Maio 2024

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 2024-2025	7
2.1	Balanço de energia na perspetiva física para o ano gás 2024-2025.....	7
2.2	Balanço de energia na perspetiva comercial para o ano gás 2024-2025.....	9
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	16
2.5.1	Aprovisionamento de Gás.....	16
2.5.2	Centros Eletroprodutores.....	17
2.5.3	Clientes AP (Clientes Industriais e UAG Propriedade de clientes)	23
2.5.4	Clientes nas Redes de Distribuição	24
2.5.5	Armazenamento Subterrâneo	25
2.5.6	Exportação.....	26
2.5.7	Estrutura de mercado.....	27
2.5.8	Utilização de perfis de consumo nacionais.....	30
2.5.9	Perdas e autoconsumos nas redes	30
3	CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS	33
3.1	Terminal de GNL	33
3.2	Armazenamento Subterrâneo	37
3.3	Armazenamento Nacional de Gás	38
3.4	Rede Nacional de Transporte.....	38
4	CARACTERIZAÇÃO DE PROCURA PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2024 E 2025	55
4.1	Desvios da procura	55
4.1	Previsões da procura	58
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRAESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE	69
5.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	69
5.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	72
5.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	73
5.4	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	74

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	87
7.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	87
7.2	Tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso retalhistas	87
7.3	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas	88
8	PROCURA CONSIDERADA NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDES PARA A APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES	89
8.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	89
8.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	89
8.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m ³ /ano.....	101
8.4	Tarifa Social de Acesso às redes	102
9	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 10 000 M³	105
10	PROCURA CONSIDERADA NAS TVCF DOS CUR, PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES OU IGUAIS 10 000 M³, NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO.....	107
11	PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO.....	109
12	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	111
12.1	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	111
12.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	112
12.3	Análise da ERSE às propostas.....	112
12.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestrutura do SNG para o ano gás 2024-2025.....	115

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2024-2025	13
Figura 2-2 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil	14
Figura 2-3 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil	15
Figura 2-4 - Evolução do aprovisionamento de gás, via Terminal de GNL	17
Figura 2-5 - Evolução da produção de energia elétrica, discriminada por tecnologia, e consumo de energia elétrica	18
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.....	19
Figura 2-7 - Evolução do consumo de gás natural, discriminado por centro eletroprodutor, desde 2013	20
Figura 2-8 - Previsão da ERSE e do ORT para os consumos de gás natural dos CEP, para o ano gás 2024-2025.....	22
Figura 2-9 - Evolução do consumo de gás natural dos clientes em AP	23
Figura 2-10 - Evolução da exportação de gás VIP para Espanha	26
Figura 2-11 - Quantidades definidas para os comercializadores	29
Figura 3-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2020 a 2023	33
Figura 3-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2020 a 2023	34
Figura 3-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2020 a 2023	35
Figura 3-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2020 a 2023.....	35
Figura 3-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2020 a 2023	36
Figura 3-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2020 a 2023	36
Figura 3-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2020 a 2023	37
Figura 3-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2020 a 2023.....	38
Figura 3-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2023.....	39
Figura 3-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2023.....	40
Figura 3-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2020 a 2023	41
Figura 3-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2020 a 2023	42
Figura 3-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2020 a 2023.....	43
Figura 3-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2020 a 2023	43
Figura 3-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2020 a 2023	44
Figura 3-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2020 a 2023	44
Figura 3-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2020 a 2023....	45
Figura 3-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2020 a 2023	46

Figura 3-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2020 a 2023	47
Figura 3-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2020 a 2023.....	47
Figura 3-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2020 a 2023	48
Figura 3-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2020 a 2023.....	48
Figura 3-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2020 a 2023	49
Figura 3-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2020 a 2023	50
Figura 3-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2020 a 2023	51
Figura 3-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2020 a 2023.....	51
Figura 3-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2023, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	52
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).....	60
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)	61
Figura 4-4 - Energia saída da RNTG (valores ocorridos e previsões)	62
Figura 4-5 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos.....	64
Figura 4-6- Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos	65
Figura 4-7- Energia vendida pelos CUR ocorrida e prevista para definição de proveitos permitidos	67
Figura 4-8- Número de clientes do CUR ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos	68
Figura 5-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL	69
Figura 5-2 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL	70
Figura 5-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo	72
Figura 5-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico	75
Figura 5-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL	76
Figura 5-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo	77
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	113
Figura 12-2 - 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 2024-2025	8
Quadro 2-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2024-2025	9
Quadro 2-3 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2024-2025.....	9
Quadro 2-4 - Balanço comercial de energia no SNG para o ano gás 2024-2025	10
Quadro 2-5 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2024-2025.....	11
Quadro 2-6 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2023-2024	12
Quadro 2-7 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2024-2025	29
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	63
Quadro 4-4 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos.....	64
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos.....	66
Quadro 4-6 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos.....	67
Quadro 5-1 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	71
Quadro 5-2 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	73
Quadro 5-3 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	73
Quadro 5-4 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	74
Quadro 5-5 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	78
Quadro 5-6 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas).....	80

Quadro 5-7 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)	81
Quadro 5-8 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 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 2024-2025 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição.....	83
Quadro 6-2 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	83
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	84
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	84
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	85
Quadro 7-1 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas	87
Quadro 7-2 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a tarifa de Energia dos CUR retalhistas.....	87
Quadro 7-3 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas	88
Quadro 8-1 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025.....	89
Quadro 8-2 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Beiragás	90
Quadro 8-3 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Beiragás.....	90
Quadro 8-4 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Dianagás	91
Quadro 8-5 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Dianagás	91
Quadro 8-6 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Duriensegás	92
Quadro 8-7 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP – Duriensegás	92
Quadro 8-8 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Lisboaagás	93
Quadro 8-9 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Lisboaagás.....	93
Quadro 8-10 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Lusitaniagás	94
Quadro 8-11 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Lusitaniagás	94

Quadro 8-12 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Medigás	95
Quadro 8-13 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Medigás	95
Quadro 8-14 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Paxgás	96
Quadro 8-15 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Paxgás	96
Quadro 8-16 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - REN Portgás	97
Quadro 8-17 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - REN Portgás	97
Quadro 8-18 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Setgás	98
Quadro 8-19 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Setgás	98
Quadro 8-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Sonorgás	99
Quadro 8-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Sonorgás	99
Quadro 8-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em BP> - Tagusgás	100
Quadro 8-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Tagusgás	100
Quadro 8-24 - Resumo das quantidades para o ano gás 2024-2025 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<	101
Quadro 8-25 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2024-2025 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	101
Quadro 8-26 - Resumo das quantidades para o ano gás 2024-2025 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<	102
Quadro 8-27 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2024-2025 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	103
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades para o ano gás 2024-2025 das Tarifas Transitórias em BP< ...	105
Quadro 9-2 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2024-2025 para as Tarifas Transitórias em BP<	106
Quadro 10-1 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 das Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito do fornecimento supletivo em BP>	107
Quadro 11-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2024-2025	109
Quadro 12-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos	112

Quadro 12-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG, para o ano gás 2024-2025	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 de gás, bem como as quantidades previstas para cada variável de faturação. As quantidades apresentadas neste documento aplicam-se ao ano gás 2024-2025, de 1 de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025.

Seguidamente apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de gás para os anos 2024 e 2025. Em seguida sumarizam-se os diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do Sistema Nacional de Gás (SNG) para o ano gás 2024-2025.

APROVISIONAMENTO DE GÁS

Para o ano gás 2024-2025 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 um aumento do aprovisionamento através do Terminal de GNL em 2 p.p., face ao considerado nas tarifas do ano gás 2023-2024.

CENTROS ELETROPRODUTORES

O ano gás 2024-2025 será caracterizado por uma alteração estrutural no parque de produção dos Centros Eletroprodutores (CEP) em Portugal, uma vez que a Turbogás terminará o Contrato de Aquisição de Energia (CAE) no primeiro trimestre de 2024. 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 acrescentar, ao seu consumo médio histórico, o consumo médio histórico da Turbogás.

A previsão da ERSE para o consumo de gás natural dos CEP no ano gás 2024-2025 é de 19,5 TWh, em linha com os valores previstos pelo ORT. Face a esta previsão, o valor do ORT (19,8 TWh) é superior, em +1,6%. Em relação ao valor considerado nas tarifas do ano gás 2023-2024 (20,8 TWh), o valor previsto pela ERSE para o ano gás 2024-2025 representa uma redução, de -6,1%.

CLIENTES EM ALTA PRESSÃO E UAG PROPRIEDADE DE CLIENTES

No segmento dos grandes consumidores abastecidos pela rede de transporte em alta pressão e nas 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 decréscimo, de cerca de -6,1%, face ao ano gás 2023-2024.

Como tal, para 2024 e para 2025, tendo-se assumido a previsão da REN Gasodutos, para o ano gás 2024-2025, prevê-se um consumo para os grandes clientes em AP de 10,2 TWh e de 0,9 TWh para UAG propriedade de clientes, perfazendo 11,1 TWh.

CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para o ano gás 2024-2025 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 no caso da Sonorgás, que considera nas suas previsões o abastecimento dos novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás em novas zonas geográficas.

Face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se que o desenvolvimento deverá ser mais lento do que o previsto pela empresa, tal como detalhado no subcapítulo 2.5.4.

Para o ano gás 2024-2025 o valor adotado pela ERSE é de 21,9 TWh, o que representa um acréscimo de +2,1% em relação ao ano gás 2023-2024 (21,5 TWh).

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Consideram-se as previsões da REN Armazenagem, para o ano gás 2024-2025, para as injeções e para as extrações do armazenamento subterrâneo.

A previsão da energia média diária armazenada para o ano gás 2024-2025 tem como base a energia média armazenada real do ano 2023.

Considera-se que no ano gás 2024-2025 estão em operação as seis cavernas existentes.

EXPORTAÇÃO

Considera-se para o ano gás 2024-2025 as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico, previstas pela REN Gasodutos para o mesmo período, de 3 369 GWh, em linha com o valor estimado pela empresa para 2023-2024.

Para o ano gás 2024-2025 o valor adotado pela ERSE representa um acréscimo de +80,2% em relação ao previsto em tarifas no ano gás 2023-2024 (1870 GWh).

Adicionalmente, assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*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. Neste contexto, os fornecimentos em Alta Pressão (AP), Média Pressão (MP) e Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ (BP>) não dispõem de tarifas transitórias. Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam no CUR são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

Para os níveis de pressão MP e BP>, a determinação da quota de mercado entre os fornecimentos à tarifa pelos CUR e os fornecimentos em mercado teve como base a informação real e previsional enviada pelas empresas.

Para o nível de pressão BP<, a determinação da quota de mercado teve como ponto de partida a informação real mais recente sobre o número de clientes de cada Comercializador de Último Recurso (CUR), a dezembro de 2023, o que permitiu determinar as quotas de mercado do número de clientes, relativas ao 4.º trimestre de 2023. Para os restantes trimestres previsionais, a partir do 1.º trimestre de 2024, determinou-se o número de clientes estimado para cada CUR tendo como base o valor real de janeiro de 2024 e as taxas de crescimento previstas para o número de clientes para cada trimestre. Para determinar a energia, manteve-se o consumo médio por cliente implícito nas previsões iniciais das empresas, enviadas no âmbito tarifário, em outubro de 2023.

Resultam as seguintes quotas de mercado, para o ano gás 2024-2025:

- A quota de mercado prevista para clientes ligados em MP é de 100%, em energia e em número de clientes.
- A quota de mercado prevista para clientes ligados em BP> é, em termos globais, de 97,2% (energia) e de 94,1% (número de clientes).
- A quota de mercado prevista para os clientes em BP< é, em termos globais, de 70,5% (energia) e de 73,3% (número de clientes).

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 sistema de gás, bem como as quantidades previstas para cada variável de faturação. As quantidades apresentadas neste documento aplicam-se ao ano gás 2024-2025, de 1 de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025.

No capítulo 2 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2024-2025, bem como a metodologia e os pressupostos adotados.

No capítulo 3 é apresentada uma caracterização da utilização das infraestruturas de Alta Pressão do Sistema Nacional de Gás (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 (CUR).

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 ligados à rede de distribuição 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 CUR, para clientes ligados à rede de distribuição 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 2024-2025».

2 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2024-2025

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 2024-2025

Com as previsões recebidas das empresas, a análise de tendência do consumo agregado e com os pressupostos apresentados no capítulo 2.4, 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 2024-2025.

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 2024-2025 ¹

BALANÇO DE GÁS NA RNTG			Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNTG			
1=1.1+1.2	1	Importação (Interligações internacionais)	1 474
	1.1	Campo Maior	1 474
	1.2	Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2	Terminal GNL	54 789
	2.1	Injeções RNT	52 863
	2.2	Camião cisterna	1 927
	2.3	Variação de existências	0
	3	Extrações do Arm. Subterrâneo	2 216
4=1+2+3	4	Total das Entradas no SNG	58 479
5=1+2.1+3	5	Entradas na RNTG	56 552
SAÍDAS DA RNTG			
	6	Exportação (Interligações internacionais)	3 369
	7	Injeções no Arm. Subterrâneo	2 216
	8	Centros eletroprodutores	19 542
	9	Cientes industriais em AP	10 217
	10	Redes de distribuição (interligadas)	21 157
11=6+7+8+9+10	11	Total das Saídas da RNTG	56 500
	12	Variação das existências (Linepack)	0
	13	Perdas e autoconsumos na RNTG	52
14=8+9+10	14	Total de consumos da RNTG	50 915
15=11+12+13+15.1+15.2+17	15	Total das Saídas no SNG	58 479
	15.1	UAG Propriedade de clientes	908
	15.2	Exportação por camião-cisterna	230
BALANÇO DE GÁS NA RNDG			Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNDG			
16=10	16	Redes interligadas	21 157
	17	Redes abastecidas por UAG	789
18=16+17	18	Total de entradas na RNDG	21 946
SAÍDAS DA RNDG			
	19	Cientes em MP	14 277
	20	Cientes em BP	7 627
	21	Perdas e autoconsumos na RNDG	41
22=19+20+21	22	Total de saídas da RNDG (inclui perdas)	21 946
SAÍDAS DA RNDG			
23=22-21	23	Total de saídas na RNDG	21 905
	23.1	Beiragás	819
	23.2	Dianagás	103
	23.3	Sonorgás	182
	23.4	Duriensegás	187
	23.5	Lisboagás	3 847
	23.6	Lusitaniagás	7 759
	23.7	Medigás	107
	23.8	Paxgás	16
	23.9	REN Portgás	6 184
	23.10	Setgás	1 721
	23.11	Tagusgás	982

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 2024-2025»

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 2024-2025.

Quadro 2-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2024-2025

Fornecimentos (Tarifas 2024-25)	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	Cientes Industriais	UAG Prop. Clientes	CEP*	
	Beiragás	81	58	139	168	307	512			
Dianagás	17	7	24	24	47	56				103
Sonorgás	59	42	101	80	182	0				182
Duriensegás	45	46	91	83	174	12				187
Lisboagás	798	418	1 215	698	1 913	1 933				3 847
Lusitaniagás	362	199	561	893	1 454	6 304				7 759
Medigás	33	13	47	41	88	19				107
Paxgás	8	2	10	6	16	0				16
REN Portgás	772	546	1 317	1 390	2 708	3 476				6 184
Setgás	256	59	315	174	489	1 232				1 721
Tagusgás	64	31	94	154	249	733				982
ORD	2 495	1 420	3 915	3 712	7 627	14 277				21 905
ORT							10 217	908	19 542	30 666
Total	2 495	1 420	3 915	3 712	7 627	14 277	10 217	908	19 542	52 571

* Centros eletroprodutores

Quadro 2-3 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2024-2025

Fornecimentos (Tarifas 2024-25)	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	Cientes Industriais	UAG Prop. Clientes	CEP*	
	Beiragás	54 954	5 092	60 046	283	60 329	21			
Dianagás	10 252	394	10 646	36	10 682	4				10 686
Sonorgás	29 212	2 631	31 843	183	32 026	0				32 026
Duriensegás	28 090	4 863	32 953	181	33 134	2				33 136
Lisboagás	497 931	31 718	529 649	1 252	530 901	53				530 954
Lusitaniagás	226 769	17 433	244 202	886	245 087	135				245 222
Medigás	25 275	594	25 869	60	25 929	1				25 930
Paxgás	6 013	101	6 114	10	6 124	0				6 124
REN Portgás	375 739	40 851	416 590	1 715	418 305	135				418 440
Setgás	172 580	4 365	176 945	228	177 173	19				177 192
Tagusgás	40 932	1 859	42 791	200	42 991	23				43 014
ORD	1 467 747	109 900	1 577 647	5 034	1 582 680	393				1 583 073
ORT							15	70	4	89
Total	1 467 747	109 900	1 577 647	5 034	1 582 680	393	15	70	4	1 583 162

* Centros eletroprodutores

2.2 BALANÇO DE ENERGIA NA PERSPETIVA COMERCIAL PARA O ANO GÁS 2024-2025

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 2024-2025

Unidades: GWh			
BALANÇO COMERCIAL DE ENERGIA	CURr*	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE	0	30 666	30 666
Centros eletroprodutores		19 542	19 542
Clientes Industriais		10 217	10 217
UAG Propriedade Clientes		908	908
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	1 258	20 647	21 905
Beiragás	59	759	819
Dianagás	9	94	103
Sonorgás	37	145	182
Duriensegás	41	145	187
Lisboagás	422	3 424	3 847
Lusitaniagás	220	7 539	7 759
Medigás	16	91	107
Paxgás	4	12	16
REN Portgás	316	5 868	6 184
Setgás	106	1 615	1 721
Tagusgás	28	954	982
TOTAL CLIENTES DE GÁS	1 258	51 313	52 571

*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 2024-2025

Unidades: n.º clientes

NÚMERO DE CLIENTES	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE	0	89	89
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		15	15
UAG Propriedade clientes		70	70
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	421 000	1 162 072	1 583 073
Beiragás	20 889	39 461	60 350
Dianagás	3 817	6 868	10 686
Sonorgás	9 141	22 886	32 026
Duriensegás	12 279	20 857	33 136
Lisboagás	141 559	389 395	530 954
Lusitaniagás	71 709	173 513	245 222
Medigás	6 515	19 415	25 930
Paxgás	2 321	3 803	6 124
REN Portgás	100 603	317 836	418 440
Setgás	42 846	134 346	177 192
Tagusgás	9 321	33 693	43 014
TOTAL CLIENTES DE GÁS	421 000	1 162 161	1 583 162

Nas previsões do Balanço de Energia para o ano gás 2024-2025 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 73% dos clientes estarão no mercado livre. Importa destacar o aumento da quota do mercado liberalizado face aos valores apresentados no ano gás 2023-2024, situação esta que resulta de um regresso progressivo ao mercado livre por parte dos clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ que anteriormente tinham passado para o mercado regulado, no contexto do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro ².

² O Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, permite o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural.

Quadro 2-6 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2023-2024

		Unid.: GWh		
		ML	MR	Total
Centros electroprodutores	RNTG	19 542	0	19 542
Cientes > 10 000 m3		29 011	103	29 114
	RNTG	11 124	0	11 124
	RNDG	17 887	103	17 990
Cientes BP < 10 000 m3		2 760	1 155	3 915
Total clientes		31 771	1 258	33 029
Total clientes + produtores reg ordinár		51 313	1 258	52 571

		Unid.: Clientes		
		ML	MR	Total
Centros electroprodutores		4	0	4
Cientes > 10 000 m3		5 214	297	5 511
	RNTG	85	0	85
	RNDG	5 129	297	5 426
Cientes BP < 10 000 m3		1 156 943	420 703	1 577 647
Total clientes		1 162 157	421 000	1 583 158
Total clientes + produtores reg ordinário		1 162 161	421 000	1 583 162

Consumo		ML	MR
Cientes > 10 000 m3		100%	0%
	RNTG	100%	0%
	RNDG	99%	1%
Cientes BP < 10 000 m3		70%	30%
Total		96%	4%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Número de clientes		ML	MR
Cientes > 10 000 m3		95%	5%
	RNTG	100%	0%
	RNDG	95%	5%
Cientes BP < 10 000 m3		73%	27%
Total		73%	27%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

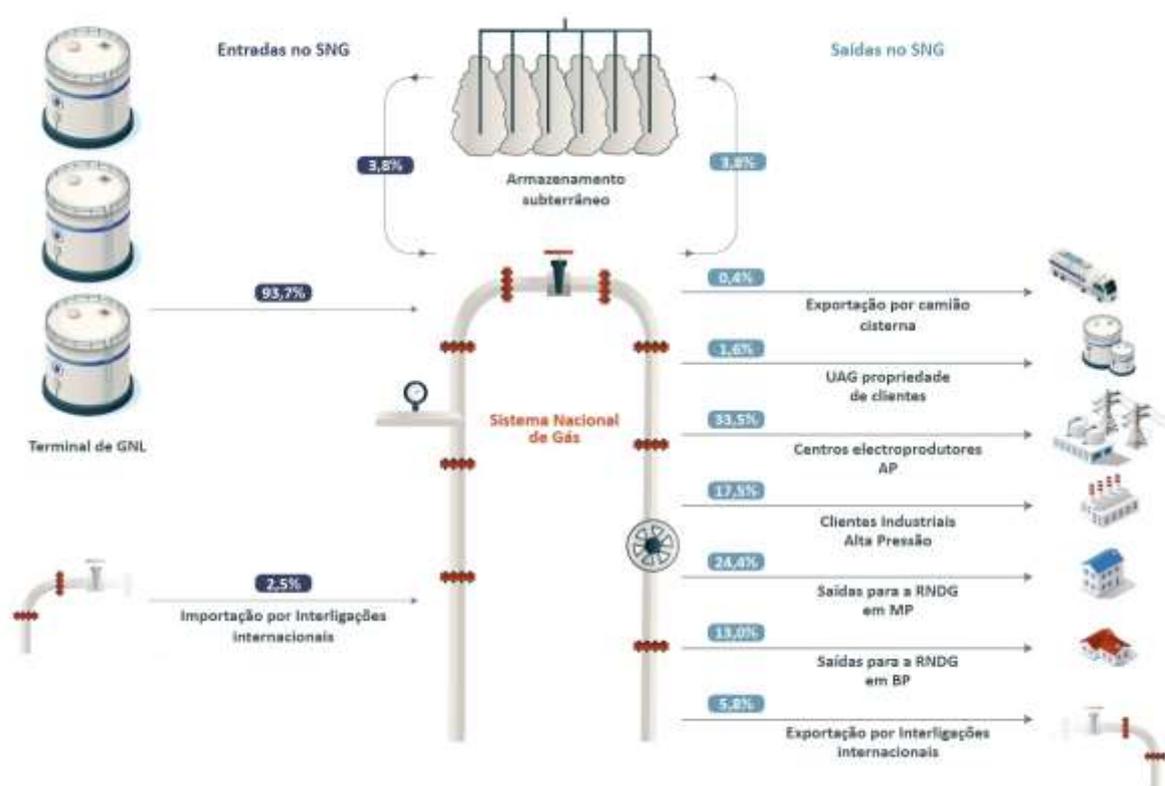
2.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNG

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 2024-2025

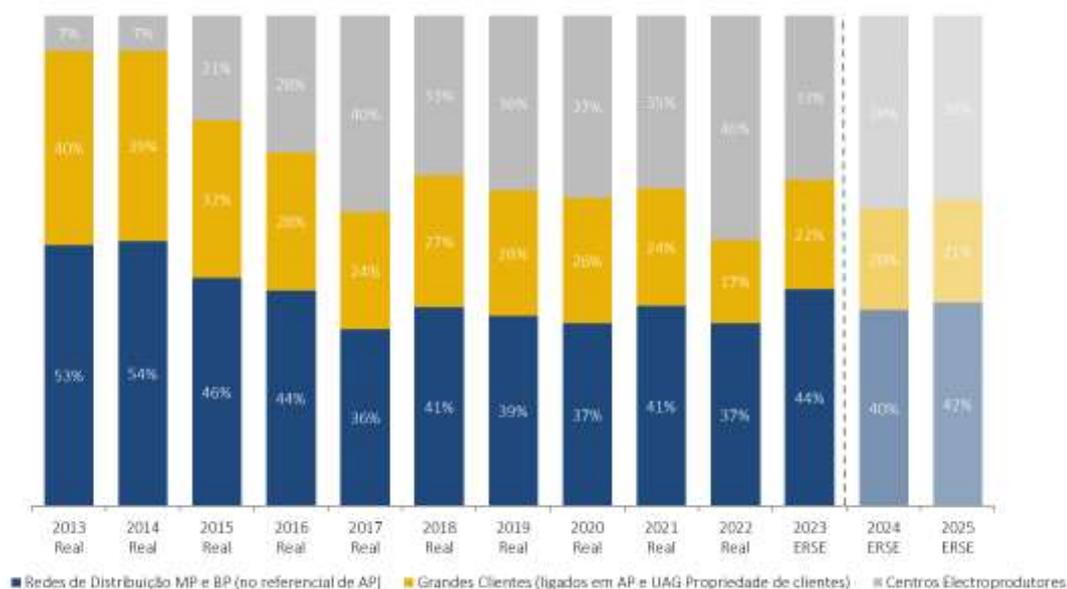


2.4 EVOLUÇÃO DO CONSUMO NACIONAL DE GÁS

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 (CEP), ii) os grandes consumidores industriais, ligados diretamente às infraestruturas de Alta Pressão (AP) e Unidades Autónomas de Gás propriedade de clientes e; iii) os consumidores ligados às redes de distribuição em média e baixa pressão (MP e BP).

A figura seguinte ilustra a evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal desde 2013, incluindo os dados estimados para 2024 e previstos para 2025 pela ERSE, cujos pressupostos são apresentados nos subcapítulos seguintes.

Figura 2-2 - Evoluão 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.

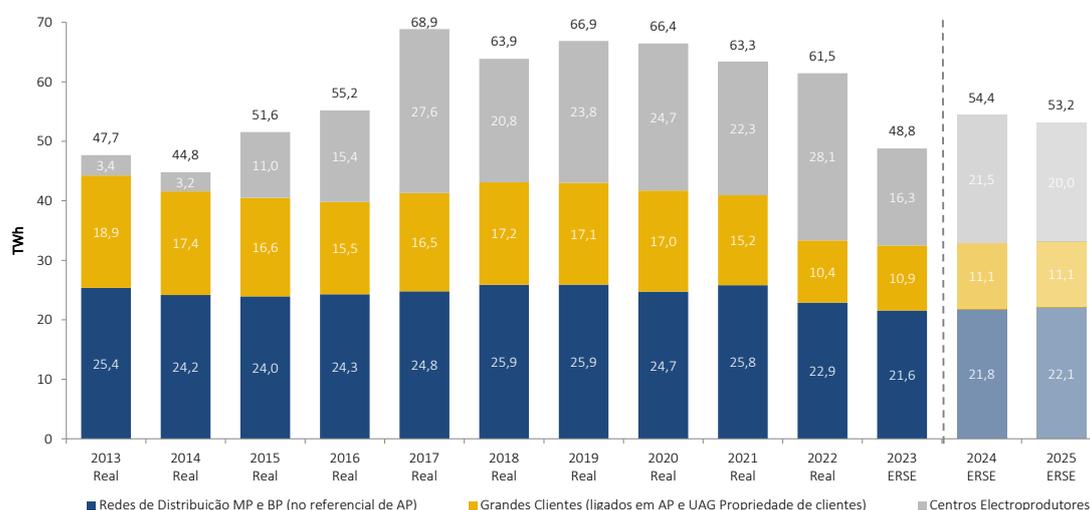
Verifica-se que o peso dos centros eletroprodutores variou entre 7% e 46% do consumo nacional de gás no período analisado. Este é o grupo de consumidores que apresenta maior volatilidade nos consumos de gás natural. Depois do pico atingido em 2017, o peso dos consumos dos centros eletroprodutores estabilizou, até atingir um novo máximo histórico durante o ano de 2022, quando representou cerca de 46% do consumo nacional de gás.

No que respeita ao peso do consumo dos grandes consumidores industriais fornecidos em AP, verifica-se que este variou entre 17% e 40% do consumo nacional de gás. Em 2022, o peso do consumo dos grandes clientes foi o mais reduzido no período em análise devido, em grande parte, ao facto desse segmento de consumidores ser mais sensível ao aumento substancial do preço do gás que se verificou nos mercados grossistas.

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. Em 2022 o peso deste consumo atingiu uma quota de 37% do consumo nacional, perto do valor mínimo histórico, devido, em grande parte, ao efeito da escalada nos preços de gás, com impacto no setor doméstico e terciário. Historicamente, este grupo de consumidores era o que apresentava maior estabilidade nos consumos de gás natural.

A Figura 2-3 ilustra a evoluço dos consumos de gás em Portugal, por ano civil, desde 2013, incluindo os dados estimados para 2024 e previstos para 2025, pela ERSE. Esta figura mostra um forte crescimento do consumo nacional até 2017, invertendo-se a tendéncia de crescimento desde entáo. Em 2023, o valor total de energia saída da rede de transporte apresentou valores ligeiramente superiores aos valores mínimos históricos verificados nos anos de 2013 e 2014. O aumento do preço do gás nos mercados grossistas em 2022 pode justificar, em parte, a diminuço do consumo de grandes consumidores em AP, MP e BP para níveis historicamente baixos. Em 2023, a reduço do consumo dos centros eletroprodutores foi a grande responsável pela queda do consumo nacional de gás natural, mantendo-se o consumo dos grandes clientes industriais em níveis historicamente baixos.

Figura 2-3 - Evoluço 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.

Observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuço, que até 2021 era relativamente estável, apresenta uma tendéncia decrescente desde esse ano, adicionando um novo fator de incerteza no processo de definiço da procura de gás.

Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais, historicamente elevados em 2022, pode-se ter observado a substituço das tecnologias de processo, até entáo assegurada pelo gás. Esta circunstáncia pode condicionar estruturalmente os consumos futuros de gás dos consumidores de maior dimensáo, nomeadamente clientes em AP e nas redes de distribuço. Neste contexto, observa-se nos anos

gás recentes, uma redução substancial (-20% entre 2022 e 2023) dos consumos agregados dos clientes em AP e dos fornecimentos das redes de distribuição.

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 2024-2025.

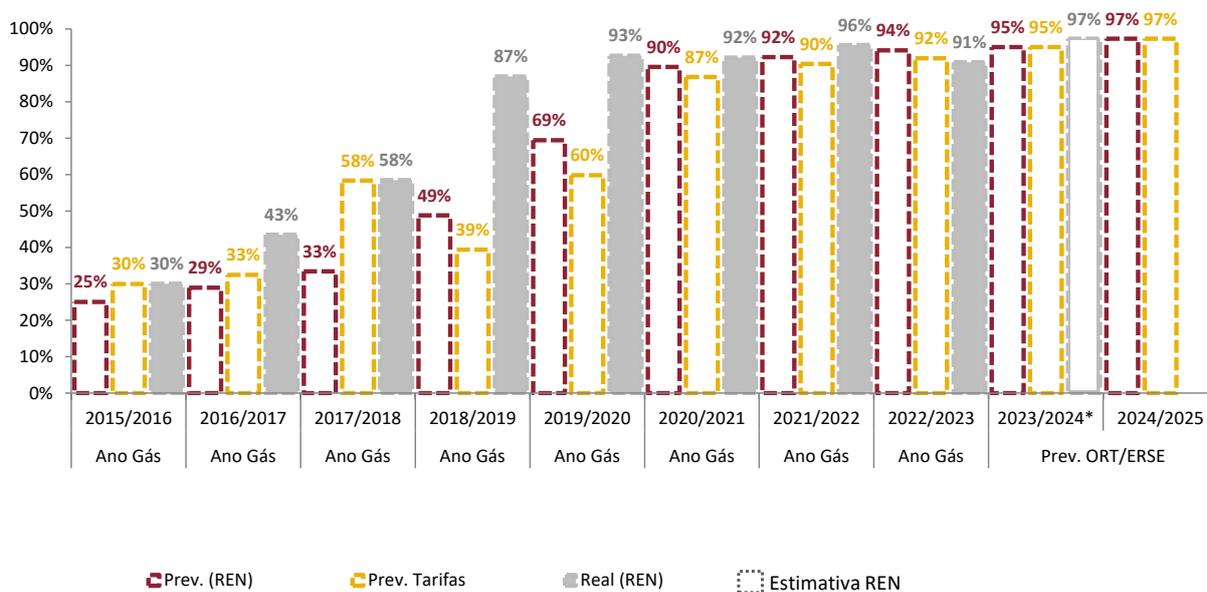
A metodologia de previsão do balanço global de energia do consumo nacional baseia-se na agregação de informação individual, designadamente do Operador da Rede de Transporte (ORT), dos diversos ORD e dos Comercializadores de Último Recurso (CUR). Na previsão do consumo nacional de gás natural para o ano gás 2024-2025, foi considerada informação do ORT, dos ORD e dos CUR, 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 2024-2025 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



Denota-se que 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 2019-2020.

Para a estimativa do ano gás 2023-2024, a REN Gasodutos assume uma estrutura de abastecimento máxima histórica de 97% via Terminal de GNL.

Para o ano gás 2024-2025 e com base nas previsões da REN, 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 um aumento do aprovisionamento através do Terminal de GNL, em 2 pontos percentuais, em relação ao considerado nas tarifas do ano gás 2023-2024.

2.5.2 CENTROS ELETROPRODUTORES

O consumo de gás dos centros eletroprodutores está intrinsecamente ligado ao funcionamento do mercado elétrico, nomeadamente ao *mix* de produção de energia elétrica. Os fatores que condicionam o *mix* de produção de energia elétrica são apresentados de seguida.

A Figura 2-5 ilustra a evolução da produção de energia elétrica em Portugal, com discriminação por tecnologia, assim como o respetivo consumo total, desde 2013. Da análise da figura conclui-se que, para um nível relativamente constante do consumo anual de energia elétrica em Portugal (cerca de 50 TWh),

existe uma grande volatilidade no *mix* de produo que fornece esse mesmo consumo. Verifica-se uma alterao estrutural deste *mix* a partir do ano de 2021, com o encerramento das centrais a carvo³ (tambm em Espanha⁴). Outro fator que contribui para a alterao do *mix* de produo de energia eltrica, neste caso de carter conjuntural, so as fontes de produo de energia eltrica com origem renovvel, sejam elas hídrica, eólica ou, mais recentemente, a fotovoltaica. Sendo estas dependentes das condies meteorológicas, introduzem um fator de incerteza na sua previsao e, conseqentemente, na previsao da produo de energia eltrica a partir de gás natural, decorrente do aumento da capacidade instalada destas fontes, com mais significado a partir do ano de 2020.

Por fim, outro fator que condiciona o *mix* de produo, e a entrada, ou no, dos ciclos combinados a gás natural, é o saldo importador de energia eltrica com Espanha. Note-se a tendncia crescente, desde 2019, do saldo importador (positivo=importao, negativo=exportao) de Portugal, resultante do aumento em Espanha da capacidade de produo de energia eltrica com origem renovvel e do aumento da capacidade disponvel para fins comerciais nas interligaes entre Portugal e Espanha.

Figura 2-5 - Evoluo da produo de energia eltrica, discriminada por tecnologia, e consumo de energia eltrica



Fonte: REN

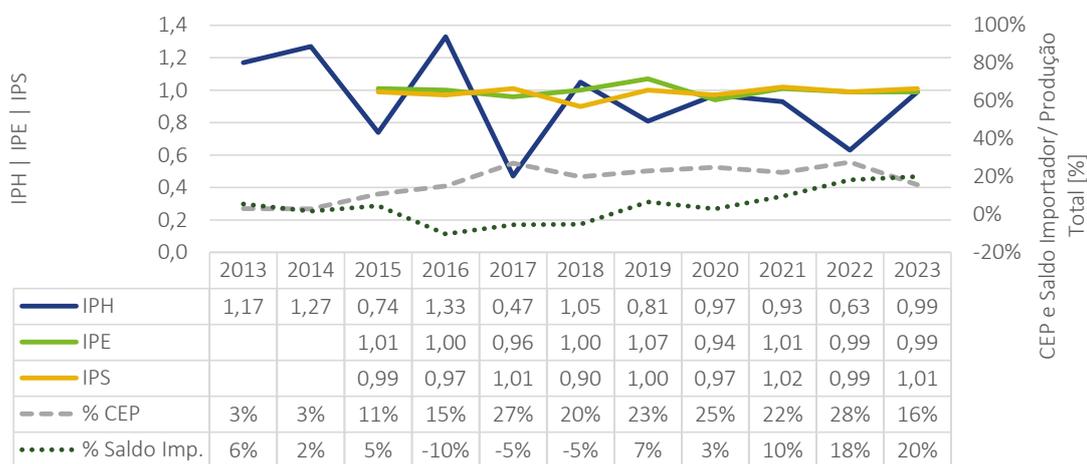
³ Sines em janeiro de 2021 e Pego em novembro de 2021.

⁴ Em Espanha, a energia com base em carvo diminuiu desde 2020, sendo que em 2019 foi de 12,5 TWh e em 2023 foi apenas 4 TWh.

Como foi referido, além do saldo importador, outro fator que condiciona o *mix* de produção é a produção com origem em fontes renováveis. A Figura 2-6 apresenta a evolução dos índices de produtividade hidroelétrica, eólica e solar, bem como o peso dos CEP (com consumo de gás natural) na produção total de energia elétrica. Verifica-se que é possível associar uma baixa produção dos CEP a gás natural, no total de energia elétrica produzida, a uma elevada produção hídrica. No passado, a correlação negativa entre a produção de energia elétrica a partir de gás e as condições climáticas, maioritariamente as condições hídricas, era quase perfeita, ou seja, os anos húmidos eram anos de produções baixas dos CEP, enquanto os anos secos registavam taxas de produção elevadas.

No entanto, observa-se que, recentemente, as condições climáticas deixaram de ser o único fator com influência na produção de energia elétrica com origem no gás natural, passando o saldo importador na interligação do setor elétrico a representar outro fator com bastante influência (Figura 2-5) e causador de incertezas na previsão da produção de energia elétrica dos CEP (e consequentemente do respetivo consumo de gás natural). Regista-se que, desde 2019, Portugal apresenta uma tendência crescente no volume do saldo importador, tendo em 2023, atingido o seu valor máximo histórico (cerca de 10 TWh), representando perto de 20% do consumo nacional de eletricidade.

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



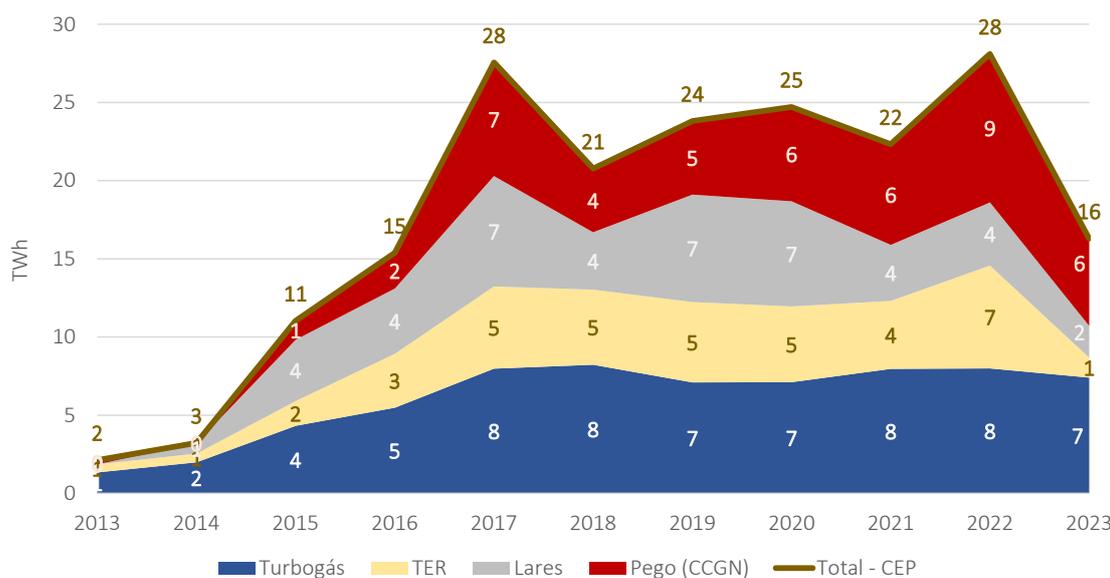
IPH – Índice de produtividade hidroelétrica, IPE – Índice de produtividade eólica, IPS – Índice de produtividade solar

Fonte: REN, ERSE

A análise apresentada sobre produção de energia elétrica pretendeu avaliar os fatores que condicionam a previsão dos consumos de gás natural dos CEP para o ano gás 2024-2025.

De seguida analisa-se o consumo de gás natural dos CEP e apresentam-se os pressupostos que justificam a estimativa para o ano de 2024 e a previsão para 2025 da ERSE. A Figura 2-7 ilustra a evolução do consumo de gás natural, discriminado por CEP, desde 2013. De 2015 a 2017 verifica-se uma retoma do consumo de gás dos centros eletroprodutores, a qual se associa a fatores climatéricos e a situações particulares dos sistemas eléctricos da Península Ibérica ⁵.

Figura 2-7 - Evolução do consumo de gás natural, discriminado por centro eletroprodutor, desde 2013



Fonte: REN

Em 2022 observou-se um novo máxmo histórico, quando o consumo de gás dos CEP representou cerca de 46% (28 TWh) do consumo nacional de gás, resultado de um ano hidrológico bastante seco. Já o ano de 2023 regista valores bastante reduzidos e em linha com os valores registados em 2015 (16 TWh), tendo sido um ano hidrológico neutro e onde os valores do saldo importador de energia eléctrica atingiram valores recordes.

Aos fatores de incerteza já mencionados, o ano gás 2024-2025 será ainda caracterizado por uma alteração estrutural no parque de produção dos CEP. A Turbogás terminou o seu CAE no primeiro trimestre de 2024, bem como o seu contrato de fornecimento de gás natural que impunha quantidades mínimas a consumir

⁵ Como seja a reduzida hidraulicidade nacional em 2015 e 2017, a menor disponibilidade de produção de origem nuclear em França no final de 2016 e inio de 2017 e o reforço da capacidade disponível para fins comerciais nas interligações das redes eléctricas da Península Ibérica.

obrigatórias. Note-se que o consumo desta central, no ano 2023, representou perto de 45% do consumo total de gás dos CEP. Assim, para o ano gás 2024-2025, as previsões da ERSE para o consumo de gás natural dos CEP são condicionadas principalmente pelos seguintes fatores:

- O funcionamento da central da Turbogás, cujo fornecimento de gás, feito em regime *take-or-pay*, com os consumos estabelecidos no Acordo para a Gestão de Consumos (AGC), e tendo também em consideração o CAE, cujo prazo termina no final do primeiro trimestre de 2024:
 - espera-se que a Turbogás não funcione em regime de mercado até ao final do ano de 2024, ficando limitada apenas a consumos residuais, e;
 - acresce a incerteza sobre o funcionamento da Turbogás no ano de 2025, condicionado à conclusão do concurso para a transferência da central para um novo titular.
- A crescente integração do mercado ibérico de eletricidade e do resto da Europa, resultado do aumento das capacidades de interligação disponíveis para fins comerciais, levando a alterações significativas no saldo importador devido à alteração das condições de colocação em mercado dos produtores portugueses e à possibilidade de grandes fluxos de energia renovável no sentido Espanha-Portugal.
- Os índices de produtividade hidroelétrica, eólica e solar, que condicionam as possibilidades de colocação em mercado da produção dos CEP.

Entre os fatores referidos acima, o que tem maior impacto na previsão da ERSE nos consumos de gás natural dos CEP é o contexto da Turbogás, pois espera-se que represente um consumo residual no período do ano gás 2024-2025.

Neste sentido, a previsão da ERSE de consumo de gás natural dos CEP considera os seguintes pressupostos:

- Turbogás:
 - consumo nulo do segundo trimestre ao quarto trimestre de 2024, assim como no primeiro semestre e no terceiro trimestre de 2025, resultando num consumo no ano gás 2024-2025 igual a zero;
 - consumo no primeiro trimestre do ano 2024 igual à média do seu consumo nos primeiros trimestres, verificado no período de 2020 a 2023 (1,9 TWh);

- o consumo no quarto trimestre do ano 2025 igual ao consumo mínimo verificado nas várias centrais de ciclo combinado no período de 2016 a 2023 (0,4 TWh);
- Restantes centrais:
 - o acrescentam ao seu funcionamento médio trimestral, verificado no período de 2020 a 2023, o consumo médio trimestral da Turbogás ⁶, mas com uma utilização máxima de 6 000 horas/ano (68%) ⁷.

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 2024-2025.

Figura 2-8 - Previsão da ERSE e do ORT para os consumos de gás natural dos CEP, para o ano gás 2024-2025



Fonte: REN, ERSE

Decorrente dos pressupostos considerados, a previsão da ERSE para o consumo de gás natural dos CEP para o ano gás 2024-2025 é de 19,5 TWh, em linha com os valores previstos pelo ORT, que são ligeiramente superiores (19,8 TWh) em 1,6%. Em relação ao valor considerado nas tarifas do ano gás 2023-2024 (20,8 TWh), o valor previsto pela ERSE para o ano gás 2024-2025 é 6,1% inferior.

⁶ O consumo médio trimestral de gás natural da Turbogás foi distribuído pelas restantes centrais considerando os respetivos rendimentos. O limite de 6 000 horas/ano resulta do valor máximo verificado nas médias trimestrais (2016 a 2023) das restantes centrais nacionais.

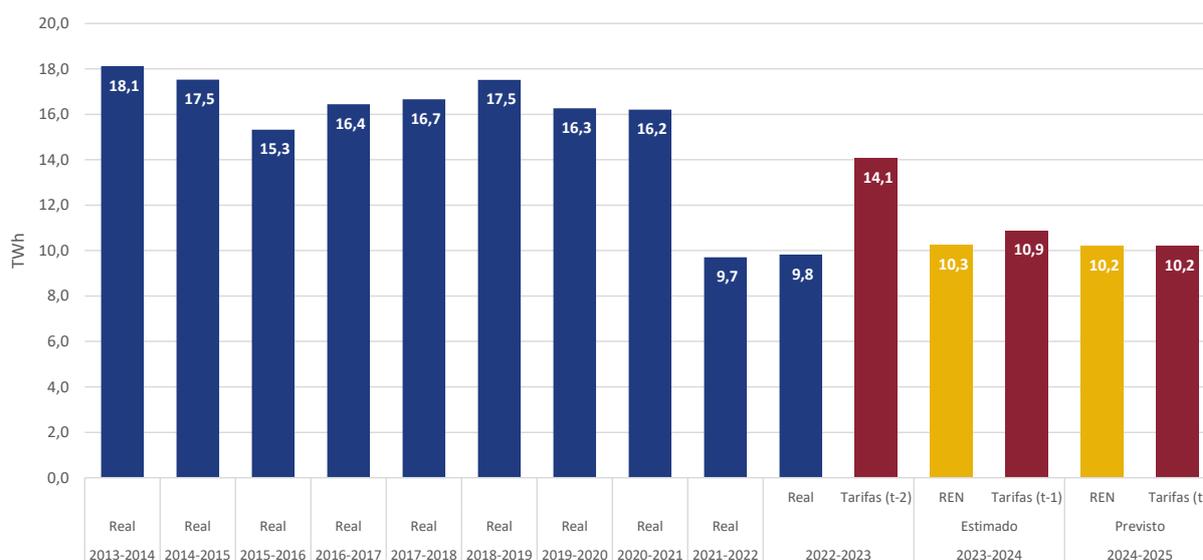
⁷ O funcionamento das centrais de Lares e Pego (CCGN) foram limitadas a 68% no 3ºT 2025. Para satisfazer esta restrição, 700 GWh do consumo de GN da Turbogás não foram consumidos nesse trimestre.

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 2-9 ilustra a evolução do consumo de gás nos clientes industriais em AP.

Figura 2-9 - 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, a partir do ano gás 2018-2019, um decréscimo no consumo de gás, tendo atingido o nível mais baixo de consumo no ano gás 2021-2022.

Nos anos gás recentes, verifica-se uma redução substancial dos consumos dos clientes em AP, podendo ser justificada por uma transição energética do setor do gás para outros vetores energéticos. Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais, historicamente elevados em 2022, a possível substituição das fontes de energia utilizadas nos processos, até entao assegurada pelo gás, pode ter agravado este movimento condicionando estruturalmente os consumos futuros de gás dos consumidores de maior dimensao, nomeadamente clientes em AP.

Para o ano gás 2024-2025, a REN Gasodutos prevê um consumo de 10,2 TWh o que corresponde a um acréscimo de +4%, face ao último ano gás real 2022-2023 (9,8 TWh). Este acréscimo poderá prender-se

com a possível recuperação (ainda que parcial) de consumos, após a quebra de consumos verificada por efeito dos preços de gás natural historicamente elevados.

A previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2024-2025 representa um decréscimo, de -0,4%, em relação à sua estimativa de consumo para o ano gás 2023-2024.

A ERSE opta por assumir a previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2024-2025, com um consumo de 10,2 TWh, para a globalidade dos grandes clientes. Desta forma, para o ano 2024 e 2025, prevê-se um consumo para os grandes clientes em AP de 10,24 TWh e de 10,22 TWh respetivamente.

Estas previsões implicam um decréscimo, de -6,1%, em relação aos consumos previstos pela ERSE para as tarifas do ano gás 2023-2024.

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 0,9 TWh para estas instalações, considerando um acréscimo de consumos, de +3,1%, face ao previsto no ano gás 2023-2024.

2.5.4 CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores agregados indicados pelos ORD são inferiores à previsão do ORT para 2024, em -0,7 TWh, e para 2025, em -0,5 TWh. Numa análise qualitativa, esta diferença poderá atribuir-se ao facto de os ORD terem um maior conhecimento das suas redes, bem como dos comportamentos dos consumos por elas abastecidos, e incorporarem nas suas previsões ocorrências específicas, como seja a expansão geográfica da rede, a ligação de novos clientes, alterações de consumos de clientes existentes ou a sua desligação da rede. Em 2025, os ORD preveem um total de entregas a clientes na ordem dos 22,1 TWh, cerca de 1,4% acima da sua estimativa para 2024 (21,8 TWh).

Observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição, que foi até 2021 relativamente estável, apresenta uma tendência decrescente desde esse ano, adicionando um novo fator de incerteza no processo de definição da procura de gás.

Em resultado dos preços de gás natural nos mercados internacionais historicamente elevados em 2022, outro fator que pode condicionar estruturalmente os consumos futuros de gás natural dos consumidores de maior dimensão nas redes de distribuição, é a possível substituição das tecnologias dos processos, até então assegurada pelo gás natural. Nos anos gás recentes, verifica-se uma redução substancial dos

consumos destes clientes, podendo ser justificada por uma transição energética do setor do gás natural para outros vetores energéticos.

Para a definição da estrutura de quantidades foram consideradas as quantidades reais físicas de gás reportadas pelo ORT para o ano gás 2022-2023. 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.

Para o ano gás 2024-2025, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e do número de pontos de abastecimento previstos pelos ORD para 2024 e 2025, para o agregado de MP e BP, exceto no caso da Sonorgás, que considera nas suas previsões o abastecimento dos novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás em novas zonas geográficas.

Face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se que o desenvolvimento deverá ser mais lento do que o previsto pela empresa, assumindo-se que a procura em 2024 e 2025 atingirá 90% e 86%, respetivamente, das previsões da empresa para o consumo, e 95% e 91%, respetivamente, para o número de pontos de abastecimento.

Com estes pressupostos, para o ano gás 2024-2025 o valor adotado pela ERSE é de 21,9 TWh, o que representa um acréscimo, de +2,1%, em relação ao ano gás 2023-2024, cujo consumo previsto foi de 21,5 TWh.

2.5.5 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

As previsões de quantidades, para o ano gás 2024-2025, 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.

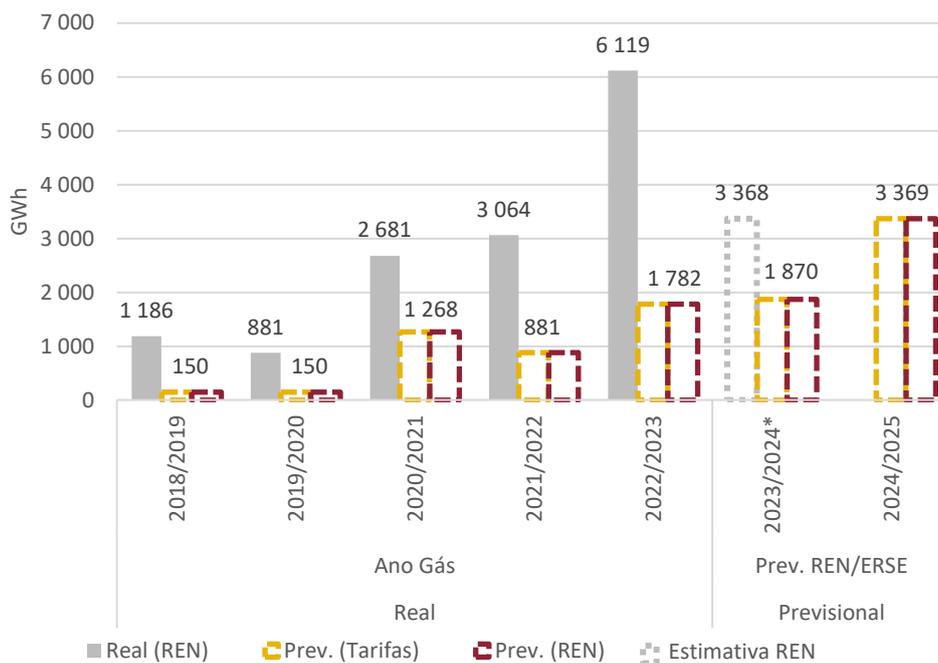
A previsão da energia média diária armazenada para o ano gás 2024-2025 tem como base a energia média armazenada real do ano 2023.

Considera-se que no ano gás 2024-2025 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 2-10 - Evolução da exportação de gás VIP para Espanha



Dado o histórico recente, considera-se para o ano gás 2024-2025 as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico, previstas pela REN Gasodutos para o mesmo período, de 3 369 GWh. A estimativa mais recente da REN Gasodutos, para o ano gás 2023-2024, é de um decréscimo na exportação face ao ano gás 2022-2023 (de 6 119 GWh para 3 368 GWh).

A estimativa da ERSE para 2024-2025 que representa um acréscimo de +80,2% face ao previsto em tarifas no ano gás 2023-2024 (1 870 GWh).

Assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transhipment*).

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 Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP< vigoram até 31 de dezembro de 2025.

Neste contexto, as tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se atualmente extintas. Os clientes destes níveis de pressão que ainda permaneçam no CUR são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

Os CUR 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 CUR e os fornecimentos em mercado teve como base a informação previsional enviada pelas empresas para os anos gás 2023-2024 e 2024 e 2025.

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 CUR, a dezembro de 2023, o que permitiu determinar as quotas de mercado em número de clientes, no 4.º trimestre de 2023. 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 2024, determinou-se o número de clientes tendo como base o valor real de janeiro de 2024 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 2023, 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 2024-2025, as quantidades de energia de cada ORD e cada CUR 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 2024-2025, resulta da média do número de clientes entre o último trimestre do ano gás 2024-2025 e o último trimestre do ano gás 2023-2024.

Resultam as seguintes quotas de mercado para a comercialização em regime de mercado, para o ano gás 2024-2025:

- A quota de mercado prevista para clientes ligados em MP é de 100%, em energia e em número de clientes.
- A quota de mercado prevista para clientes ligados em BP> é, em termos globais, de 97,2% (energia) e de 94,1% (número de clientes).
- A quota de mercado prevista para os clientes em BP< é, em termos globais, de 70,5% (energia) e de 73,3% (número de clientes).

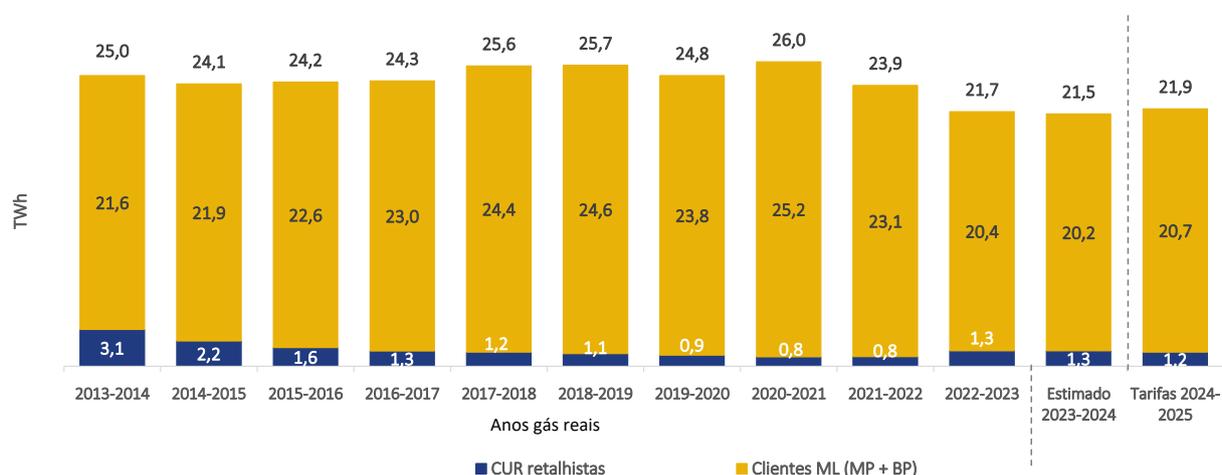
No quadro seguinte apresentam-se as quotas de mercado adotadas nas tarifas para o ano gás 2024-2025, para os fornecimentos em regime de mercado.

Quadro 2-7 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2024-2025

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	62,6%	95,6%	100,0%	65,3%	90,8%	100,0%
Dianagás	67,1%	95,2%	100,0%	64,2%	88,9%	100,0%
Duriensegás	58,3%	95,9%	100,0%	62,8%	93,4%	100,0%
Lisboagás	68,3%	94,6%	100,0%	73,3%	89,3%	100,0%
Lusitaniagás	64,6%	97,6%	100,0%	70,7%	94,6%	100,0%
Medigás	76,6%	88,0%	100,0%	74,8%	86,6%	100,0%
Paxgás	66,6%	89,2%	n.a.	62,1%	79,5%	100,0%
EDPgás	76,0%	100,0%	100,0%	75,9%	100,0%	100,0%
Setgás	71,0%	91,7%	100,0%	75,8%	84,2%	100,0%
Sonorgás	66,1%	96,6%	n.a.	71,3%	98,4%	100,0%
Tagusgás	80,0%	94,1%	100,0%	78,3%	88,0%	100,0%
Total	70,5%	97,2%	100,0%	73,3%	94,1%	100,0%

A Figura 2-11 apresenta os dados reais dos últimos anos, bem como as estimativas e previsões para os anos gás 2023-2024 e 2024-2025, desagregados para o conjunto dos CUR e para o conjunto de comercializadores no mercado liberalizado. Os valores de energia apresentam-se no referencial de saída da rede de transporte, isto é, às quantidades fornecidas aos clientes acrescem as perdas e autoconsumos calculados com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Figura 2-11 - 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 modulação⁸ 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.

⁸ 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 2024-2025».

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.

3 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

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.

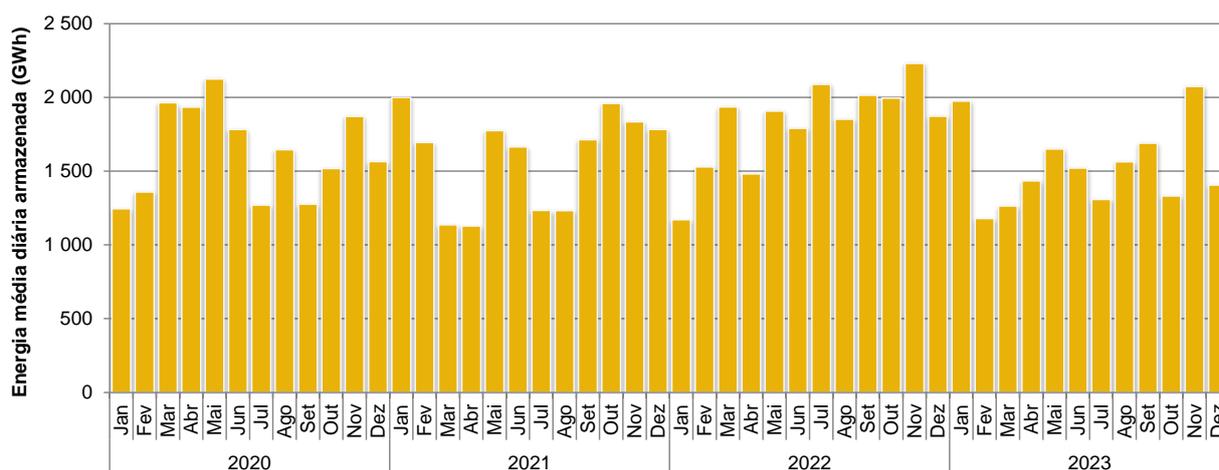
As principais infraestruturas⁹ da rede de alta pressão recebem o gás proveniente dos produtores (Terminal de GNL) e de outros mercados internacionais (interligações), garantindo a gestão operacional (Rede Nacional de Transporte) e a segurança de abastecimento e flexibilidade comercial (Armazenamento 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

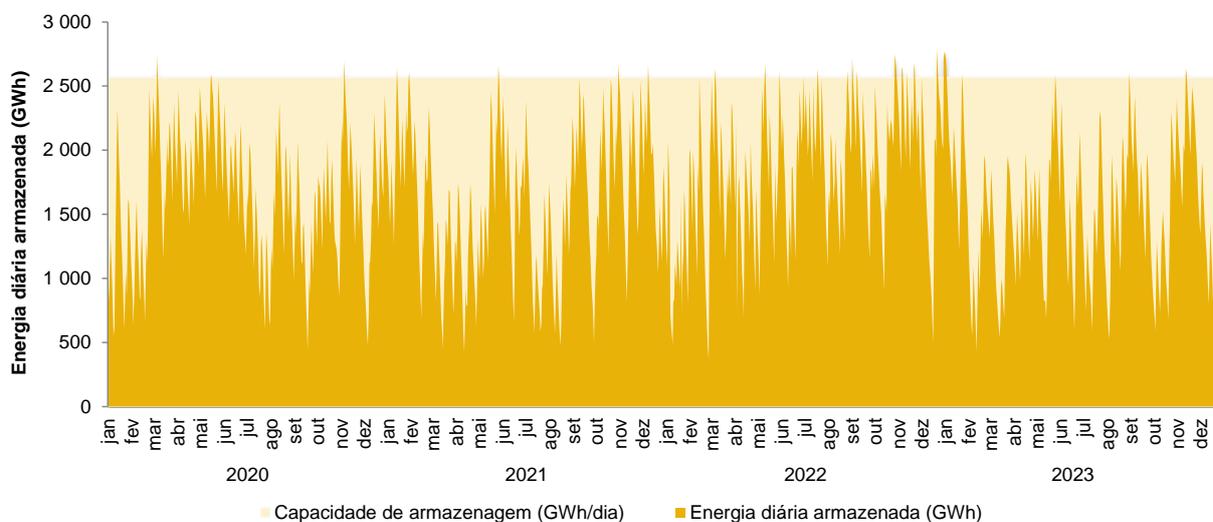
Na Figura 3-1 apresenta-se a energia média diária no armazenamento de GNL no Terminal de Sines, de 2020 a 2023. Na Figura 3-2 apresenta-se a evolução diária da energia armazenada, para o mesmo período.

Figura 3-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2020 a 2023



⁹ Consulte o [dashboard](#) sobre as infraestruturas de gás apresenta dados de operação das infraestruturas do SNG.

Figura 3-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2020 a 2023



Verifica-se que o valor diário máximo de energia armazenada durante o ano de 2022 atingiu valores acima da capacidade útil máxima¹⁰ de armazenamento nos tanques de GNL, tendo atingido, no mês de dezembro, cerca de 2 798 GWh. No ano 2023 o valor diário máximo de energia armazenada, de 2 748 GWh, foi inferior face ao ano 2022.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2023 é equivalente a aproximadamente 12 dias¹¹ do consumo médio nacional.

Na Figura 3-3 e Figura 3-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, no período de 2020 a 2023.

¹⁰ Capacidade útil de 2,6 TWh, para uma capacidade total de 2,7 TWh, de acordo com o documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2024-2025».

¹¹ Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2023 na RNTG de 47,1 TWh, excluindo o consumo nas UAG.

Figura 3-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2020 a 2023

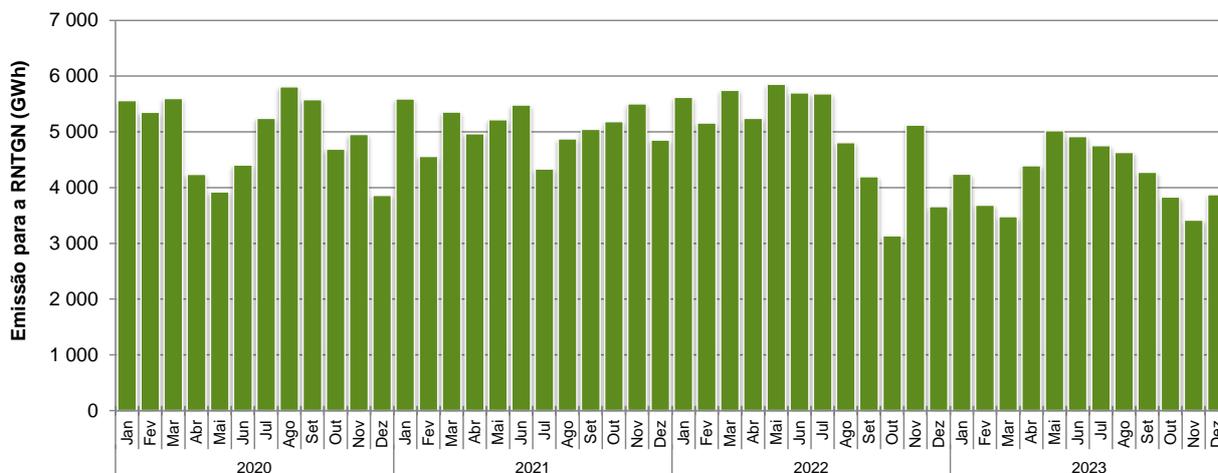
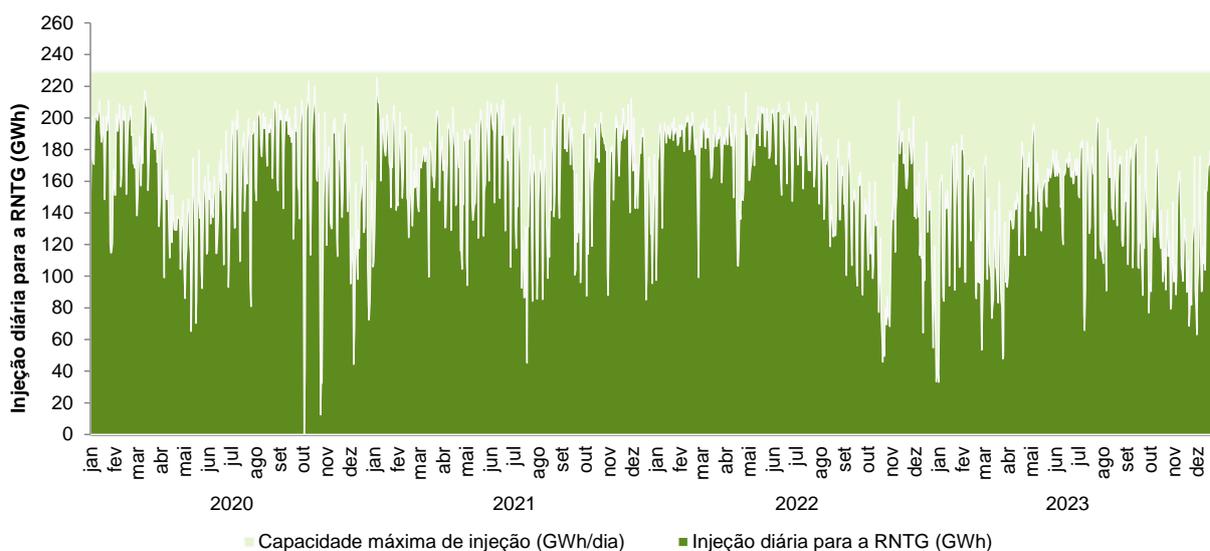


Figura 3-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2020 a 2023



Em 2023, a emissão de gás para a RNTG ¹² correspondeu a uma modulação ¹³ de cerca de 252 dias (utilização de 69%), valor bastante elevado, no entanto, inferior ao registado em 2022 (modulação de cerca de 277 dias, com uma utilização de 76%).

¹² Capacidade máxima de emissão de gás para RNTG 229 GWh/dia, de acordo com o documento «Estrutura Tarifária no ano gás 2024-2025».

¹³ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total regaseificada em 2023 e a capacidade máxima verificada em 2023.

Na Figura 3-5 e Figura 3-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás para os camiões cisterna, de 2020 a 2023.

Figura 3-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2020 a 2023

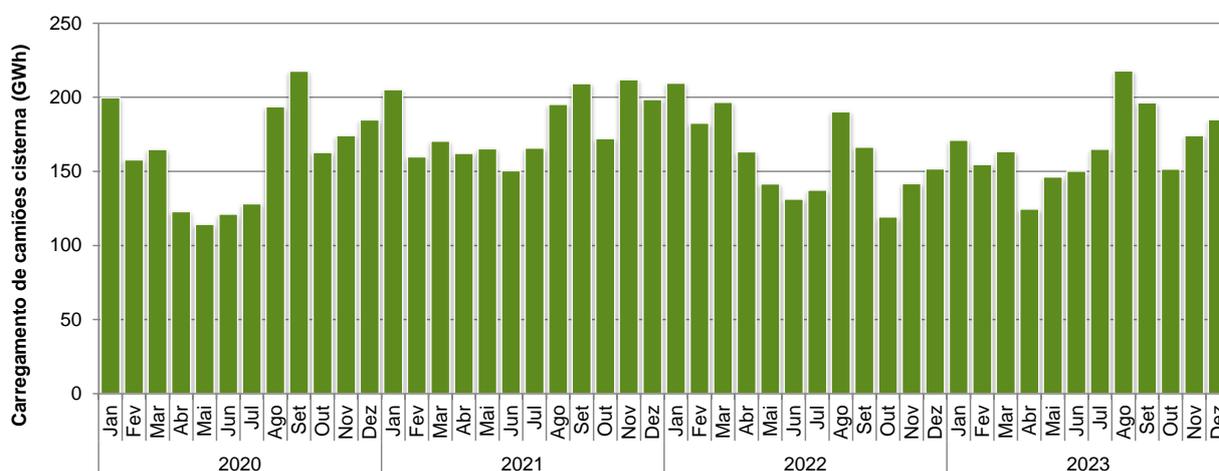
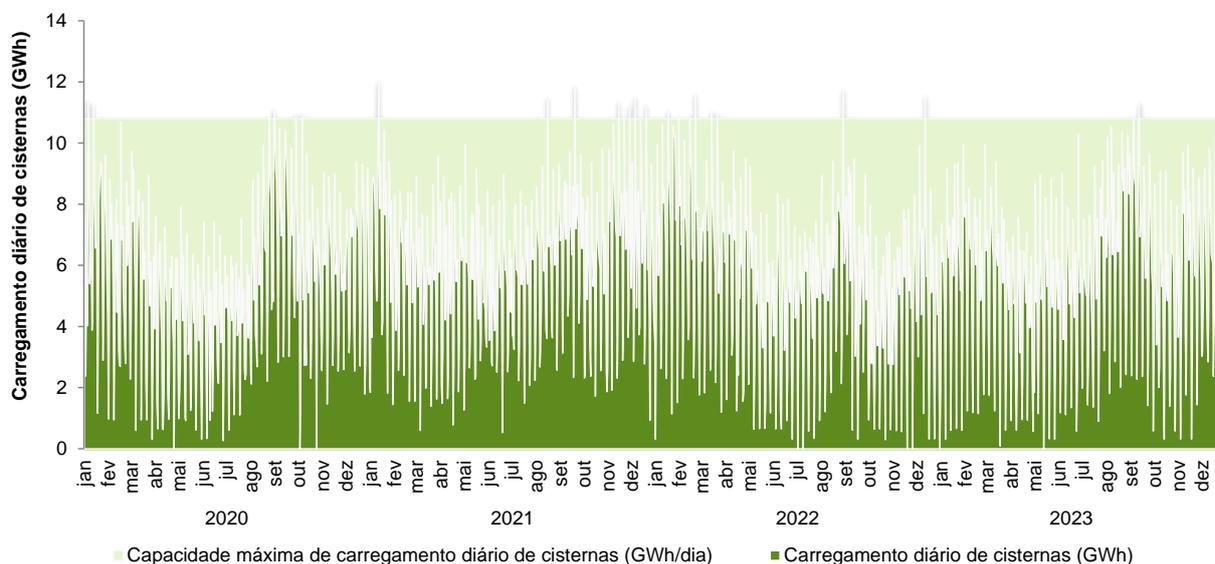


Figura 3-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2020 a 2023



Em 2023, a emissão de gás para o carregamento dos camiões cisterna correspondeu a uma modulação ¹⁴ de cerca de 176 dias (utilização de 48%), valor inferior ao ano de 2022 (modulação de cerca de 164 dias com uma utilização de 45%).

3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 3-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2020 a 2023. Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2023 oscilou entre os 24 e os 30 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 3-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2020 a 2023



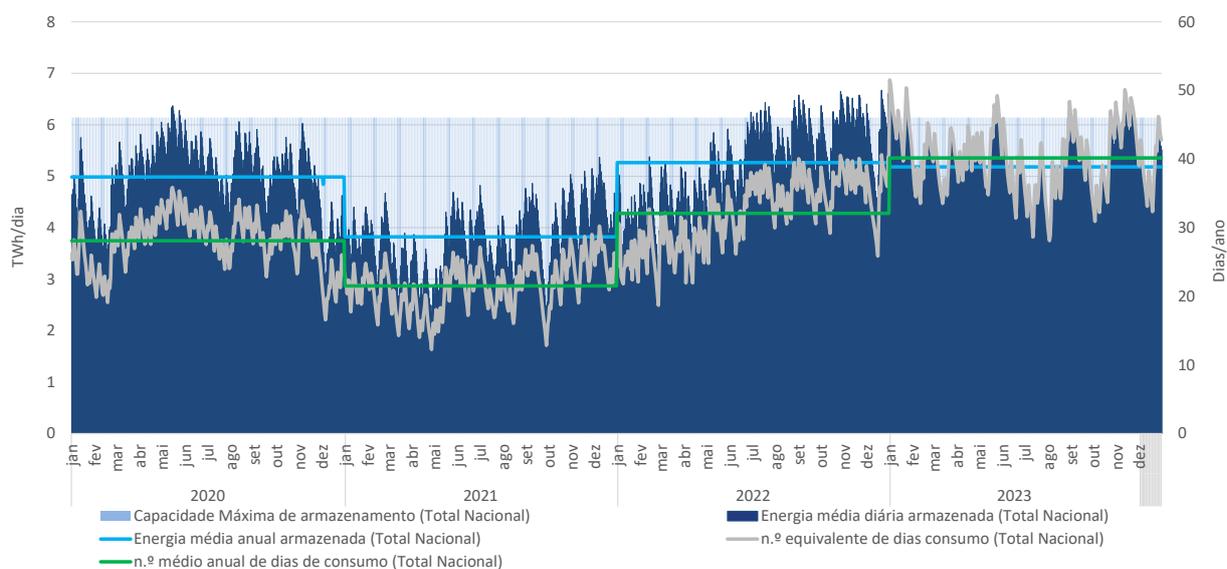
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG (excluindo o consumo nas UAG): ano 2020 (64,96 TWh), ano 2021 (61,7 TWh), ano 2022 (59,9 TWh) e ano 2023 (47,1 TWh).

¹⁴ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total emitida em 2023 e a capacidade máxima verificada em 2023.

3.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS

Na Figura 3-7 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 2020 a 2023.

Figura 3-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2020 a 2023



Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG (excluindo o consumo nas UAG): ano 2020 (64,96 TWh), ano 2021 (61,7 TWh), ano 2022 (59,9 TWh) e ano 2023 (47,1 TWh).

Em 2023, verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de GNL, foi, em média, de 40 dias do consumo médio diário nacional, verificando-se um acréscimo de 8 dias face ao ano de 2022 e de 18 dias face a 2021.

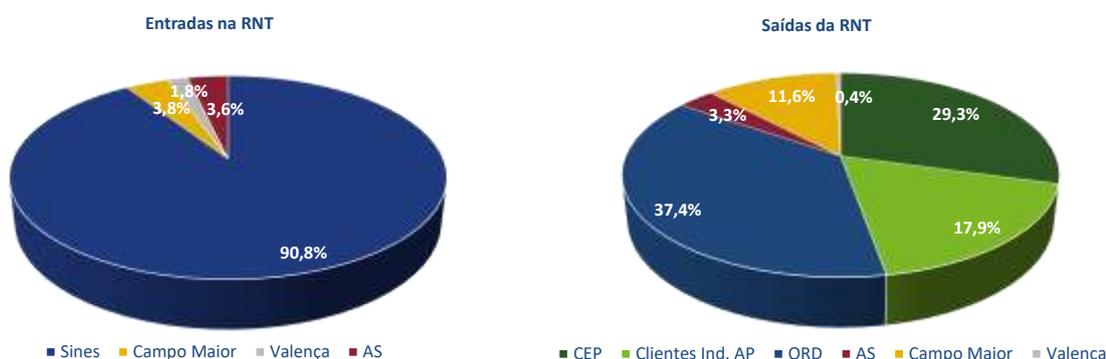
3.4 REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNTG em 2023, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da rede de transporte. Em termos de entradas, o Terminal de GNL e o VIP ¹⁵

¹⁵ De lembrar que o VIP corresponde à agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

representaram cerca de 91% e 6%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou cerca de 4%, 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 2023, cerca de 29%, 18%, 37% e 3%, respetivamente, do total das saídas da RNTG. Verificou-se que em 2023 a exportação por VIP, representou aproximadamente 12% do total das saídas.

Figura 3-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2023



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 2023.

O consumo máximo de gás (232 GWh/dia) na RNTG ocorreu no dia 29 de maio de 2023 (segunda-feira) e o consumo mínimo de gás (57,4 GWh/dia) ocorreu no dia 1 de janeiro de 2023 (domingo). No entanto, o dia de maior consumo ¹⁶ pode não corresponder ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNTG. A capacidade máxima nas entradas (233,4 GWh/dia) ocorreu no dia 30 de maio de 2023 (terça-feira) e a capacidade mínima (57,8 GWh/dia) nas entradas ocorreu no mesmo dia, 1 de janeiro de 2023.

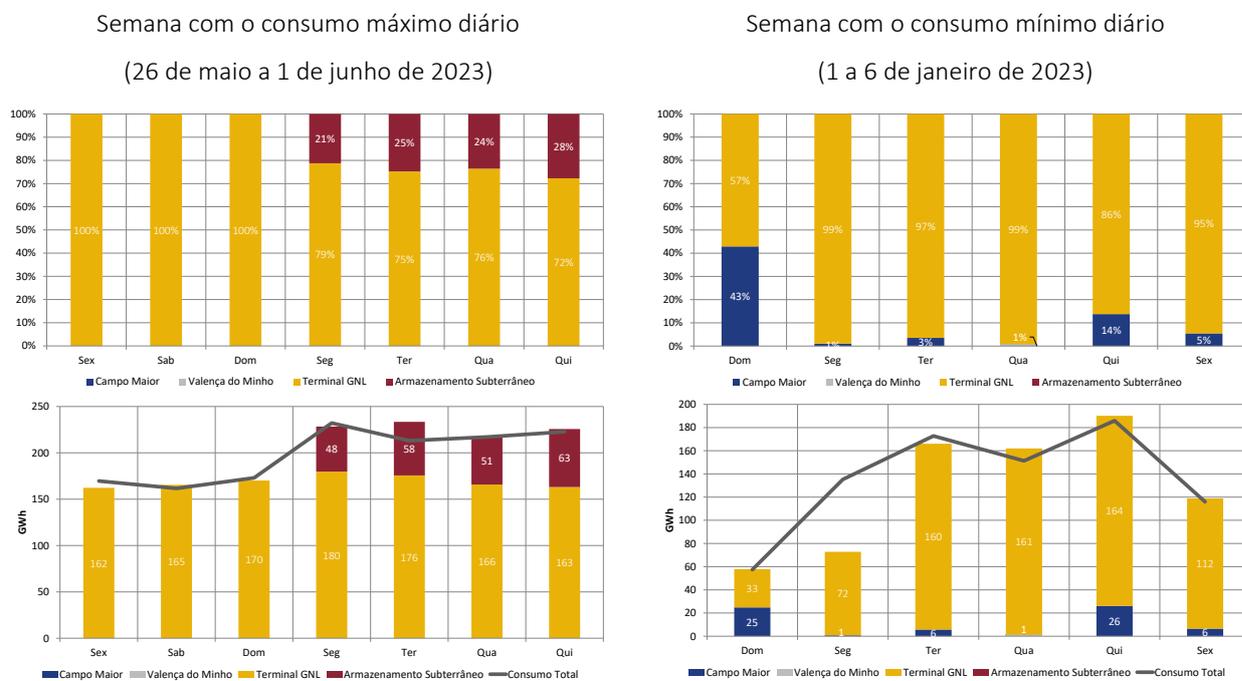
A existência de *linepack* ¹⁷ na RNTG e de injeções do armazenamento subterrâneo justifica a diferença entre os valores na entrada e na saída da RNTG. Entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o

¹⁶ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNTG para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

¹⁷ Corresponde ao volume total de gás existente no sistema nacional de gás.

mínimo consumo diário), o armazenamento subterrâneo e o terminal são utilizados para ajustar a oferta à procura de gás na RNTG.

Figura 3-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2023



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNTG de 2020 a 2023. 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 2023, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 32 dias/ano, representando uma utilização de 9% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG. Face a 2022 (42 dias/ano, representando uma utilização de 11% 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 2023, com uma modulação de injeção na RNTG de 103 dias/ano, representando uma utilização de 28% da sua capacidade máxima de injeção. De salientar que esta utilização é historicamente a mais elevada.

Figura 3-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2020 a 2023

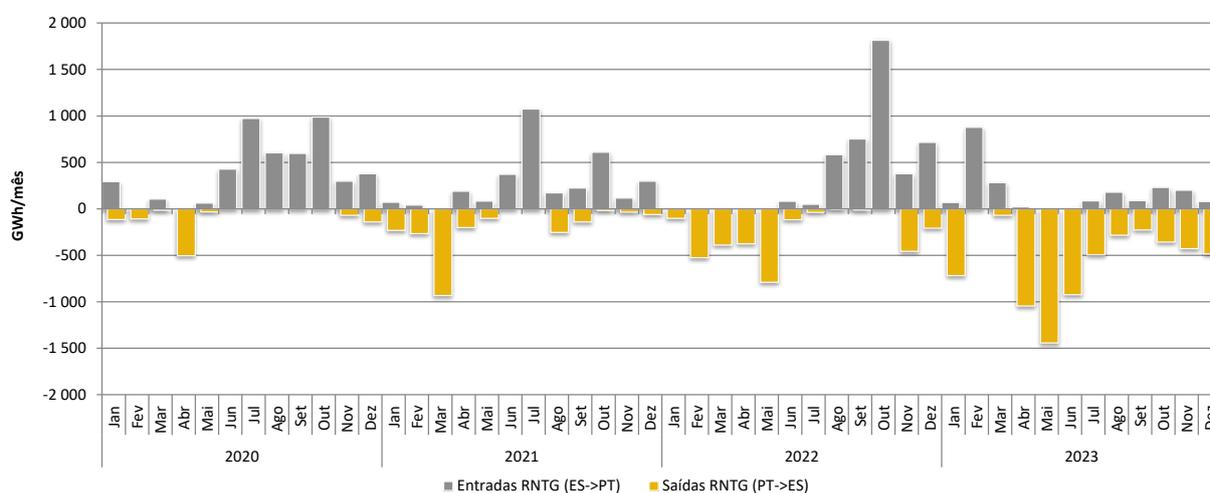
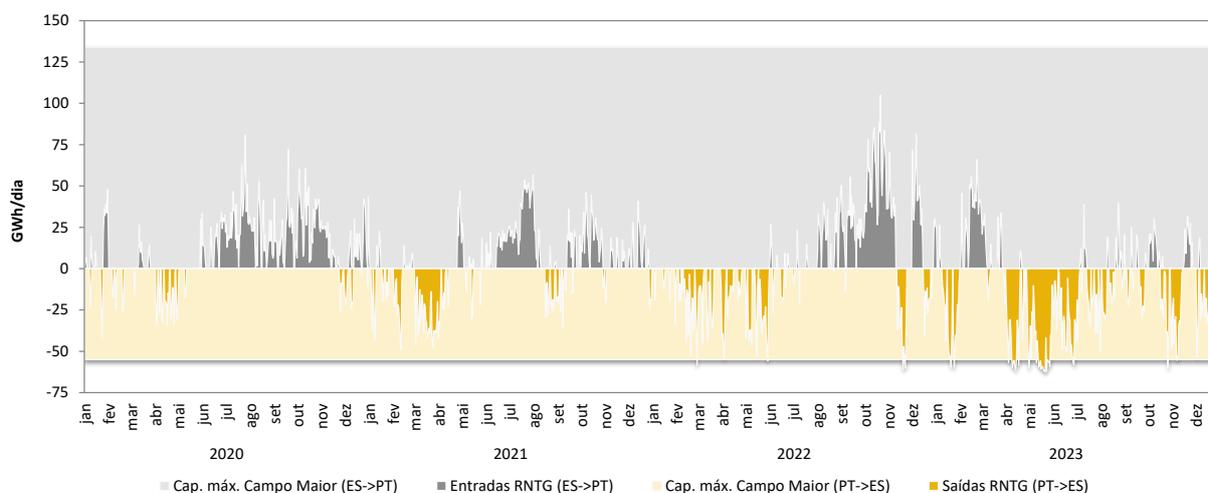


Figura 3-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2020 a 2023



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 3-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2020 a 2023 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 2023, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNTG de 38 dias/ano, representando uma utilização de 10% da sua capacidade máxima de injeção. Face a 2022 (22 dias/ano, representando uma utilização de 6% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG), verificamos uma modulação superior.

Figura 3-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2020 a 2023

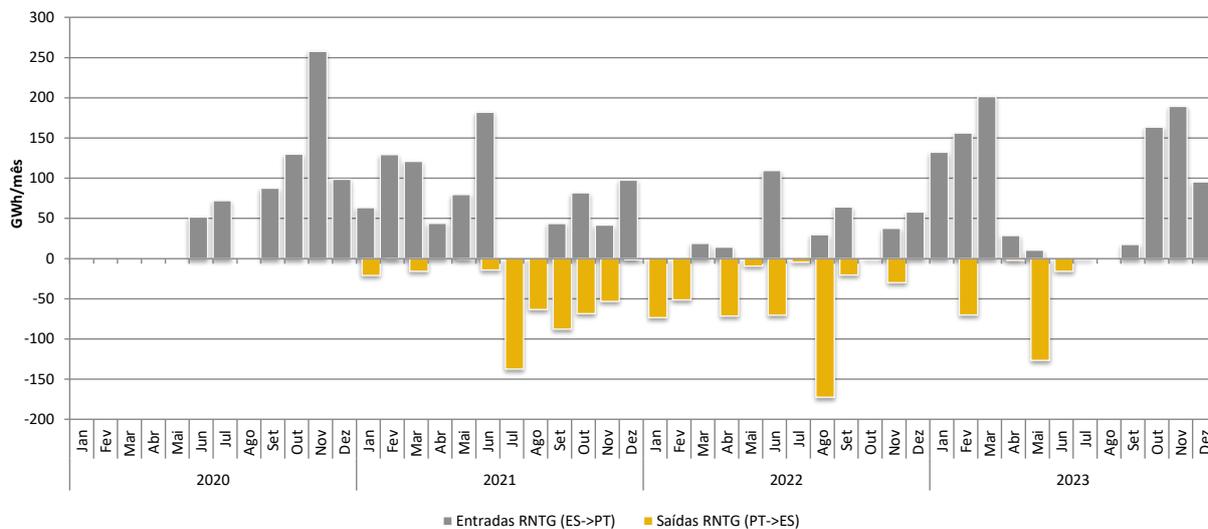
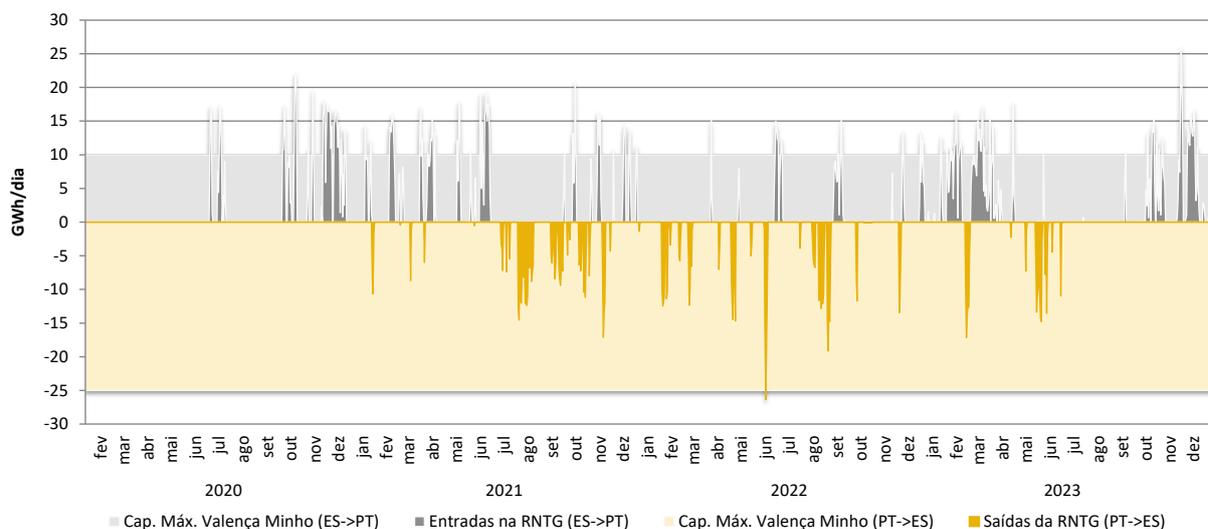


Figura 3-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2020 a 2023



PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)

A Figura 3-15 e 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 2020 a

2023. Em maio de 2023 verificou-se exportação líquida para Espanha no VIP no valor de 1 560 GWh, sendo 2023 o ano que apresenta a exportação líquida para Espanha historicamente mais elevada.

Figura 3-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2020 a 2023

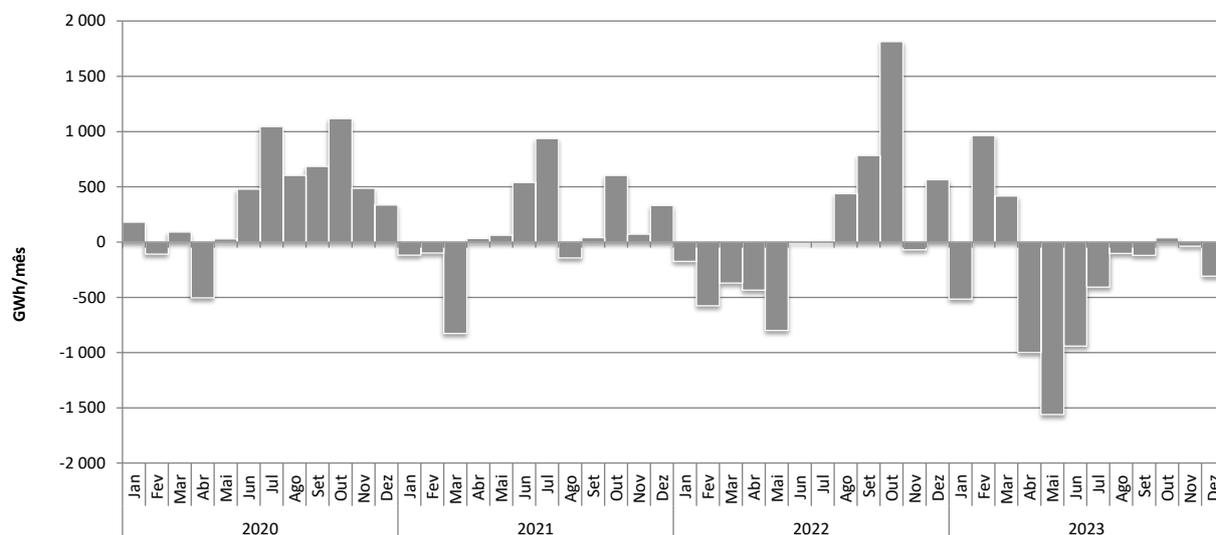
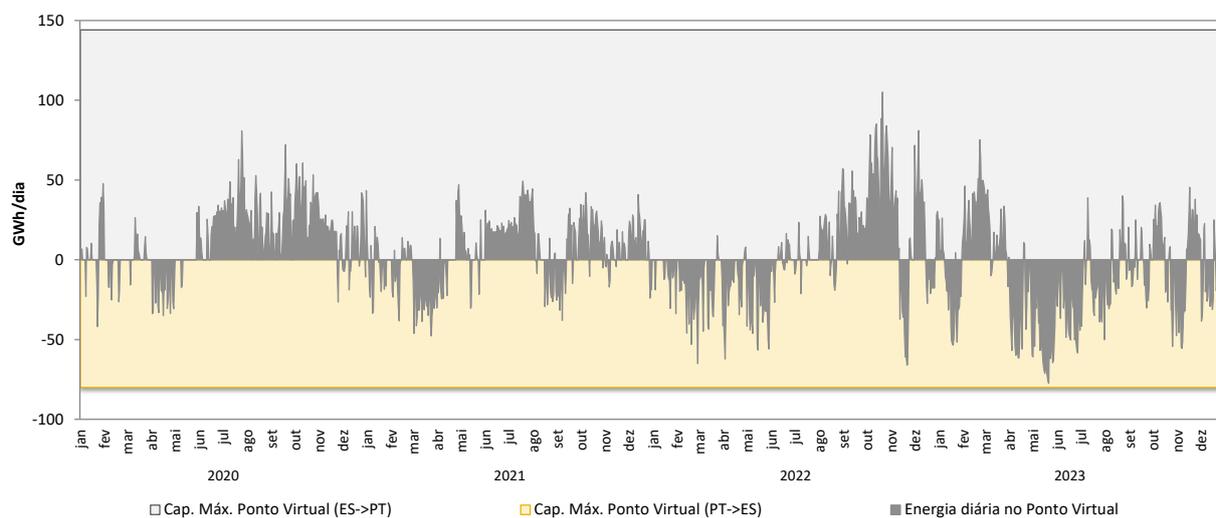


Figura 3-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2020 a 2023



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 2020 a 2023. 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 2020 a 2023.

Figura 3-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2020 a 2023

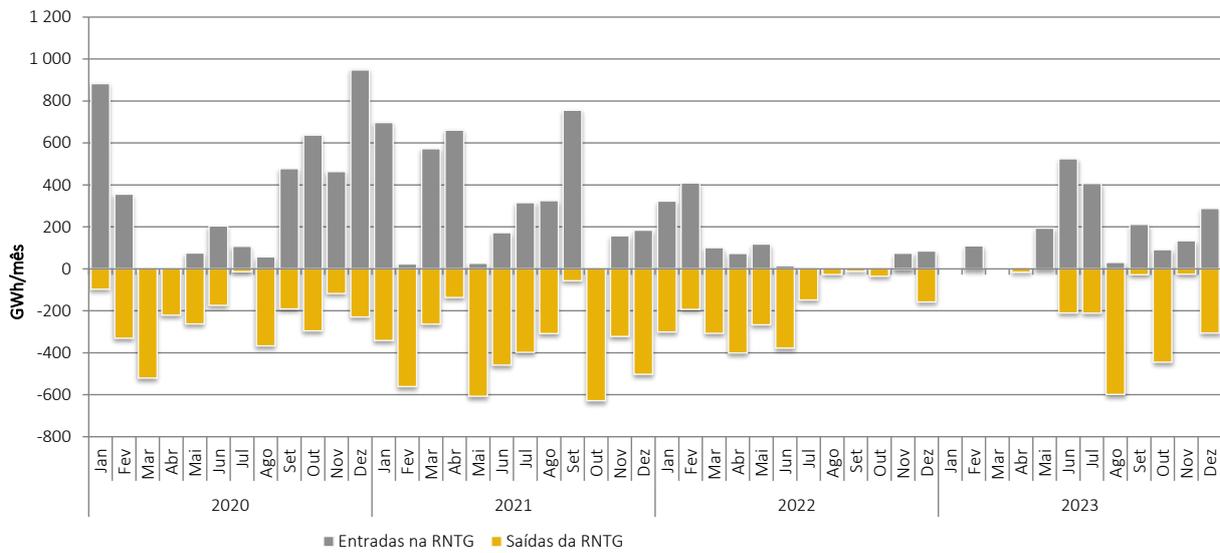
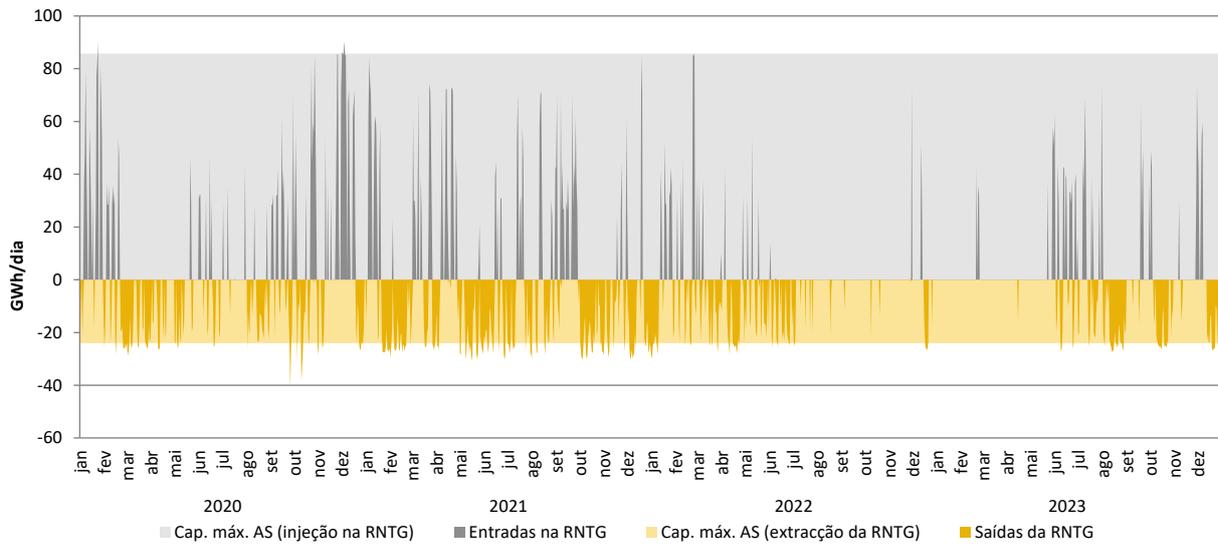


Figura 3-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2020 a 2023



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 2020 a 2023. Em 2023, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração da RNTG de 140 dias/ano, representando uma utilização de 38% das suas capacidades máximas utilizadas em 2023. Verifica-se que face a 2022 (203 dias/ano) a modulação de extração da RNTG teve um decréscimo significativo, no entanto face a 2021 ((149 dias/ano) esse decréscimo é ligeiro).

Figura 3-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2020 a 2023

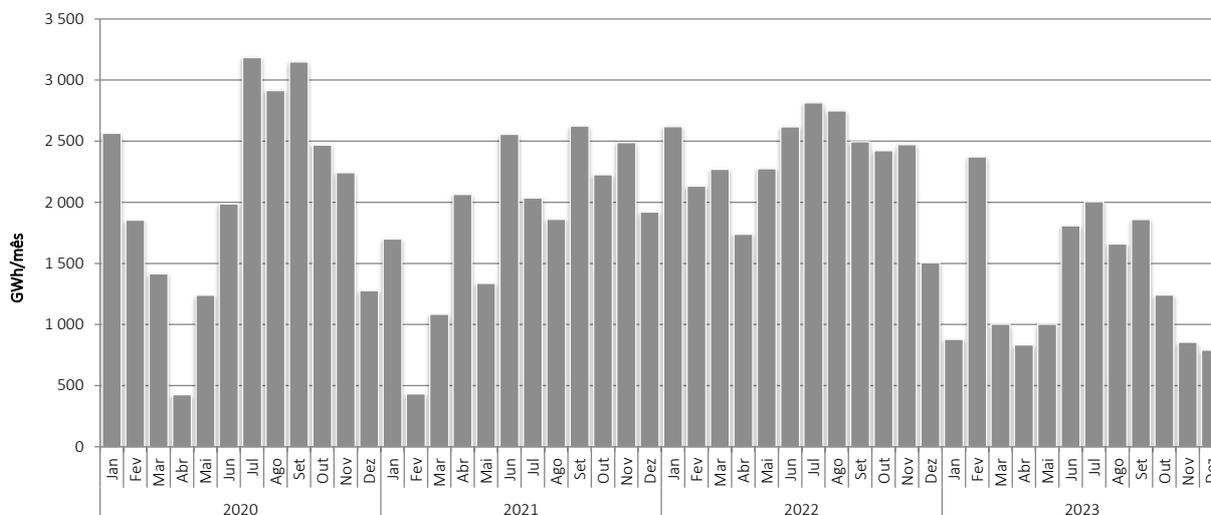
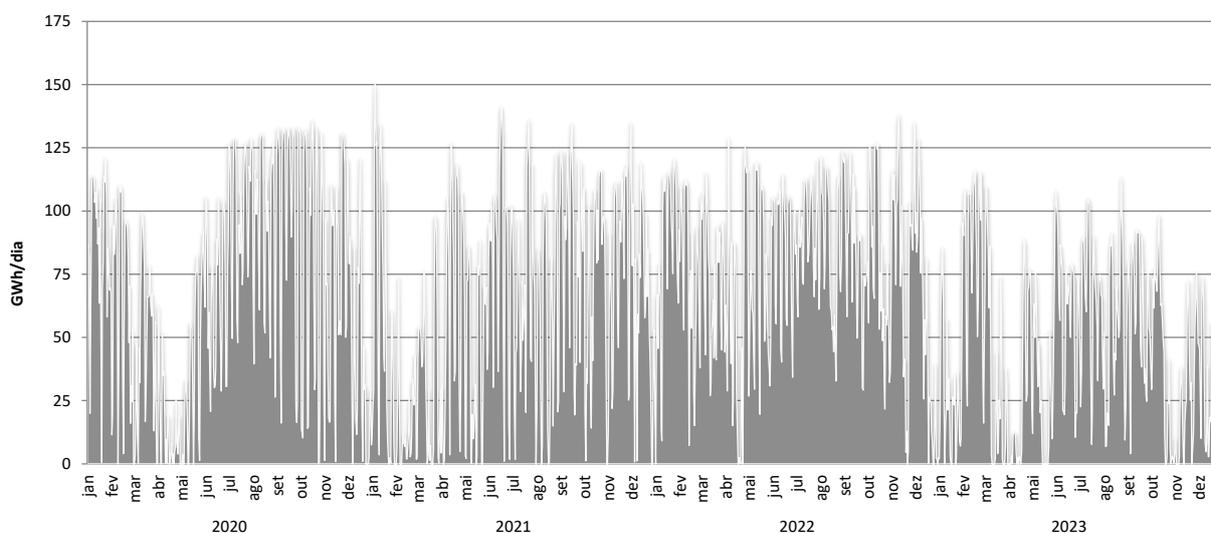


Figura 3-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2020 a 2023



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 2023, verifica-se que os clientes em AP são responsáveis por uma modulação de extração na RNTG de 257 dias/ano, representando uma utilização de 70% das

capacidades máximas verificadas em 2023. Verifica-se, à semelhança dos CEP, um decréscimo da modulação, face a 2022 (267 dias/ano, representando uma utilização de 73% das capacidades máximas).

Figura 3-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2020 a 2023

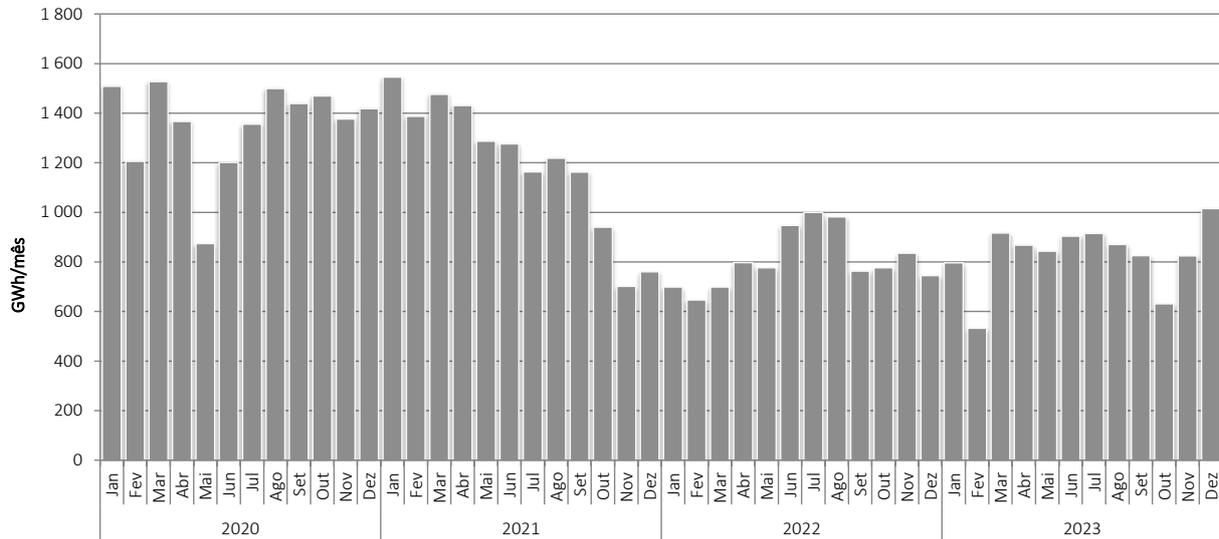
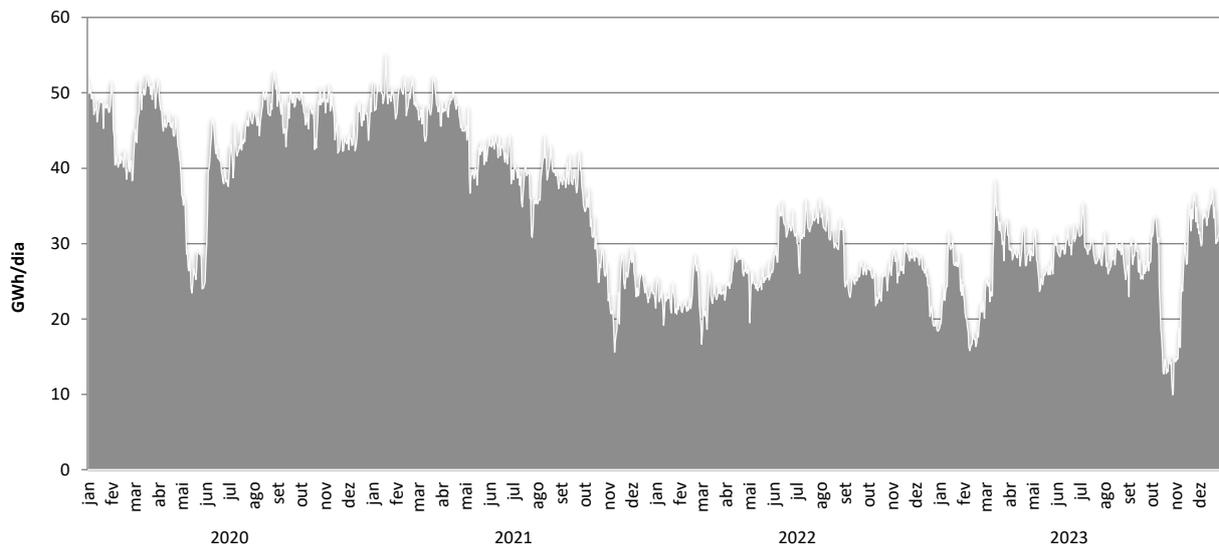


Figura 3-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2020 a 2023



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 2020 a 2023. Em 2023, verifica-se que as entregas à RNDG correspondem a uma modulação de extração na RNTG de 257 dias/ano, representando uma utilização de 70% da sua capacidade máxima total de extração verificada em 2023.

Figura 3-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2020 a 2023

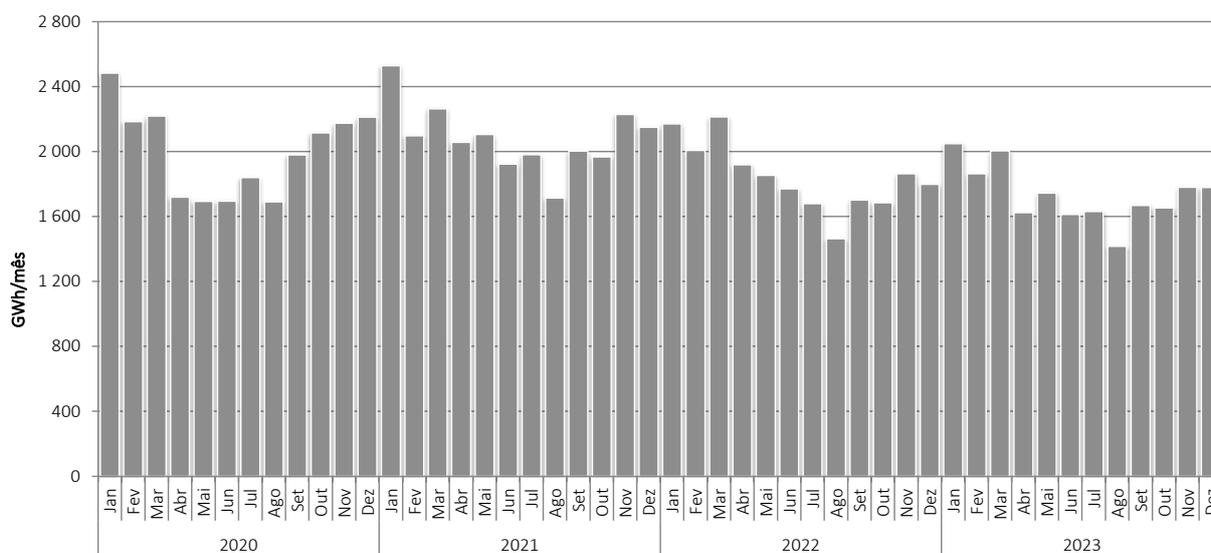
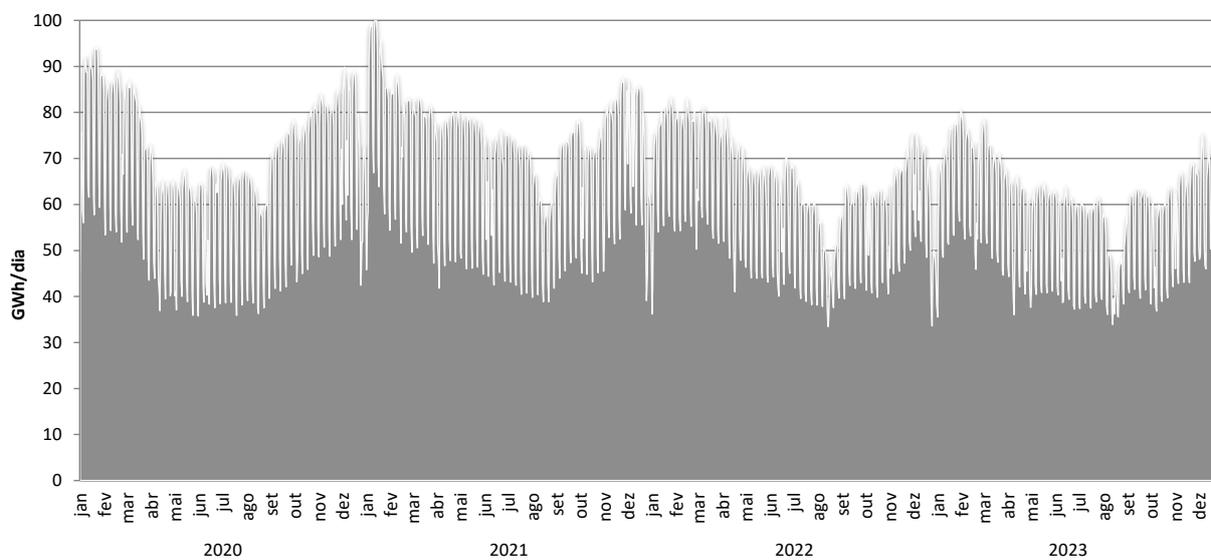


Figura 3-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2020 a 2023



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 2020 a 2023.

Figura 3-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2020 a 2023

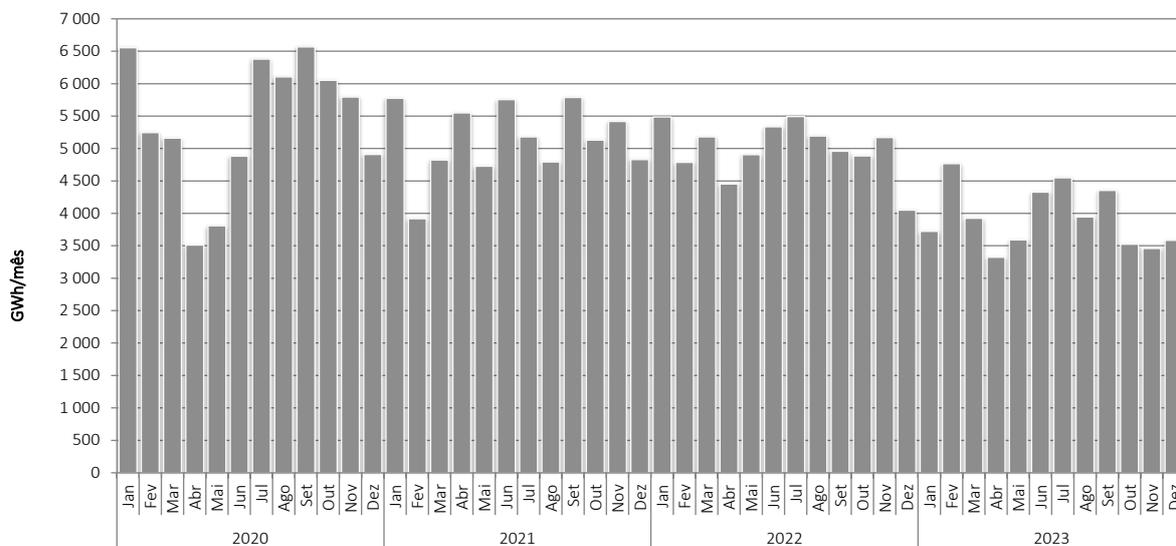
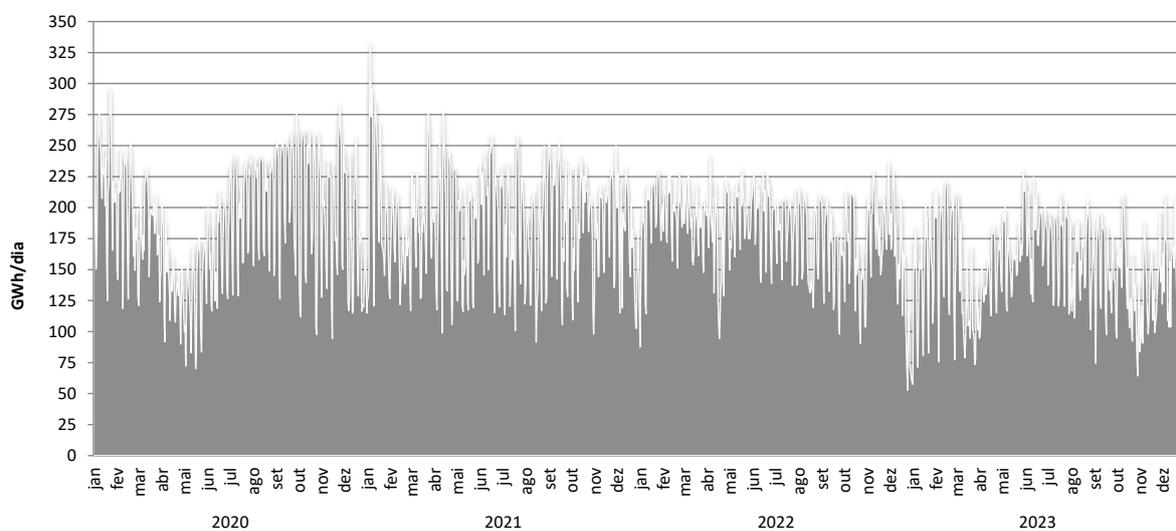


Figura 3-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2020 a 2023



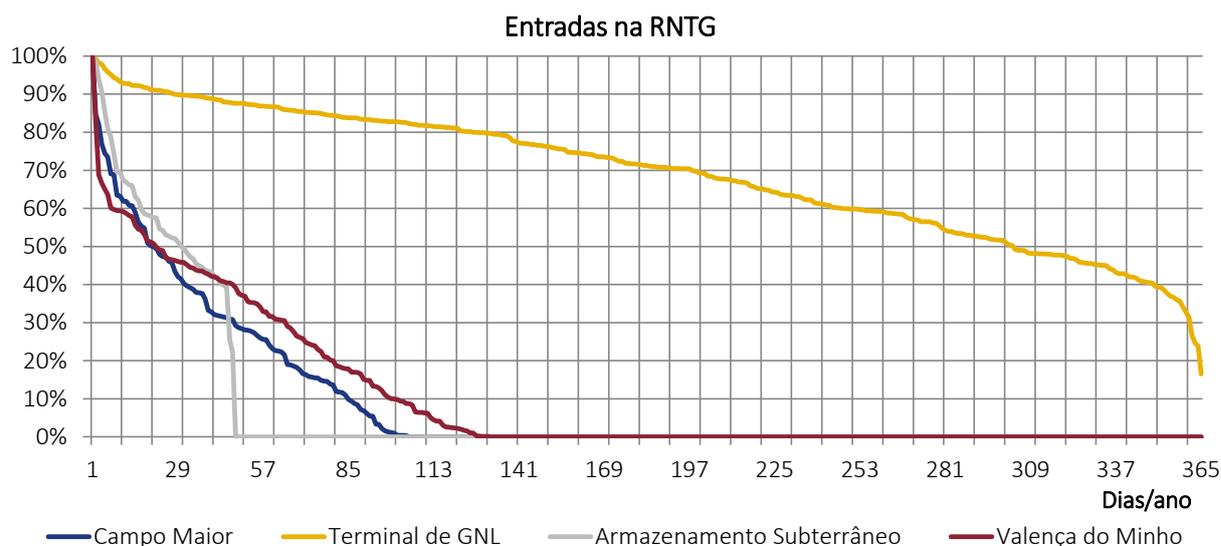
CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNTG EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

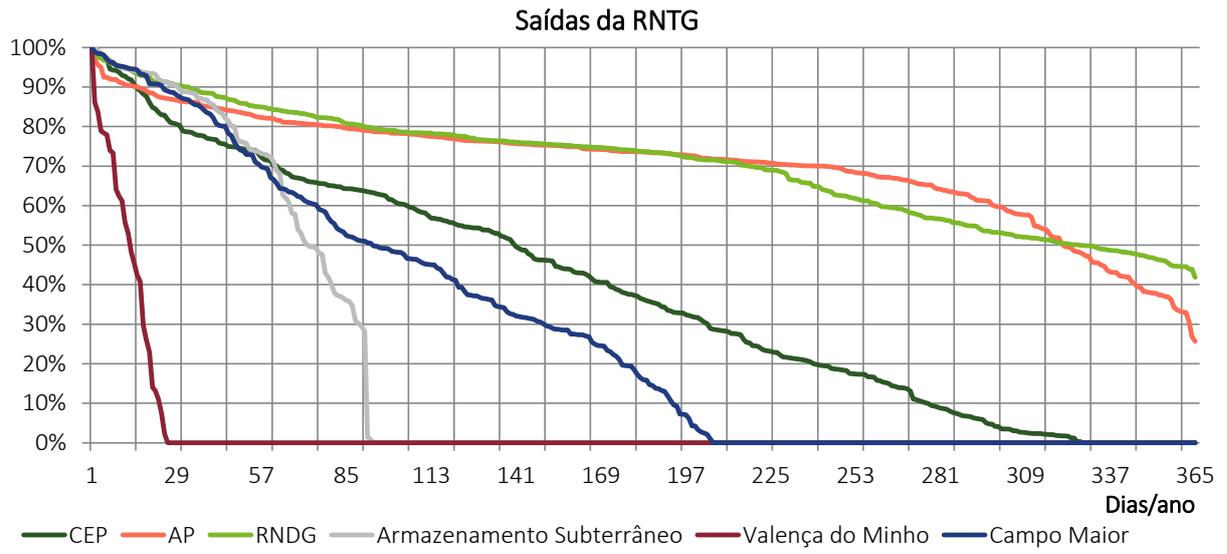
Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNTG em função do respetivo valor máximo diário de energia, ocorrido durante o ano de 2023.

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 301 dias/ano valores de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. Os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida são o Armazenamento Subterrâneo e a interligação de Campo Maior.

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 75 dias, observando-se um decréscimo face a 2022 e a 2021 que apresentavam 91 dias e 123 dias, respetivamente. No que respeita ao agregado das saídas para as RNDG, estes apresentam utilizações anuais superiores a 42% do valor máximo anual. Em 2023, tal como em 2022, 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 2023, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto





4 CARACTERIZAÇÃO DE PROCURA PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2024 E 2025

4.1 DESVIOS DA PROCURA

Neste ponto, analisam-se as principais variáveis físicas que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir no ano gás 2024-2025. Verificam-se, para as principais rubricas do balanço de gás, os desvios entre os valores ocorridos no ano gás 2022-2023 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 ¹⁸.

As análises dos desvios dos indutores de custo que têm ligação à 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 2024-2025 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 2022-2023 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 2022-2023.

¹⁸ À semelhança dos anos anteriores, a ERSE assumiu para valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano gás 2022-2023, 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 camiões cisterna destinados a UAG da distribuição.

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

		Real	Tarifas 2022-2023 (ERSE)		
		2022-2023	GWh	2022-2023 (real - previsto)	
		GWh		GWh	%
Entradas na RNTG					
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	5 158	5 210	-52	-1,0%
	1.1 Campo Maior	4 515	5 210	-695	-13,3%
	1.2 Valença do Minho	643	0	643	n.a.
2=2.1+2.2	2 Importação Terminal GNL	53 218	61 609	-8 392	-13,6%
	2.1 Injecções RNT	51 316	59 329	-8 013	-13,5%
	2.2 Camião cisterna	1 902	2 280	-378	-16,6%
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	1 638	5 509	-3 871	-70,3%
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNG	60 013	72 328	-12 315	-17,0%
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTG	58 111	70 048	-11 937	-17,0%
Saídas da RNTG					
	6 Exportação (Valença do Minho)	6 119	1 782	4 336	243,3%
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 259	5 509	-4 250	-77,1%
	8 Centros electroprodutores	19 849	23 180	-3 331	-14,4%
	9 Clientes industriais em AP	9 827	14 080	-4 254	-30,2%
	10 Redes de distribuição (interligadas)	20 954	25 436	-4 482	-17,6%
11=6+7+8+9+10	11 Total das saídas da RNTG	58 007	69 987	-11 980	-17,1%

No balanço da rede de transporte constata-se um elevado desvio nas quantidades das saídas da rede de transporte, motivado pelos desvios negativos das injeções no armazenamento subterrâneo, dos centros electroprodutores, dos clientes em AP e redes de distribuição, enquanto as exportações aumentaram relativamente ao previsto. Naturalmente, este desvio refletiu-se com uma amplitude semelhante no total das entradas de gás na rede de transporte.

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

		Real 2022-2023 GWh	Tarifas 2022-2023 (ERSE)		
			GWh	2022-2023 (real - previsto)	
				GWh	%
	Entradas na RNDG				
17=10	17 Redes interligadas	20 954	25 436	-4 482	-17,6%
	18 Redes abastecidas por UAG	745	889	-143	-16,1%
19=17+18	19 Total de entradas na RNDG	21 699	26 325	-4 625	-17,6%
	Saídas da RNDG				
	20 Clientes em MP	14 125	17 900	-3 775	-21,1%
21=21.1+21.2	21 Clientes em BP	7 533	8 377	-844	-10,1%
	21.1 Clientes em BP>	3 700	4 071	-371	-9,1%
	21.2 Clientes em BP<	3 833	4 306	-473	-11,0%
	22 Perdas e autoconsumos na RNDG	41	47	-6	-13,0%
23=20+21+22	23 Total de saídas da RNDG (inc. perdas e autocons.)	21 699	26 325	-4 625	-17,6%
	Saídas da RNDG				
24=23-22	24 Total de saídas da RNDG	21 658	26 278	-4 619	-17,6%
	24.1 Beiragás	846	954	-109	-11,4%
	24.2 Dianagás	91	90	1	1,6%
	24.3 Sonorgás	155	170	-16	-9,2%
	24.4 Duriensegás	197	234	-37	-15,6%
	24.5 Lisboagás	3 987	4 577	-590	-12,9%
	24.6 Lusitaniagás	7 801	9 077	-1 277	-14,1%
	24.7 Medigás	106	101	5	4,5%
	24.8 Paxgás	17	19	-3	-13,8%
	24.9 REN Portgás	5 680	7 848	-2 168	-27,6%
	24.10 Setgás	1 698	1 900	-203	-10,7%
	24.11 Tagusgás	1 256	1 306	-50	-3,9%

Nas redes de distribuição verifica-se um menor valor da energia de entrada nas redes em relação ao previsto para o ano gás 2022-2023 devido, essencialmente, à redução da energia saída para clientes em MP. Esta diminuição do consumo dos clientes em MP pode ser justificada pela escalada dos preços de gás nos mercados grossistas e, em casos específicos, à transição de clientes para outros vetores energéticos.

Analisando as quantidades de energia veiculadas, em oposição às previstas, destacam-se com maiores desvios percentuais a Duriensegás, a Lusitaniagás, Lisboagás 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 2022-2023.

4.1 PREVISÕES DA PROCURA

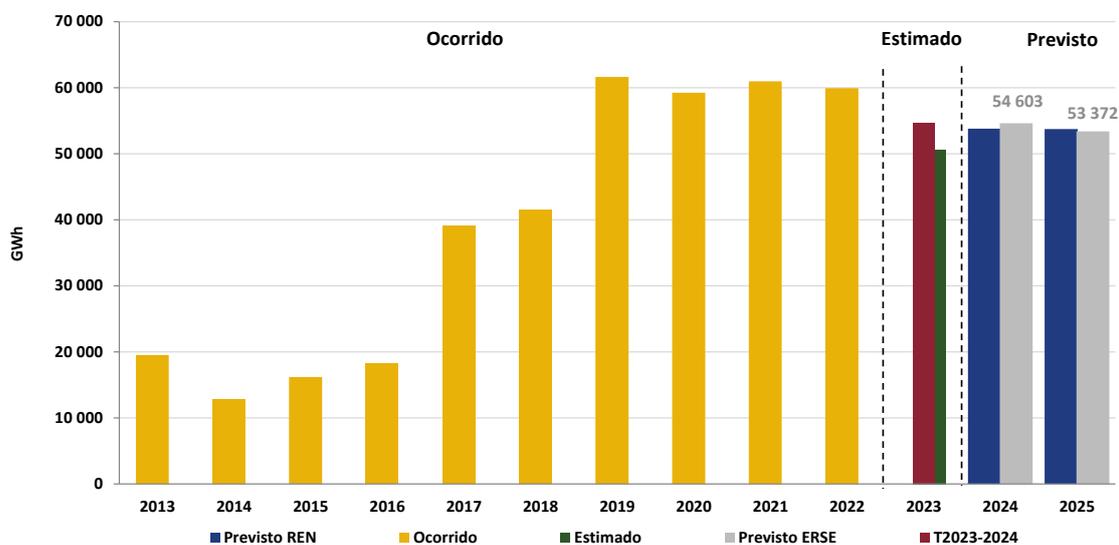
Os valores relativos às previsões para 2024 e 2025 foram efetuados num quadro de manutenção da elevada incerteza que caracterizou os mais recentes exercícios tarifários, decorrente de um contexto geopolítico extremamente instável. Este contexto, em particular a guerra na Ucrânia, gerou um incremento do nível do preço do gás natural nos mercados grossistas que empurrou os consumidores para outras *commodities* que substituem o gás natural, quer ao nível da rede de AP quer ao nível das redes de distribuição.

Por outro lado, e como já foi referido anteriormente, existe bastante incerteza quanto ao impacto que as alterações no setor elétrico nacional, como a entrada de novas centrais fotovoltaicas, o aumento da importação e o término do CAE da Turbogás, terão no segmento de consumo dos CEP, cujo peso no consumo nacional de gás é historicamente bastante significativo.

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 2024 e 2025. 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 2024, quer para 2025, existindo ligeiras diferenças na estrutura de aprovisionamento (alocação do total de gás saído da RNT entre o terminal e as interligações com Espanha) e nas previsões dos consumos da ERSE para o SNG, que são inferiores às do ORT. Esta diferença comparativamente às previsões do ORT verifica-se, principalmente devido a uma menor previsão da procura de gás (que consiste na soma dos consumos para os três agrupamentos principais de consumos, dos movimentos no Armazenamento Subterrâneo e da exportação) comparativamente à deste operador.

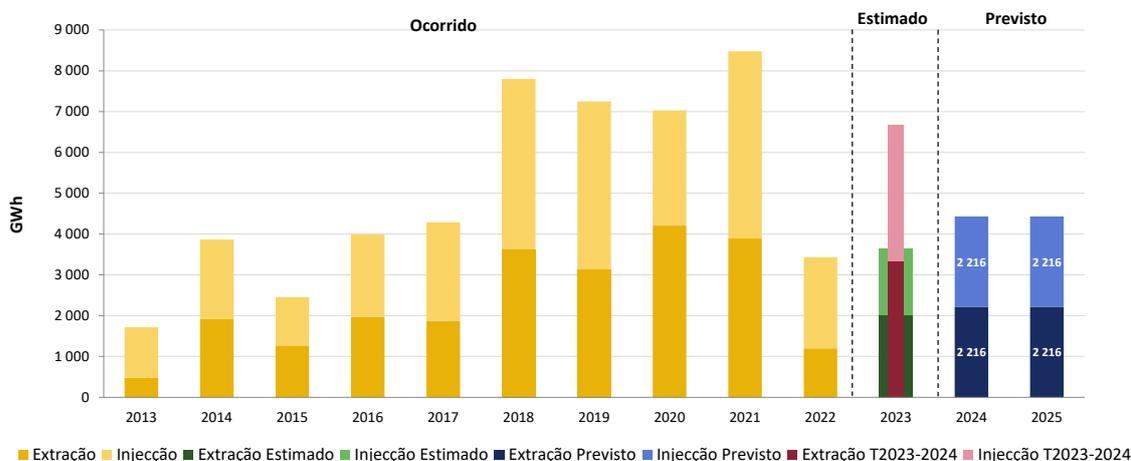
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)



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

A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2013 a 2022, a melhor estimativa para 2023 e os valores previstos pela empresa para 2024 e 2025, 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)



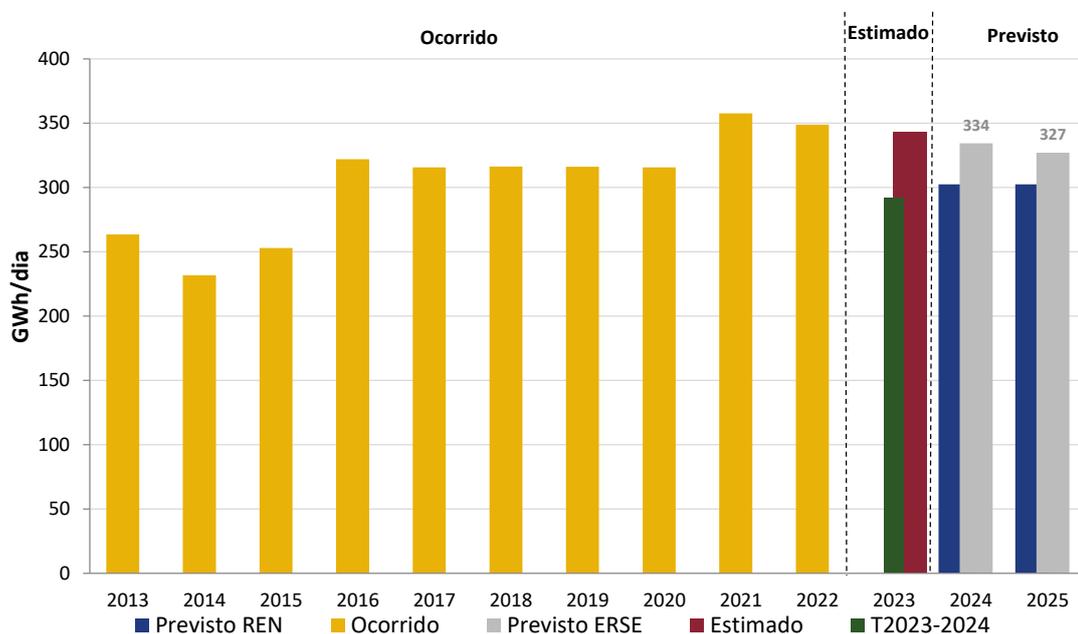
Nota: Os valores deste indutor de custo são obtidos no referencial de faturação e são diferentes dos valores físicos.

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 transporte¹⁹, observados nos últimos 12 meses. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização diária, não simultânea, da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG). Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2013 e 2022, a melhor estimativa para 2023, bem como as previsões da ERSE e do ORT, para 2024 e 2025. A previsão da ERSE de capacidade utilizada nas saídas, para os anos 2024 e 2025, foi calculada pelo rácio entre a energia entregue pela RNTG a clientes, em 2024 e 2025, e a média dos valores da modulação entre os anos de 2022 (188 dias/ano) e 2023 (161 dias/ano).

¹⁹ Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

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)

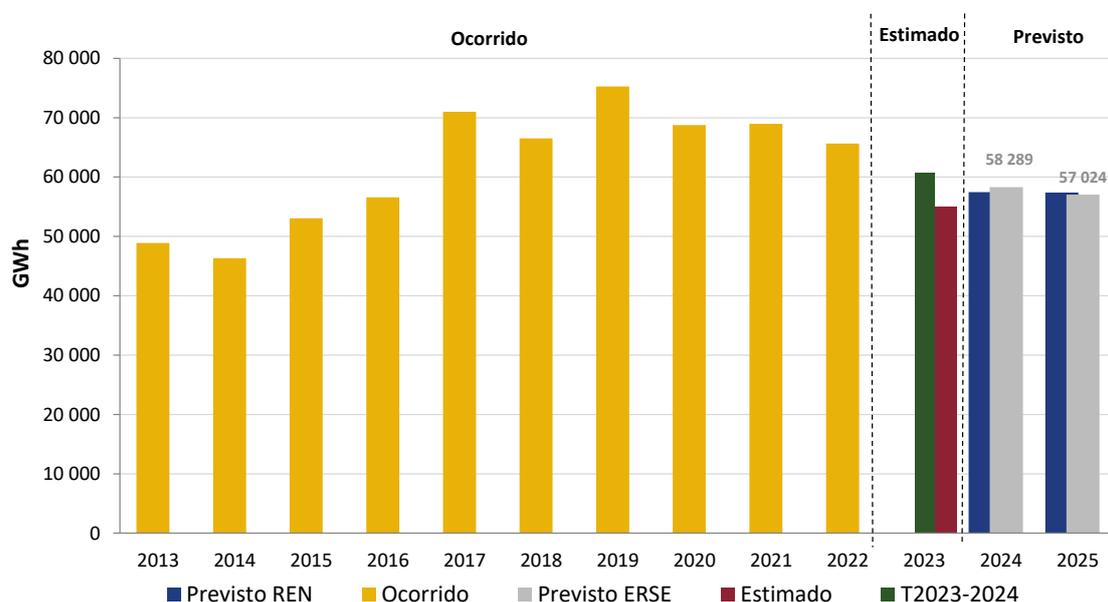


Apesar de a energia anual de gás saída da RNTG não ser atualmente indutor de custo da atividade de transporte de gás, esta é apresentada na Figura 4-4 pela sua correlação com a capacidade utilizada nas saídas da RNTG²⁰. As previsões da ERSE diferem das do ORT para a energia saída da rede de transporte pelos motivos assinalados para a previsão do consumo ²¹.

²⁰ As variações da ponta do consumo não são totalmente acompanhadas pelas variações do consumo, pelo que a sua correlação tem vindo a desvanecer. Por esta razão, o consumo deixou de ser um indutor de custo nesta atividade.

²¹ Que decorre das diferenças nos consumos dos três agrupamentos principais, nos movimentos no Armazenamento Subterrâneo e na exportação.

Figura 4-4 - Energia saída da RNTG
(valores ocorridos e previsões)



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 o nível de atividade das empresas 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 (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 permitidos²²

	Unidade: GWh	
	2024	2025
Beiragás	857	837
Dianagás	91	110
Sonorgás	168	187
Duriensegás	206	203
Lisboagás	3 932	3 864
Lusitaniagás	7 620	7 822
Medigás	108	107
Paxgás	17	17
REN Portgás	6 065	6 216
Setgás	1 669	1 681
Tagusgás	1 009	985
TOTAL	21 742	22 028

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, Lusitaniagás e Setgás, cujos valores para 2024 e 2025 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 2024 e 2025, com a exceção da Sonorgás.

²² Os fornecimentos a clientes dos operadores Tagusgás, 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

	2024	2025
Beiragás	59 961	60 484
Dianagás	10 658	10 696
Sonorgás	30 080	32 026
Duriensegás	33 006	33 180
Lisboagás	532 429	530 447
Lusitaniagás	244 086	245 613
Medigás	25 724	26 000
Paxgás	6 156	6 113
REN Portgás	412 177	420 849
Setgás	177 068	177 234
Tagusgás	42 696	43 122
TOTAL	1 574 038	1 585 762

Na Figura 4-5 e na Figura 4-6 apresentam-se as previsões das quantidades fornecidas e dos pontos de abastecimento, bem como os valores ocorridos.

Figura 4-5 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos

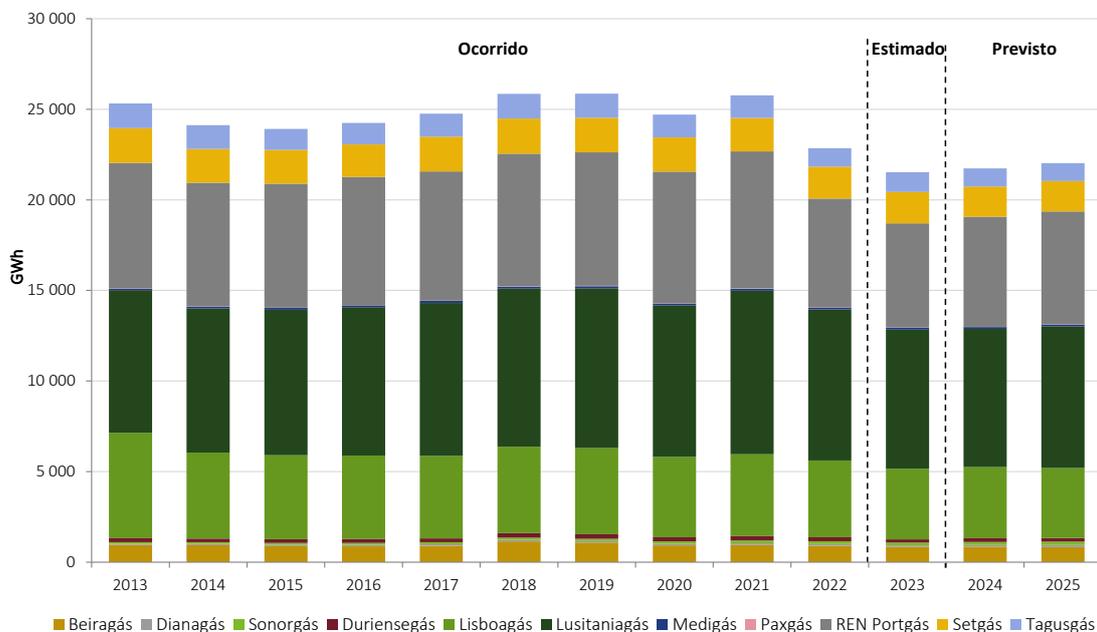
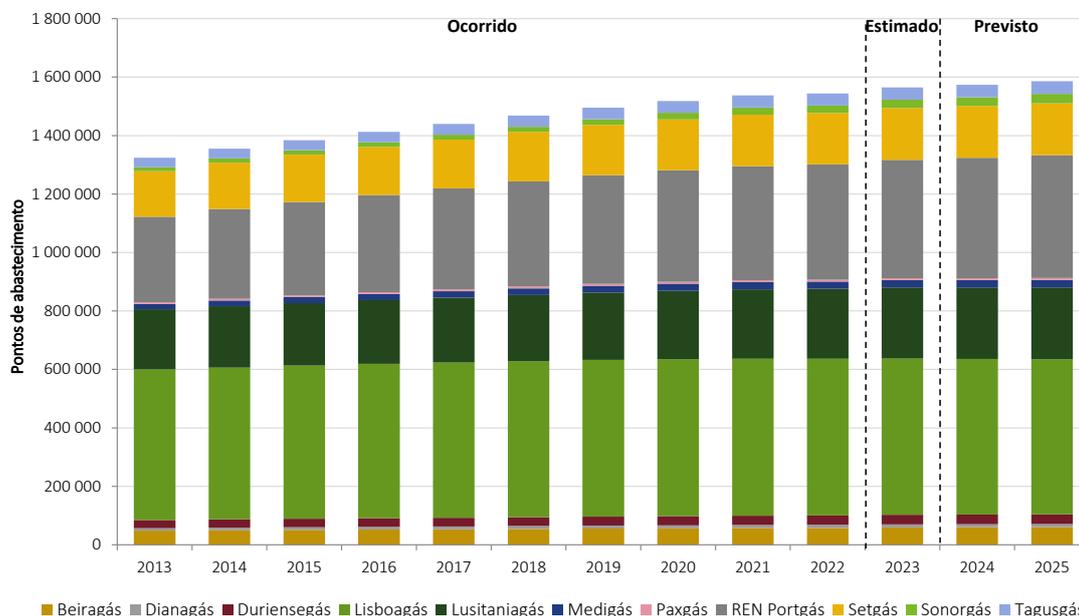


Figura 4-6- Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



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

A função de comercialização de gás dos CUR está sujeita a uma fórmula de regulação que contempla metas de eficiência sobre os custos de exploração. Neste caso também se considera 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 CUR 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 4-7 e na Figura 4-8 apresentam-se os valores totais por comercializador de último recurso da energia e do número médio de clientes ocorridos e previstos para 2024 e 2025.

De acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³ (BP<) é de 31 de dezembro de 2025.

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 CUR são fornecidos através da tarifa de fornecimento supletivo.

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

Unidade: GWh

	2024			2025		
	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
Beiragás	59	7	66	51	7	58
Dianagás	9	1	10	8	1	9
Sonorgás	35	3	38	32	2	35
Duriensegás	43	3	46	37	3	40
Lisboagás	391	37	428	383	37	420
Lusitaniagás	206	22	228	195	22	217
Medigás	12	5	17	11	5	16
Paxgás	4	1	4	3	1	4
EDP Gás	342	7	349	298	0	298
Setgás	94	15	109	90	15	104
Tagusgás	21	9	30	19	9	28
TOTAL	1 215	110	1 325	1 126	102	1 229

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

Unidade: Média trimestral dos N.º médio de clientes

	2024			2025		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	21 947	26	21 973	20 254	26	20 280
Dianagás	3 982	4	3 986	3 722	4	3 726
Sonorgás	9 858	4	9 862	8 804	3	8 807
Duriensegás	12 844	12	12 856	11 944	12	11 956
Lisboagás	147 003	134	147 137	138 509	134	138 643
Lusitaniagás	75 335	48	75 383	69 626	48	69 674
Medigás	6 713	8	6 721	6 386	8	6 394
Paxgás	2 443	2	2 445	2 253	2	2 255
EDP Gás	109 115	8	109 123	95 716	0	95 716
Setgás	44 905	36	44 941	41 683	36	41 719
Tagusgás	9 664	24	9 688	9 076	24	9 100
TOTAL	443 807	306	444 113	407 973	297	408 270

Figura 4-7- Energia vendida pelos CUR ocorrida e prevista para definição de proveitos permitidos

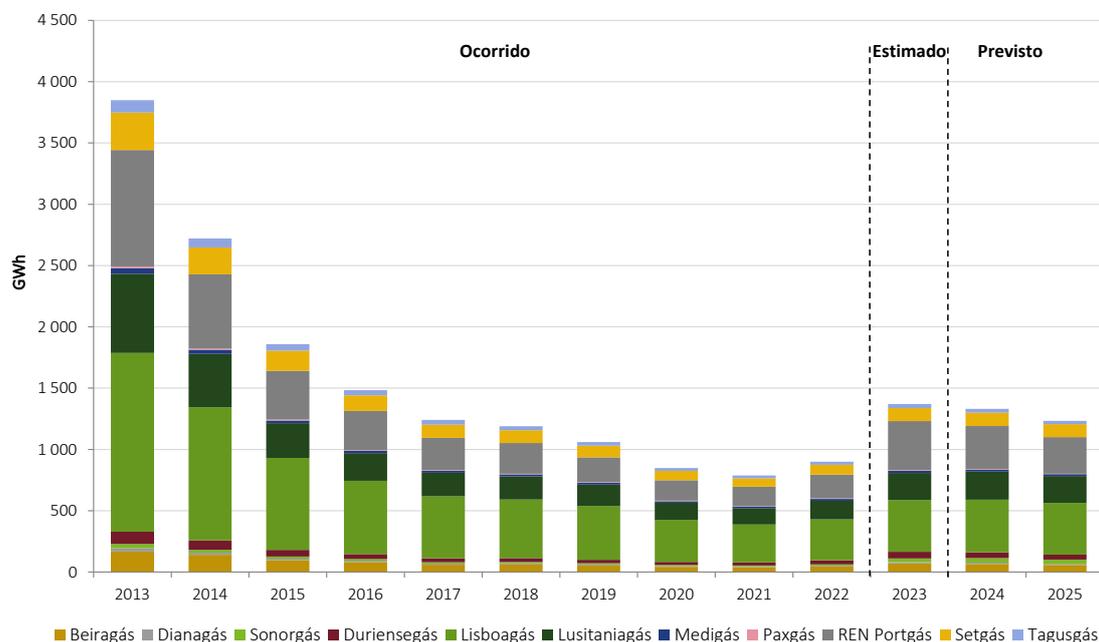
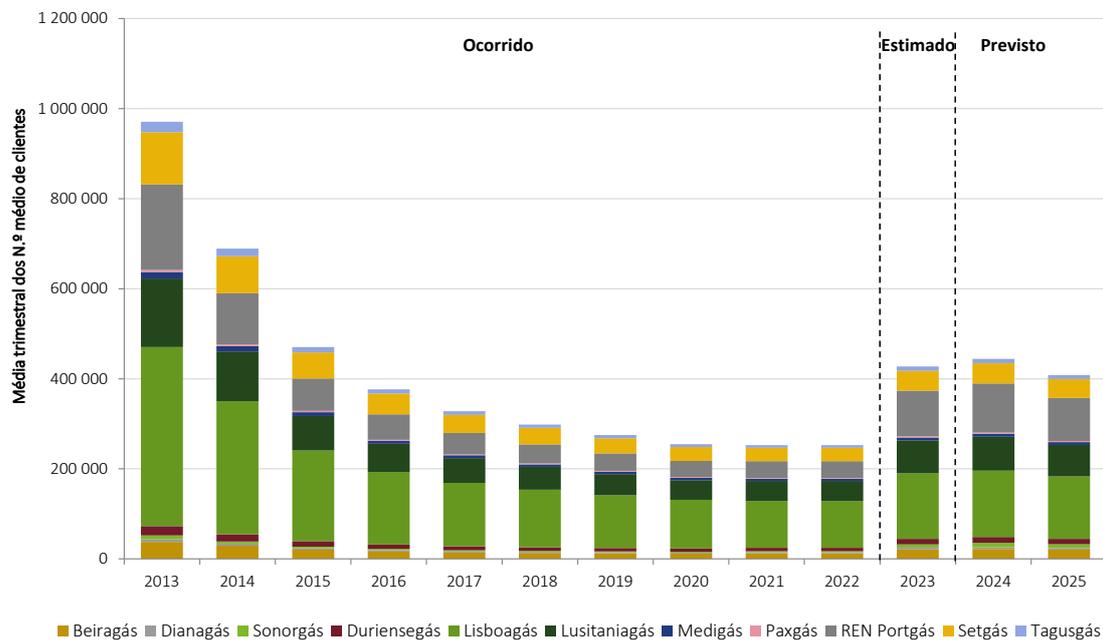


Figura 4-8- Número de clientes do CUR ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



5 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRAESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE

De seguida apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.

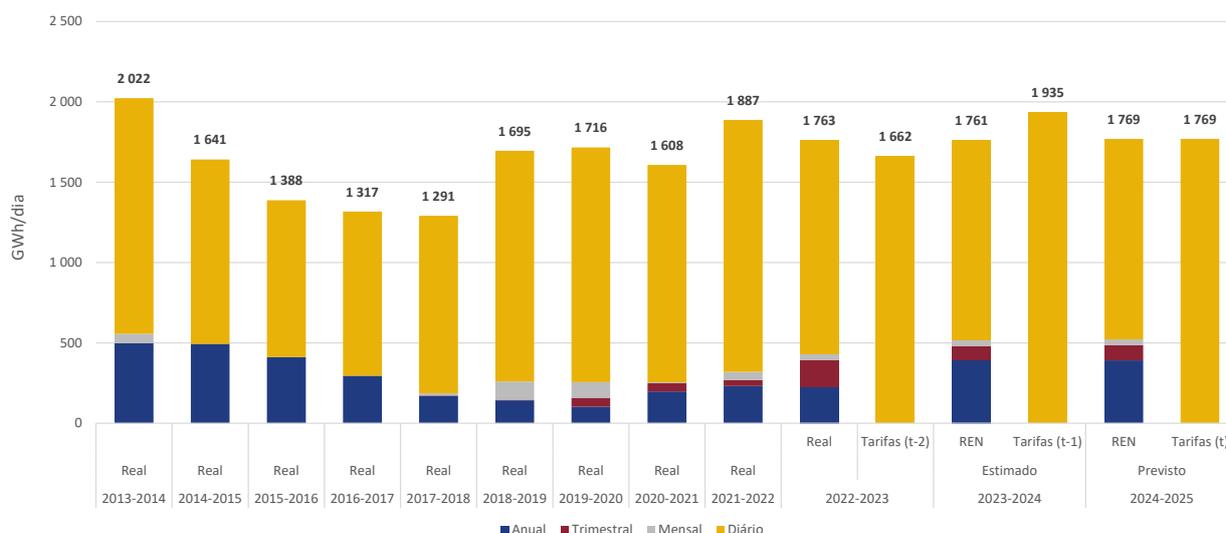
5.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

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 da contratação 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 camiões cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*), para o ano gás 2024-2025.

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

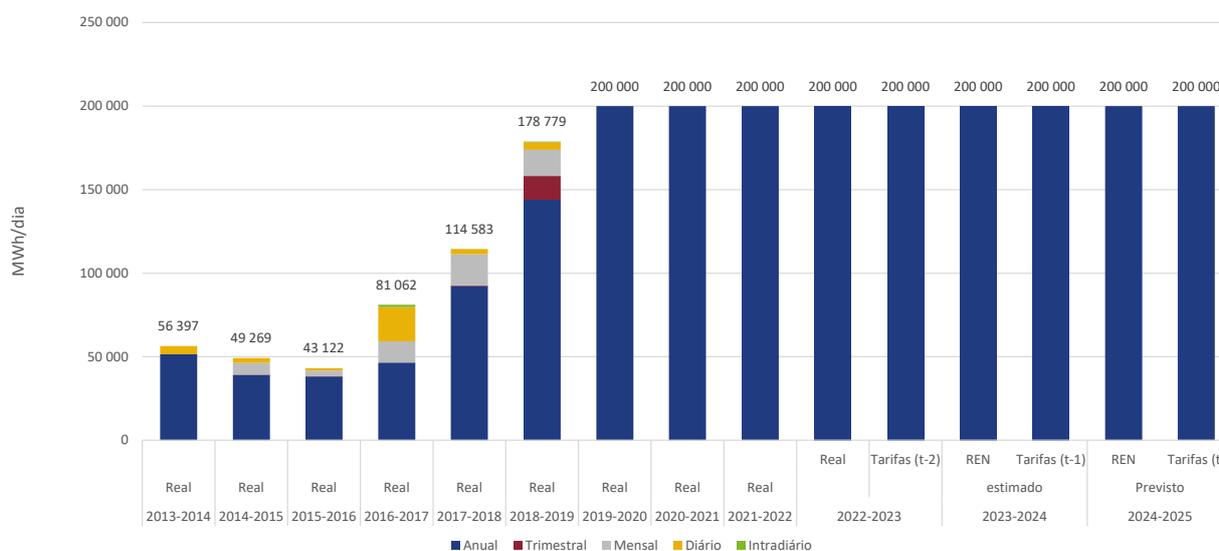
Figura 5-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL



Para a previsão de contratação de capacidade de armazenamento foi considerada a previsão da REN, 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



Denota-se que a capacidade contratada de regaseificação verifica um acréscimo significativo desde o ano gás 2015-2016 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.

Deste modo, considerando a utilização do Terminal de GNL e os resultados dos leilões de atribuição de capacidade anual nos últimos anos, a previsão de capacidade contratada de regaseificação para as tarifas do ano gás 2024-2025 é idêntica à previsão apresentada pela REN, tanto em valor total como em estrutura, assumindo-se a contratação plena da capacidade comercial de 200 GWh/dia através do produto firme de capacidade anual. A energia rececionada e a energia entregue à RNTG é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2024-2025, conforme apresentado no capítulo 2.

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 2024-2025 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	52 862 569	
Entregas a camiões cisterna	1 926 673	
Armazenamento GNL	Capacidade contratada de armazenamento	
	(kWh/dia)	
Produtos de capacidade firme	1 768 612 365	
Produto de capacidade anual		
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL	Capacidade contratada de regaseificação	Energia
	(kWh/dia)	(MWh)
Produtos de capacidade firme	200 000 000	52 862 569
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	
Entrega a camiões cisterna	Número de carregamentos	
Carregamento de camiões cisterna	6 832	

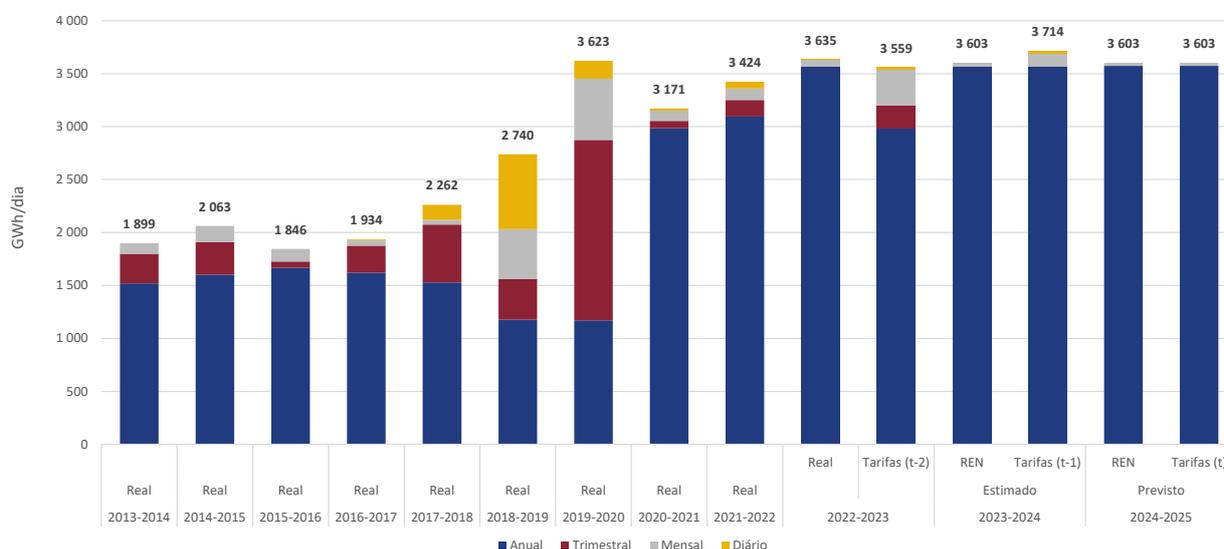
A previsão da procura considera ainda quantidades nulas para os produtos de capacidade interruptível na regaseificação, designadamente no horizonte intradiário. Esta estimativa decorre do carácter residual e de maior volatilidade que a contratação destes produtos implica.

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 da contratação 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



Verifica-se que a contratação do produto anual foi perdendo relevância do ano gás 2016-2017 ao ano gás 2019-2020, com os agentes a efetuar uma maior contratação em produtos de curto prazo. No entanto, nos últimos anos gás reais, 2020-2021, 2021-2022 e 2022-2023, assistiu-se a uma inversão desta tendência, tendo sido contratada cerca de 94%, 91% e 98% da capacidade no produto anual, respetivamente.

A previsão da REN Armazenagem para o ano gás 2024-2025 está alinhada com os produtos de capacidade considerados para a estimativa mais recente para o ano gás 2023-2024, 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 2024-2025, 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 2024-2025, conforme apresentado no capítulo 1.

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 2024-2025 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	3 573 331 158	2 215 643 472	2 215 643 472
Produto trimestral	0		
Produto mensal	30 059 641		
Produto diário	0		

5.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 5-3 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 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	19 541 883
Entregas a clientes em AP	10 216 615
Entregas aos operadores de redes de distribuição	21 945 931
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	907 825

Quadro 5-4 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 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	10 216 615
Entregas aos operadores de redes de distribuição	21 945 931
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	907 825

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 na 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.

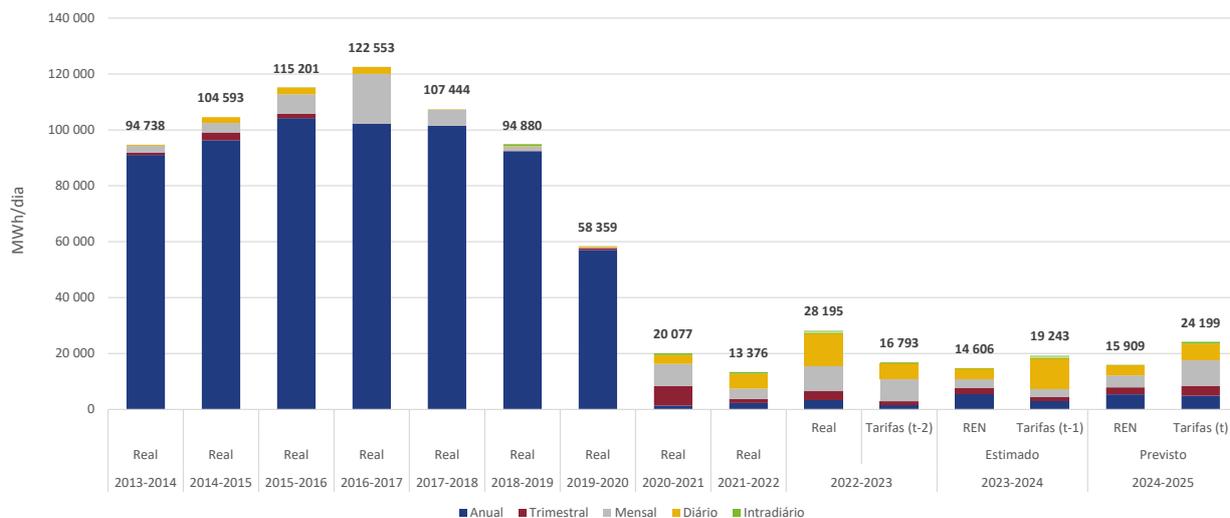
São previstas quantidades, por ponto de entrada e por ponto de saída, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (VIP, Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal, diário e intradiário (quando aplicável), como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

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



Verifica-se que até ao ano gás 2019-2020 a capacidade contratada no VIP Ibérico era efetuada essencialmente através do produto anual. Desde o ano gás 2017-2018, que se verifica um decréscimo significativo da contratação total de capacidade no VIP Ibérico, devido a uma menor utilização deste ponto de entrada da RNTG. A capacidade contratada no ano gás 2022-2023, último ano gás real, apresentou um acréscimo face aos dois últimos anos gás reais. No entanto, representou apenas cerca de 23% da capacidade contratada no ano gás 2016-2017, ano em que a capacidade contratada foi a mais elevada de sempre.

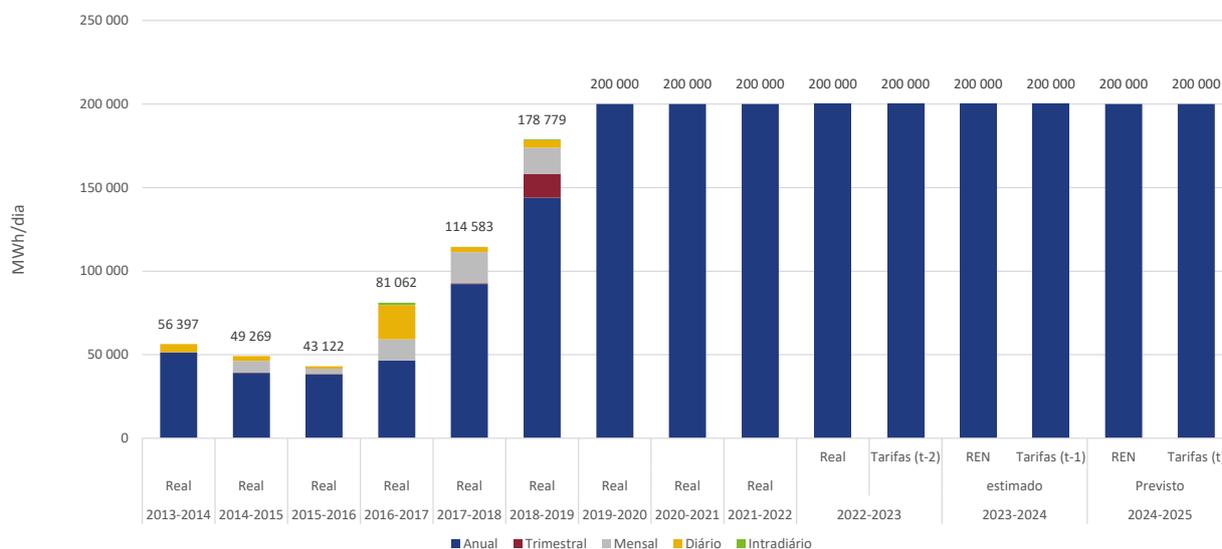
A REN Gasodutos estima um decréscimo de cerca de 48%, da capacidade contratada no ano gás 2023-2024, face ao último ano gás real, prevendo um ligeiro acréscimo, de cerca de 9%, do ano gás 2023-2024 para o ano gás 2024-2025. Tendo por base a informação real da plataforma da REN ²³ relativa ao ano civil de 2023, a previsão da ERSE para a capacidade contratada no ano gás 2024-2025 é superior em 52%, face ao valor previsto pela REN. Para o produto anual considera-se uma média ponderada das capacidades contratadas no ano gás 2022-2023 (3/4) e no ano gás 2023-2024 (1/4) e para os restantes produtos de capacidade consideram-se os valores reais do ano civil de 2023.

Para o produto de capacidade do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL, considera-se que no ano gás 2024-2025 os agentes contratam toda a capacidade em produto anual e que não existe contratação de

²³ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

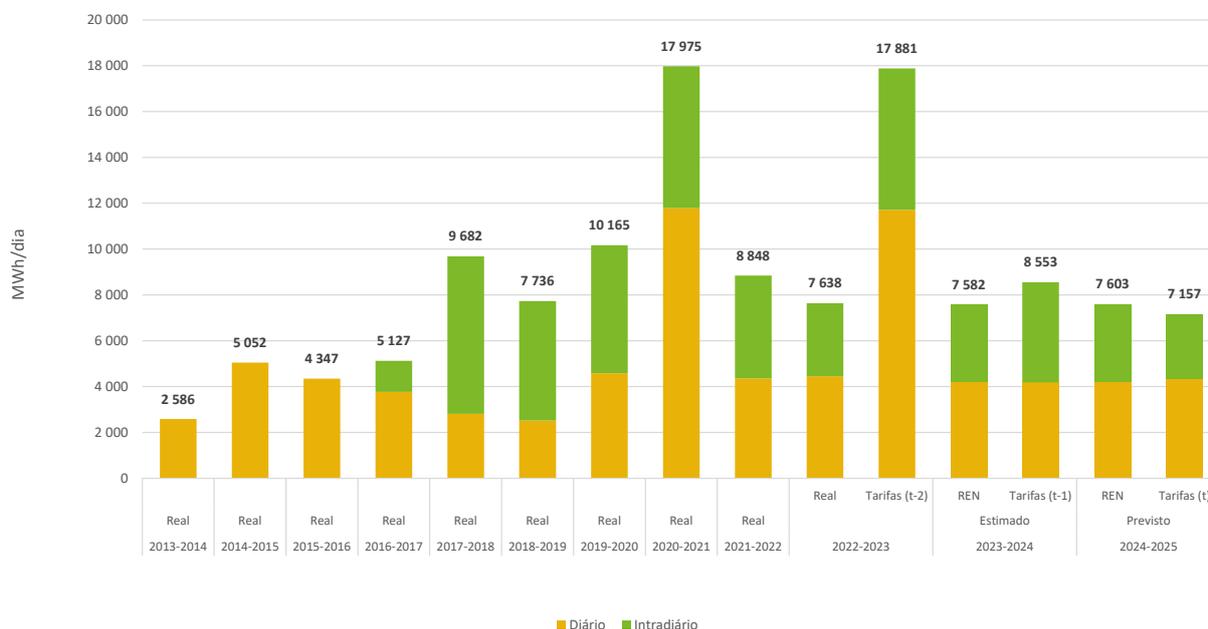
produtos de capacidade de curto prazo, conforme descrito no ponto 5.1. A Figura 5-5 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL.

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



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



No que se refere à contratação de capacidade no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo, verifica-se que nos três primeiros anos gás em análise, os agentes efetuaram a sua contratação apenas 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. No ano gás 2020-2021 verificou-se uma inversão desta tendência, com um aumento significativo da contratação do produto diário. Verifica-se que nos anos gás 2021-2022 e 2022-2023 a capacidade contratada foi bastante inferior ao ano gás 2020-2021, o que se reflete igualmente nos valores apresentados pela REN Gasodutos, quer para a estimativa para o ano gás 2023-2024, quer para a previsão para o ano gás 2024-2025.

Para o ano gás 2024-2025, a previsão da ERSE para a capacidade contratada tem por base a informação real da plataforma da REN ²⁴ relativa ao ano civil de 2023, sendo inferior em 6% ao valor previsto pela REN.

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.

²⁴ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

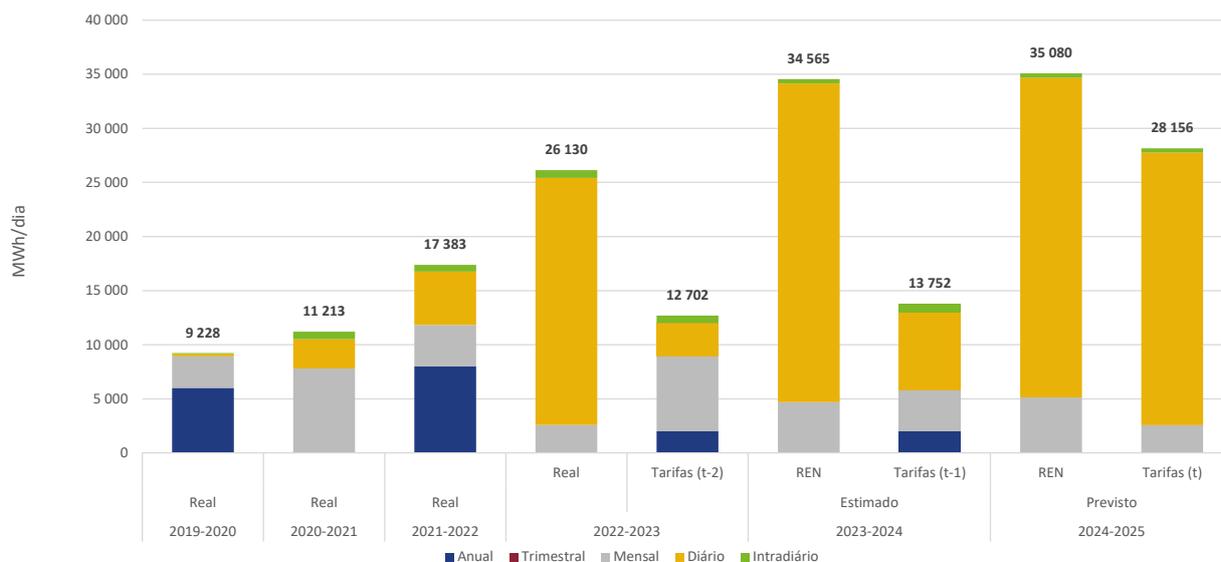
Quadro 5-5 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

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	23 531 745	27 786
Produto de capacidade anual	4 884 702	
Produto de capacidade trimestral	3 513 912	
Produto de capacidade mensal	9 185 306	
Produto de capacidade diário	5 947 825	
Produto de capacidade intradiário		27 786
Terminal GNL em Sines	200 000 000	0
Produto de capacidade anual	200 000 000	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário		0
Armazenamento Subterrâneo	4 369 884	116 133
Produto de capacidade diário	4 369 884	
Produto de capacidade intradiário		116 133

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 do 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



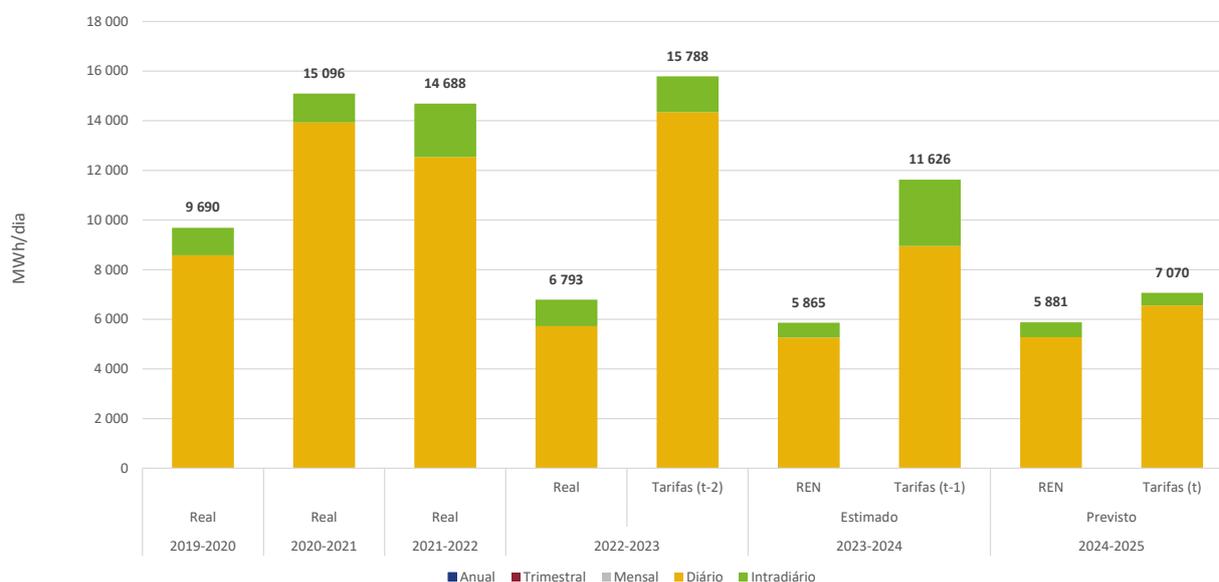
No que se refere à contratação de capacidade no ponto de saída a partir do VIP Ibérico, verifica-se, nos quatro primeiros anos gás em análise, um acréscimo na capacidade contratada real. No ano gás 2022-2023, os agentes efetuaram a sua contratação essencialmente no produto diário, tendo sido contratada mais 48% da capacidade face à prevista para tarifas nesse mesmo ano gás.

Verifica-se que a REN Gasodutos, para a estimativa do ano gás 2023-2024, apresenta um acréscimo significativo na capacidade contratada face ao último ano gás real (+32%).

Para o ano gás 2024-2025, a previsão da ERSE para a capacidade contratada tem por base a informação real da plataforma da REN ²⁵ relativa ao ano civil de 2023, sendo inferior em 20% ao valor previsto pela REN.

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



²⁵ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

No que respeita à saída do transporte para o Armazenamento Subterrâneo, à semelhança dos pressupostos utilizados para a previsão da capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico, considera-se para o ano gás 2024-2025 a informação real da plataforma da REN ²⁶, relativa ao ano civil de 2023.

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 (VIP Ibérico, Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo).

Quadro 5-6 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas)

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	27 760 344	16 470
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	2 561 584	
Produto de capacidade diário	25 198 760	
Produto de capacidade intradiário		16 470
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	6 555 129	21 471
Produto de capacidade diário	6 555 129	
Produto de capacidade intradiário		21 471

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.

²⁶ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

Quadro 5-7 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)

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)	53 397 423		
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	146 529 210	0	
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		684 046	684 046
Entregas a Clientes em AP (opção flexível diária)		0	0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	106 402 559		

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 2024-2025, considerando a média da modulação ²⁷ dos últimos dois anos gás (2022-2023 a 2023-2024).
- Para os clientes industriais em AP, foi utilizado o mesmo pressuposto dos clientes CEP, a capacidade foi definida tendo em conta a energia prevista para os clientes industriais em AP para o ano gás 2024-2025, considerando a média da modulação dos últimos dois anos gás (2022-2023 a 2023-2024).
- Para os operadores de rede de distribuição a capacidade utilizada foi determinada através da energia prevista pelos ORD para o ano gás 2024-2025, considerando a modulação real dos ORD no ano gás 2022-2023.

Quadro 5-8 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 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)	907 825

²⁷ 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 2024-2025».

Para as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes), a energia prevista é igual à previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2024-2025.

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 2024-2025 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)	21 945 931
Energia (Parcela II >)	18 014 959
Energia (Parcela II <)	3 930 973

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 2024-2025 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	21 945 931

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 2024-2025 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	Leitura		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
	Diária	Mensal			
	(nº clientes)				
URD _{MP} - Longas utilizações >	187		17 920 325	1 274 128	88 186 879
URD _{MP} - Longas utilizações <	170	3	1 655 540	128 667	11 205 552
URD _{MP} - Curtas utilizações >	1		23 725	2 046	794 374
URD _{MP} - Curtas utilizações <	7		11 239	762	1 015 280
URD _{BP>} - Longas utilizações >	89		630 339	46 420	4 263 468
URD _{BP>} - Longas utilizações <	934	3 975	2 788 343	169 437	34 898 010
URD _{BP>} - Curtas utilizações >	0		0	0	0
URD _{BP>} - Curtas utilizações <	10		10 417	1 077	254 743
URD _{BP<}	1 577 647		3 747 803	167 110	127 154 695

Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 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 (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)		
	URD _{MP} - Flexível anual	9	496 700	40 322	4 925 755
URD _{BP>} - Flexível anual	4	37 400	2 600	302 726	0

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 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		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD_{MP} - Flexível mensal	15	362 176	14 951	2 017 891	2 493 735
URD_{BP>} - Flexível mensal	21	25 688	548	99 262	356 925

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 2024-2025 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	1 263 156

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 2024-2025 para a tarifa de Energia dos CUR retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos CUR	1 263 156

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 2024-2025 para a tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	421 000
Termo de Energia (MWh)	1 257 995

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 2024-2025

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	11 107 453	59 449 591	0	0
Flexível Anual	19 541 883	146 529 210	0	0
Flexível Mensal	16 987	0	684 046	684 046

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 2024-2025 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	34 005	2 238	178 134	
Longas Utilizações <	38	55 795	3 544	403 260	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	238	2 667		
	≥ 100 001	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	1 978	0	5 978	10 887

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 2024-2025 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 >	10	385 434	31 296	2 813 624	
Longas Utilizações <	10	86 468	7 812	501 393	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	462	81	151 434	
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 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	6	12 925	862	115 932	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	30	9 646	456	
	≥ 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 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	1	32 477	2 076	119 572	
Longas Utilizações <	2	19 482	1 695	95 347	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 00 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 2024-2025 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 <	20	34 092	1 414	227 062
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	161	45 964	1 666
	≥ 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	254	0	60	12 937

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	0

Quadro 8-7 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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	11 431	645	59 342
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	0

LISBOAGÁS

Quadro 8-8 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	11	73 142	5 433	473 579	
Longas Utilizações <	171	309 654	21 973	1 918 407	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	4	3 745	274	20 430	
Mensal	10 000 - 100 000	1 065	265 262	17 038	
	≥ 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	1 322	79	4 626	4 834	

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	0		

Quadro 8-9 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	22	1 327 429	107 359	6 370 374	
Longas Utilizações <	21	191 004	17 121	1 195 502	
Curtas Utilizações>	1	23 725	2 046	794 374	
Curtas Utilizações<	2	4 414	408	74 249	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	259	57	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	3	122 757	6 333	628 467	626 193	

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	120 356	9 997	561 285	0		

LUSITANIAGÁS

Quadro 8-10 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	38	261 076	23 827	1 733 430	
Longas Utilizações <	204	361 192	29 142	2 767 825	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	640	186 897	11 989	
	≥ 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	1 280	25	1 851	33 509	

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	16 138	1 742	121 270	0	

Quadro 8-11 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	71	4 909 884	456 798	22 430 169	
Longas Utilizações <	58	556 691	53 281	3 724 064	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	1 366	15	300 474	
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	3	17 004	1 530	61 863	106 626	

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	281 345	26 523	3 532 434	0	

MEDIGÁS

Quadro 8-12 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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 <	15	23 712	2 149	153 343	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	45	14 141	1 268	
	≥ 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	0

Quadro 8-13 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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	17 290	1 939	86 193	
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	0

PAXGÁS

Quadro 8-14 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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	3 495	275	31 873
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	8	2 101	98
	≥ 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 2024-2025 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 2024-2025 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 >	27	209 902	10 565	1 548 775	
Longas Utilizações <	411	734 013	38 644	5 316 758	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	622	40	3 624	
Mensal	10 000 - 100 000	1 266	344 596	19 285	
	≥ 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	10 065	347	74 520	115 857	

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	21 262	858	181 456	0	

Quadro 8-17 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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 >	66	2 560 818	160 782	16 718 981	
Longas Utilizações <	56	582 423	28 015	4 303 604	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	4 997	258	489 124	
Mensal (10 000 - 100 000)	3	162	102	0	

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	5	69 069	1 116	399 691	749 886	

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	66 865	1 817	684 509	0	

SETGÁS

Quadro 8-18 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	5	36 682	3 295	220 484	
Longas Utilizações <	26	54 577	3 416	435 875	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	4	6 003	763	150 977	
Mensal	10 000 - 100 000	191	61 786	3 705	
	≥ 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	3 704	95	7 720	42 200

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 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	10	917 212	80 987	4 574 326	
Longas Utilizações <	6	76 877	7 184	407 872	
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	144 030	5 301	648 468	751 838

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 2024-2025 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	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	2	10 335	690	73 895	
Longas Utilizações <	9	19 532	592	150 048	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	172	47 770	1 383	
	≥ 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	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)					Sonorgás
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 8-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 em MP - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					Sonorgás
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)					Sonorgás
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)					Sonorgás
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

TAGUSGÁS

Quadro 8-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas Tarifas de Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	1	5 198	371	35 171	
Longas Utilizações <	34	84 032	5 151	812 315	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	47	0	79 712	
Mensal	10 000 - 100 000	159	49 473	2 721	
	≥ 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	4	7 085	0	4 508	136 703	

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 2024-2025 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)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	7	522 044	46 165	2 620 454	
Longas Utilizações <	14	113 873	10 975	832 234	
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	9 316	670	279 402	259 192	

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	28 134	1 985	147 528	19 358	

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 2024-2025 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	139 112	60 046
Dianagás	23 604	10 646
Duriensegás	91 051	32 953
Lisboagás	1 215 332	529 649
Lusitaniagás	560 907	244 202
Medigás	46 744	25 869
Paxgás	10 117	6 114
REN Portgás	1 317 320	416 590
Setgás	314 960	176 945
Sonorgás	101 304	31 843
Tagusgás	94 461	42 791
Total BP<	3 914 912	1 577 647

Quadro 8-25 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2024-2025 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
	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)				
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	39 180	42 237	20 879	36 817	39 620	15 334	3 418	1 674
Dianagás	8 436	8 415	1 645	5 108	7 359	2 893	248	146
Duriensegás	19 975	25 392	21 093	24 591	19 412	8 679	3 384	1 478
Lisboagás	392 121	405 405	137 150	280 655	361 543	136 388	21 261	10 456
Lusitaniagás	170 143	191 731	77 881	121 151	161 466	65 303	12 431	5 002
Medigás	20 087	13 256	2 226	11 176	20 677	4 597	273	321
Paxgás	4 729	3 676	520	1 192	4 699	1 314	66	35
REN Portgás	347 321	424 364	208 061	337 575	252 987	122 751	29 197	11 654
Setgás	143 886	112 423	18 809	39 843	134 103	38 477	2 921	1 444
Sonorgás	42 517	16 367	11 743	30 676	24 949	4 264	1 503	1 127
Tagusgás	32 330	31 414	7 508	23 209	30 009	10 923	1 173	686
Total BP<	1 220 725	1 274 680	507 515	911 992	1 056 824	410 922	75 876	34 024

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 2024-2025 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 51 366 clientes ao número máximo de clientes registado durante o quarto trimestre de 2023.

Quadro 8-26 - Resumo das quantidades para o ano gás 2024-2025 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	3 774	1 717
Dianagás	622	272
Duriensegás	2 386	1 117
Lisboagás	33 701	15 288
Lusitaniagás	15 130	6 994
Medigás	1 497	756
Paxgás	327	153
REN Portgás	32 234	15 625
Setgás	14 084	7 016
Sonorgás	2 021	922
Tagusgás	3 223	1 507
Total BP<	108 998	51 366

Quadro 8-27 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2024-2025 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
	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)				
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	1 592	2 182			1 105	611		
Dianagás	275	346			183	89		
Duriensegás	964	1 423			762	355		
Lisboagás	13 790	19 911			9 745	5 543		
Lusitaniagás	6 577	8 552			4 552	2 442		
Medigás	781	716			544	212		
Paxgás	141	186			99	53		
REN Portgás	14 417	17 817			10 353	5 272		
Setgás	6 899	7 185			4 930	2 087		
Sonorgás	1 679	342			819	103		
Tagusgás	1 399	1 824			983	524		
Total BP<	48 514	60 484			34 075	17 291		

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

9 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 10 000 M³

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas Transitórias dos comercializadores retalhistas 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 2024-2025 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	51 973	20 863
Dianagás	7 769	3 813
Duriensegás	37 971	12 267
Lisboagás	384 737	141 425
Lusitaniagás	198 572	71 661
Medigás	10 921	6 507
Paxgás	3 376	2 319
EDPGás	315 501	100 603
Setgás	91 208	42 810
Sonorgás	34 324	9 138
Tagusgás	18 906	9 297
Total BP<	1 155 258	420 703

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2024-2025

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 2024-2025 para as Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR								
CUR	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	14 638	15 631	7 501	14 203	13 766	5 328	1 188	582
Dianagás	2 777	2 770	541	1 681	2 636	1 036	89	52
Duriensegás	8 330	10 589	8 296	10 756	7 226	3 231	1 260	550
Lisboagás	124 134	128 339	43 417	88 847	96 538	36 418	5 677	2 792
Lusitaniagás	60 234	67 877	27 324	43 138	47 382	19 163	3 648	1 468
Medigás	4 693	3 097	520	2 611	5 201	1 156	69	81
Paxgás	1 445	1 293	240	398	1 782	498	25	13
EDPGás	83 184	101 636	49 831	80 850	61 095	29 644	7 051	2 814
Setgás	41 667	32 556	5 447	11 538	32 445	9 309	707	349
Sonorgás	13 976	5 479	3 780	11 088	7 159	1 223	431	323
Tagusgás	6 471	6 287	1 503	4 645	6 520	2 373	255	149
Total BP<	361 548	375 554	148 401	269 754	281 750	109 380	20 399	9 174

Procura considerada nas TVCF dos CUR, para clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás superiores ou iguais a 10 000m³, no âmbito do fornecimento supletivo

10 PROCURA CONSIDERADA NAS TVCF DOS CUR, PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO 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 comercializadores retalhistas para entregas a clientes com consumos anuais de gás superiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 10-1 - Quantidades para o ano gás 2024-2025 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 CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	7 424	26
Dianagás	1 140	4
Duriensegás	3 388	12
Lisboagás	37 415	134
Lusitaniagás	21 534	48
Medigás	4 939	8
Paxgás	645	2
EDPGás	0	0
Setgás	14 514	36
Sonorgás	2 691	3
Tagusgás	9 048	24
Total BP>	102 737	297

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 2024-2025 mantêm-se os períodos do ano gás 2023-2024 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 2024-2025

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 (terminal de GNL²⁸, armazenamento subterrâneo e rede de transporte) para vigorar no ano gás 2024-2025. No quadro seguinte apresenta-se a referida proposta.

²⁸ 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	0,65 %

A proposta do ORT representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2023-2024 para a RNTG, para o Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e para o 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 a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as infraestruturas de distribuição aprovados para o ano gás 2023-2024, designadamente para as redes em MP e BP e para as UAG.

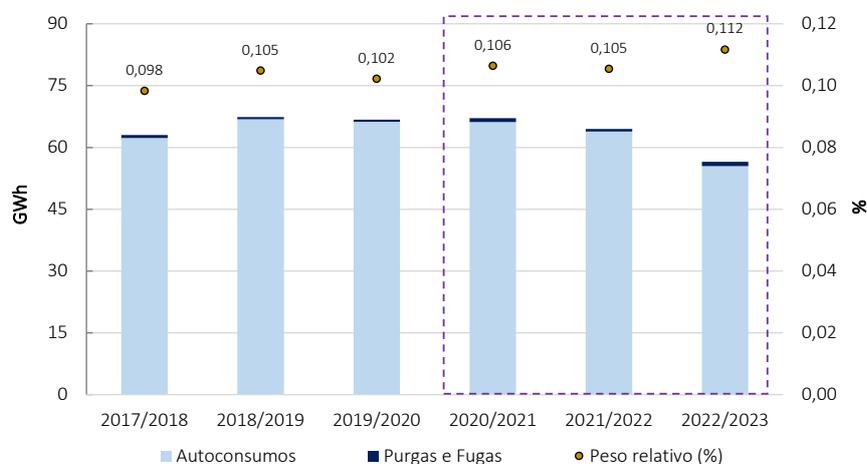
12.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

Tendo por base a informação prestada nos anos anteriores, as perdas e autoconsumos na RNTG são compostas por duas parcelas: os autoconsumos²⁹ e as purgas e fugas³⁰, 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.

²⁹ Consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, contabilizados através de unidades de medida dedicadas.

³⁰ 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



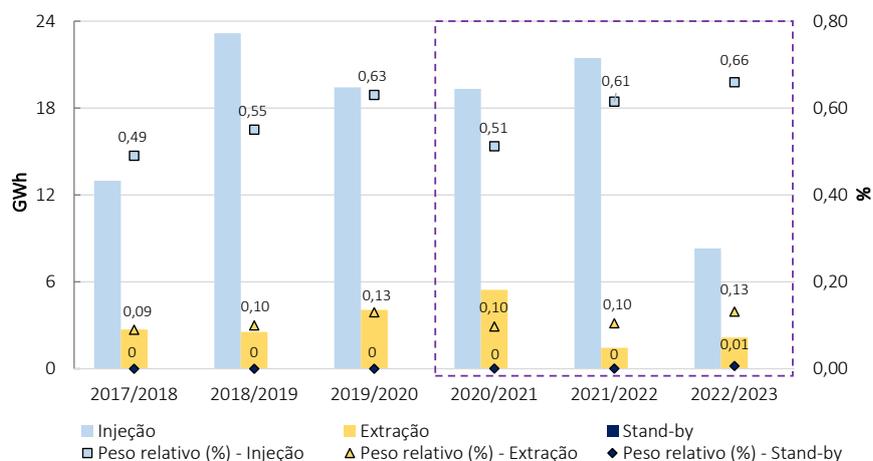
No período compreendido entre 1 de outubro de 2020 e 30 de setembro de 2023 verificou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99,0%) das perdas e autoconsumos verificados na RNTG. A proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor vigente, que por sua vez era idêntico ao dos 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 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 dessa natureza. Contrariamente ao verificado no ano gás 2020-2021, em que não se registaram perdas no terminal de GNL, nos dois anos seguintes verificou-se um aumento progressivo das perdas no terminal de GNL. No ano gás 2022-2023, as perdas no terminal de GNL totalizaram um valor de 357 031 kWh, representado um aumento de cerca de 25%, face ao ano gás 2021-2022. Este aumento deve-se ao facto da REN Gasodutos passar a contabilizar as purgas inerentes aos equipamentos instalados (válvulas e em elementos de ligação) no balanço físico da infraestrutura do TGNL, resultante da sua adesão à iniciativa OGMP 2.0 (Oil and Gas Methane Partnership), no início do ano civil de 2022. O peso relativo das perdas é pouco expressivo face à quantidade total de gás natural entregue nos pontos de saída do terminal de GNL, pelo que 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*³¹ e as purgas e fugas. Na Figura 12-2 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, não houve registo de purgas de gás efetuadas na infraestrutura de armazenamento subterrâneo, pelo que não foram apresentadas na figura.

Figura 12-2 - Perdas totais resultantes de autoconsumos no Armazenamento Subterrâneo e o seu peso relativo, para cada ano gás



A Figura 12-2 mostra que no ano gás 2022-2023 o peso relativo do 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 mais elevado durante o último ano gás, e conseqüentemente um nível médio de pressões nas cavernas também mais 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 2022-2023 registou-se 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

³¹ 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.

implicarem um maior esforço de pré-aquecimento do gás³² para o colocar na RNTG em níveis de operação adequado.

Apesar do aumento verificado no peso relativo global face a 2022-2023, a proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção do valor aplicado para 2023-2024 para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo. A ERSE concorda com a proposta, embora assinala a importância de manter a aderência entre os fatores de perdas e autoconsumos padrão e os valores médios verificados. Os desvios entre os dois valores são considerados como diferenças de medição e são imputados ao gás de operação do GTG. Para evitar subsidiação cruzada entre os agentes utilizadores da infraestrutura de armazenamento e os outros utilizadores da RNTIAT, e a manter-se uma tendência de incremento das perdas e autoconsumos verificados no armazenamento, os fatores deverão ser atualizados no futuro.

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. Porém, nos últimos anos, a ERSE tem reiteradamente reforçado 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, estes estudos devem acompanhar as suas propostas dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos apresentadas à REN Gasodutos em fase de consulta.

12.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURA DO SNG PARA O ANO GÁS 2024-2025

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG para o ano gás de 2024-2025.

³² A expansão do gás para níveis de pressão inferiores aos do armazenamento provoca um arrefecimento do gás.

**Quadro 12-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG,
para o ano gás 2024-2025**

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2024-2025
RNTG	0,10 %
Terminal de GNL de Sines	0,00 %
Armazenamento subterrâneo	0,65 %
Rede de Distribuição em média pressão	0,07 %
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34 %
Unidades Autónomas de Gás (UAG)	1,00 %