

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NO ANO GÁS 2022-2023

Junho 2022

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

1	INTRODUÇÃO	1
2	CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES	3
3	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2022-2023	11
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás	11
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG	11
3.1.2	Perdas e autoconsumos nas redes	15
3.2	Balanço de energia no SNG para o ano gás 2022-2023	15
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNG	19
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2022 E 2023	21
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS	31
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão	31
5.1.1	Caracterização da utilização das infraestruturas em alta pressão	31
5.1.1.1	Terminal de GNL	31
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo	35
5.1.1.3	Armazenamento Nacional de Gás	35
5.1.1.4	Rede de transporte.....	36
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte Nacional de Gás e infraestruturas de alta pressão	51
5.2	Redes de distribuição	52
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária	52
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	53
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais	55
5.3	Comercialização de último recurso	55
5.4	Comercialização em regime de mercado	56
6	CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2022-2023.....	59
6.1	Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC)	60
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	60
6.2.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	60
6.2.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	63
6.2.3	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC).....	65
6.2.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	66

6.2.5	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	67
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	73
6.3.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	73
6.3.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	74
6.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	74
6.3.4	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	75
6.4	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	76
6.4.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas.....	76
6.4.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m ³	76
6.4.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	77
6.4.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m ³	77
6.4.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	78
6.5	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	78
6.5.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	78
6.5.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás superiores a 10 000 m ³	79
6.5.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m ³ /ano	91
6.5.4	Tarifa Social de Acesso às redes	92
6.6	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	93
6.6.1	Tarifa Transitória de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás inferiores ou iguais 10 000 m ³	93
6.6.2	Tarifas Transitórias de venda a clientes finais dos Comercializadores Retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 milhões de m ³	95
7	PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO.....	101
8	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	103
8.1	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	103
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.....	104
8.3	Análise da ERSE às propostas.....	104
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas do SNG para o ano gás 2022-2023.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil	3
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano civil	5
Figura 2-3 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano gás.....	7
Figura 2-4 - Quantidades definidas para os comercializadores	10
Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2022-2023 no segmento de consumidores com consumo anual de gás superior a 10 000 m ³	14
Figura 3-2 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2022-2023 no segmento de consumidores com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m ³	14
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2022-2023	19
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)	21
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos).....	22
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)	23
Figura 4-4 - Energia saída da RNTG (valores ocorridos e previsões)	24
Figura 4-5 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos.....	26
Figura 4-6 - Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos	27
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2018 a 2021	31
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2018 a 2021	32
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2018 a 2021	33
Figura 5-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2018 a 2021.....	33
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2018 a 2021.....	34
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2018 a 2021.....	34
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2018 a 2021	35
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2018 a 2021.....	36
Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2021.....	37
Figura 5-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2021.....	38
Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2018 a 2021	39

Figura 5-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2018 a 2021	40
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2018 a 2021.....	41
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2018 a 2021	41
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2018 a 2021	42
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2018 a 2021	42
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2018 a 2021 ...	43
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2018 a 2021	43
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2018 a 2021	44
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2018 a 2021.....	45
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2018 a 2021	46
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2018 a 2021.....	46
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2018 a 2021	47
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2018 a 2021	47
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2018 a 2021	48
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2018 a 2021.....	49
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2021, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	50
Figura 6-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL	61
Figura 6-2 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL	62
Figura 6-3 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo	64
Figura 6-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico	67
Figura 6-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL	68
Figura 6-6 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Armazenamento Subterrâneo	69
Figura 6-7 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico ..	70
Figura 6-8 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo	71

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2022-2023	16
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNG para o ano gás 2022-2023	17
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNG para o ano gás 2022-2023	18
Quadro 3-4 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2022-2023	18
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos.....	25
Quadro 4-2 - Transferências de energia previstas entre as redes da Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás	25
Quadro 4-3 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos.....	26
Quadro 4-4 - Energia vendida pelos CUR prevista para definição dos proveitos permitidos.....	27
Quadro 4-5 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	28
Quadro 4-6 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	29
Quadro 4-7 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	29
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	53
Quadro 5-2 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2022-2023	57
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2022-2023.....	59
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2022-2023	59
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	60
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	63
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	65
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo ORT	66
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	66
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	66
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	70
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas).....	72

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)	72
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída, para instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)....	73
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição.....	73
Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição.....	74
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	74
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	75
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	75
Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	76
Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas	76
Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano	77
Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	77
Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano.....	78
Quadro 6-23 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	78
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023.....	79
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Beiragás	80
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Beiragás.....	80
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Dianagás	81
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Dianagás.....	81
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Duriensegás	82
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP – Duriensegás.....	82

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Lisboa gás	83
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Lisboa gás	83
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Lusitaniagás	84
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Lusitaniagás	84
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Medigás	85
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Medigás	85
Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Paxgás	86
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Paxgás	86
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - REN Portgás	87
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - REN Portgás	87
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Setgás	88
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Setgás	88
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Sonorgás	89
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Sonorgás	89
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em BP> - Tagusgás	90
Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Tagusgás	90
Quadro 6-47 - Resumo das quantidades para o ano gás 2022-2023 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<	91
Quadro 6-48 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	91
Quadro 6-49 - Resumo das quantidades para o ano gás 2022-2023 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<	92
Quadro 6-50 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	93
Quadro 6-51 - Resumo das quantidades para o ano gás 2022-2023 das Tarifas Transitórias em BP< ..	94

Quadro 6-52 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias em BP<	94
Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	95
Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	96
Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	96
Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboa gás.....	97
Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	97
Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás.....	98
Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	98
Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás	99
Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	99
Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	100
Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás.....	100
Quadro 7-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2022-2023	101
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos	104
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG, para o ano-gás 2022-2023	106

1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás condiciona os preços das várias tarifas e os proveitos permitidos. 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 2022-2023, de 1 de outubro de 2022 a 30 de setembro de 2023.

No capítulo 2 analisam-se os cenários adotados na previsão do consumo de gás por tipo de consumidor, para o ano gás 2022-2023.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2022-2023, bem como a metodologia e os pressupostos adotados.

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 é apresentada uma caracterização da utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (SNG).

No capítulo 6 é apresentada a caracterização das quantidades associadas às tarifas reguladas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte, dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso, das quantidades associadas às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelos comercializadores de último recurso e das quantidades associadas às tarifas de acesso às redes, incluindo as tarifas sociais. É também apresentada a evolução da contratação dos produtos de capacidade nas infraestruturas.

Inclui-se ainda a definição dos períodos de vazio e fora de vazio nas redes de distribuição (capítulo 7) e a definição dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas (capítulo 8).

O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2022-2023”.

2 CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES

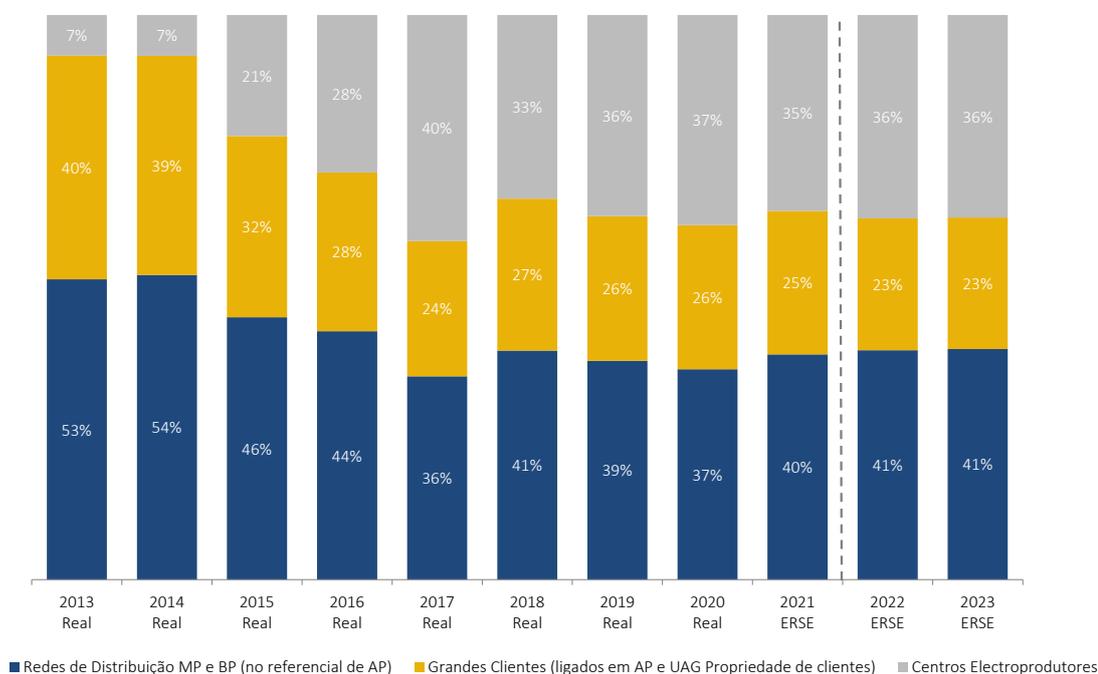
Neste capítulo apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de gás para os anos 2022 e 2023.

Em Portugal existem três grandes grupos de consumidores de gás: i) os centros eletroprodutores de ciclo combinado; ii) os grandes consumidores industriais, que podem estar ligados diretamente às infraestruturas de AP ou a UAG privadas e; iii) os consumidores de menor dimensão, ligados às redes de distribuição. A tendência da repartição do consumo nacional entre estes grupos tem sofrido alterações na última década.

ESTRUTURA DO CONSUMO NACIONAL DE GÁS

A Figura 2-1 ilustra a alteração da estrutura dos consumos de gás em Portugal, incluindo os dados estimados para 2022 e previstos para 2023 que serão adiante explicitados.

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal por ano civil



Nota: Neste exercício tarifário, ou seja a partir de 2020, passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes para além dos ligados em AP

O consumo anual de gás dos centros electroprodutores em 2013 e 2014 registou valores mínimos desde 2008 ¹, com valores na ordem de 3 TWh, motivados por alterações estruturais e aspetos conjunturais próprios do setor elétrico. Desde então o peso dos centros eletroprodutores no consumo nacional cresceu de, apenas 7 %, até 40% do consumo nacional de gás em 2017. Depois do pico atingido em 2017, os consumos dos centros electroprodutores têm sido mais estáveis.

O peso do consumo dos grandes consumidores industriais fornecidos em AP teve um forte crescimento que estabilizou em 2014, sendo esta trajetória determinada não só pelo crescimento dos consumos deste segmento de consumidores, mas também pela redução do consumo dos centros electroprodutores. Assim, a redução do peso desse segmento verificada entre 2015 e 2017 é devida ao crescimento significativo do consumo dos centros electroprodutores nesses anos. Já o decréscimo de consumo registado em 2020 e 2021, que coloca o consumo destes clientes no nível de 2017 é explicado pelo efeito das medidas de combate à pandemia COVID-19, que impactaram estes consumidores devido à redução de atividade, e ao encerramento de algumas indústrias.

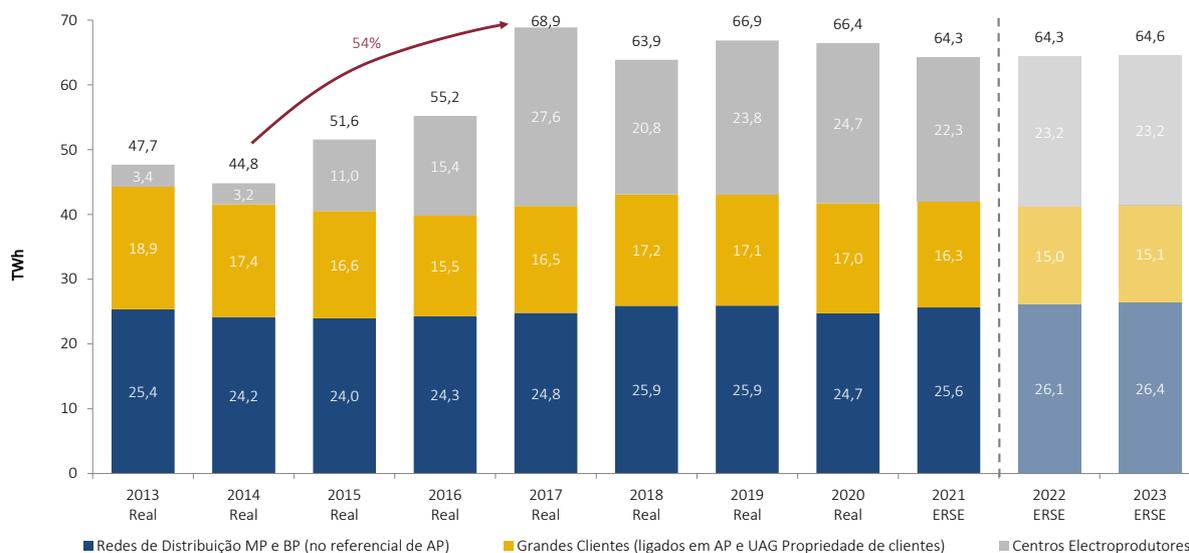
No que respeita ao consumo agregado dos consumidores abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão (MP e BP), este atingiu uma quota que se situou em torno dos 50% do consumo nacional até 2016. Em 2017, a quota deste segmento de consumidores sofreu uma queda, para 36%, que se deve essencialmente ao pico de consumo dos centros electroprodutores nesse ano, tendo em 2018 e 2019 recuperado parcialmente a quota, por via de um crescimento dos próprios consumos e de um decréscimo do consumo nacional de gás para produção de eletricidade face a 2017. Comparando com os grandes consumidores fornecidos em AP, verifica-se um efeito mais acentuado da pandemia COVID-19 no ano de 2020 no consumo abastecido pelas redes de distribuição.

EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDOR

A Figura 2-2 ilustra a evolução dos consumos de gás em Portugal por ano civil, incluindo os dados estimados para 2022 e previstos para 2023. Esta figura ilustra o forte crescimento do consumo nacional entre 2014 e 2017 (53,8%), invertendo a tendência, de decréscimo registada nos anos anteriores, devido essencialmente ao crescimento do consumo dos ciclos combinados. Os dados reais de 2020 e as mais recentes estimativas para 2021 da energia saída da rede de transporte, apesar de serem inferiores ao pico registado em 2017, refletem uma tendência de estabilização do consumo de gás em Portugal.

¹ Primeiro ano civil completo em que o setor do gás natural esteve sujeito a regulação económica.

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



Nota: Neste exercício tarifário, ou seja a partir de 2020, passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes para além dos ligados em AP

No caso particular da produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás, esta é fortemente influenciada pela produção de origem renovável, nomeadamente da eólica, grandes centrais hídricas e fotovoltaica². Esta relação baseada essencialmente em fatores climáticos como a eolicidade e a hidraulicidade perdeu, contudo, alguma relevância, pelos motivos explanados de seguida. Adicionalmente, desde 2015 os aspetos estruturais e conjunturais³ nos sistemas elétricos de Espanha e França influenciaram substancialmente as trocas de energia elétrica nas interligações entre Portugal e Espanha e, conseqüentemente, a utilização das centrais de ciclo combinado portuguesas, o que se reflete no seu consumo de gás.

Numa outra vertente, na análise do consumo dos centros electroprodutores nacionais, assinala-se também o efeito dos preços das licenças de emissão de CO₂ e do recente descomissionamento das centrais a carvão em Portugal, em Espanha e noutros países europeus, que, face aos objetivos de descarbonização a nível Europeu, conduziu a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás, em substituição da produção a carvão e como tecnologia de transição e de *backup* à medida que a integração de produção renovável progride. É neste novo contexto que se perspetiva uma menor influência das condições

²Estima-se que em 2021 tenham entrado mais de 700 MW de potência solar, sendo o maior incremento de sempre deste tipo de capacidade de produção renovável, de acordo com [dados](#) da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

³ Como por exemplo, o reforço da capacidade das interligações das redes elétricas da Península Ibérica com o resto da Europa e a maior, ou menor, disponibilidade de produção de origem nuclear em França.

climatéricas na produção de energia elétrica por parte das centrais de ciclo combinado a gás e, conseqüentemente, uma maior estabilidade desta produção.

Importa ainda sublinhar as indivisibilidades existentes no setor do gás em Portugal, que regista variações relevantes na evolução do consumo nacional quando ocorrem arranques ou paragens de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial.

Por fim, não se poderia deixar de referir, naturalmente, o aumento da instabilidade dos preços de gás natural e eletricidade nos mercados grossistas, fortemente agravado pela guerra que ocorre atualmente na Ucrânia que afeta de forma significativa a volatilidade dos consumos de gás, em particular para os centros electroprodutores, os grandes e médios consumidores industriais ligados em AP e em MP. Neste enquadramento, a previsão da procura de gás para estes três grupos de consumidores, que desde 2017 representa cerca de 88% do consumo nacional de gás, está sujeita a desvios significativos.

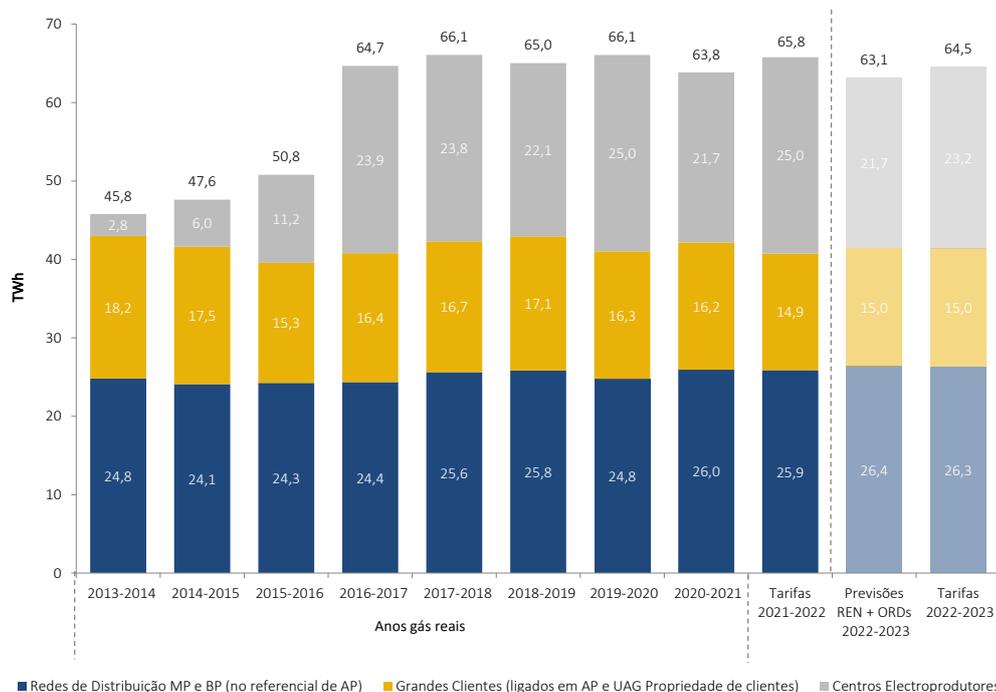
Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição em baixa pressão é relativamente estável. Assim, em oposição ao segmento dos consumos dos grandes consumidores, verifica-se que os consumos ligados às redes de distribuição, em particular em BP, têm apresentado uma tendência de evolução bem definida, que é passível de extrapolação para o futuro mediante a utilização de variáveis explicativas ligadas a indicadores económicos e sociais.

No que respeita aos valores reais do agregado dos consumos de gás abastecidos pelas redes de distribuição, constata-se nos últimos anos que a diferença entre o valor dos dados reais provenientes dos operadores das redes de distribuição (ORD) e o valor dos dados reais provenientes do operador da rede de transporte (ORT) e do operador do Terminal de GNL é residual. Confirma-se nos últimos exercícios tarifários, assim, uma maior coerência entre os dados provenientes dos diferentes agentes. Não obstante, e seguindo a prática desde o ano gás 2012-2013, a ERSE assumiu como valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição os valores que resultam dos dados provenientes do ORT e do operador do Terminal de GNL conforme acima referido.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás necessários ao cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas tiveram por base várias abordagens que englobam tanto uma avaliação crítica às previsões das empresas, como uma análise de dados físicos mais recentes e do quadro económico e regulatório que se perspetiva.

A Figura 2-3 apresenta os últimos dados ocorridos no passado e explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2022-2023, assim como as previsões das empresas, no referencial de saída da rede de transporte.

Figura 2-3 - Evolução do consumo de gás em Portugal por ano gás



Nota: A partir do ano gás 2021-2022, passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes para além dos ligados em AP

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

A previsão do consumo de gás dos centros eletroprodutores em Portugal e, portanto, da sua produção de eletricidade, deverá considerar um conjunto alargado de fatores que refletem a dinâmica do Setor Elétrico Nacional e as particularidades do sistema electroprodutor. Esses fatores são, designadamente:

- o consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com regimes de remuneração garantida (*feed-in tariff*), que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;

- as particularidades da central da Turbogás, cujo fornecimento de gás é em regime *take-or-pay*, pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos AGC para evitar uma situação de *pay* – pagamento do gás sem o consumir;
- a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores externos, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;
- a política energética e ambiental a nível ibérico e europeu, que favorece a produção a gás em detrimento do carvão⁴.

Tendo em conta o contexto de incerteza associado à guerra na Ucrânia, bem como os fatores anteriormente expostos, o consumo dos centros electroprodutores perspectivado pela ERSE para 2022 e 2023 reflete o valor médio do consumo entre 2017 e 2021 das respetivas centrais, sendo 23,2 TWh para os dois anos. Este cenário corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 33%, com a central da Turbogás a situar-se nos 40%, para cumprir as condições atualmente conhecidas para o AGC, enquanto para o agregado das restantes centrais de ciclo combinado a utilização da potência instalada não deverá ultrapassar, em média, os 31%. Assim, para o ano gás 2022-2023 prevê-se um consumo dos centros eletroprodutores de 23,2 TWh, abaixo do valor implícito nas tarifas atualmente em vigor (25,0 TWh).

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES

No segmento dos grandes consumidores abastecidos pela rede de transporte em alta pressão e por UAG propriedade de clientes considera-se que o consumo de gás terá um ligeiro acréscimo face ao ano gás anterior, com o encerramento da refinaria em Matosinhos em 2021. Simultaneamente, não se perspetiva a instalação de novos consumidores e considera-se que se mantém o regime de laboração dos consumidores existentes.

Assim, para 2022 e para 2023 a ERSE optou por assumir os consumos indicados pela REN para a globalidade dos grandes clientes (dos quais 0,9 TWh e 1 TWh respetivamente, estão associados aos consumos

⁴ Registe-se as previsões de redução a curto e médio prazo da produção térmica a carvão na Península Ibérica, devido aos seguintes fatores: 1) fim da produção das centrais a carvão em Portugal; 2) o descomissionamento previsto das centrais a carvão em Espanha até 2030, já em 2021 a energia produzida por estas centrais foi apenas de 5 TWh.

associados a UAG propriedade de clientes). Para o ano gás 2022-2023 prevê-se um consumo para os grandes clientes em AP de 14,1 TWh e de 0,9 TWh para UAG propriedade de clientes, perfazendo 15,0 TWh.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS ABASTECIDO PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores agregados indicados pelos operadores das redes de distribuição são superiores à previsão do ORT para 2022 em 0,4 TWh e para 2023 em 0,6 TWh. Numa análise qualitativa, esta diferença poderá atribuir-se ao facto de os ORD terem um maior conhecimento das suas redes e incorporarem nas suas previsões ocorrências específicas, como seja a expansão geográfica da rede, a ligação de novos clientes ou alterações de consumos de clientes existentes. Em 2023, os ORD preveem um total de entregas a clientes na ordem dos 26,4 TWh, cerca de 1% acima da sua estimativa para 2022 (26,1 TWh).

Após ponderação, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de pontos de abastecimento (PA) previstos pelos ORD para 2022 e 2023, 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 26 novos polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se que o desenvolvimento desses polos será mais lento do que o previsto pela empresa, assumindo-se que a procura em 2022 e 2023 atingirá 50% e 40%, respetivamente, das previsões da empresa, quer para o consumo, quer para os pontos de abastecimento.

Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição, previsto pela ERSE, apresenta um acréscimo de 2,9% em dois anos, passando de 25,6 TWh em 2021 para 26,4 TWh em 2023. Para o ano gás 2022-2023 o valor adotado pela ERSE é de 26,3 TWh, o que representa um aumento de 1,7% em relação ao ano gás 2021-2022, cujo consumo previsto foi de 25,9 TWh.

PREVISÕES DO FORNECIMENTO DE GÁS PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

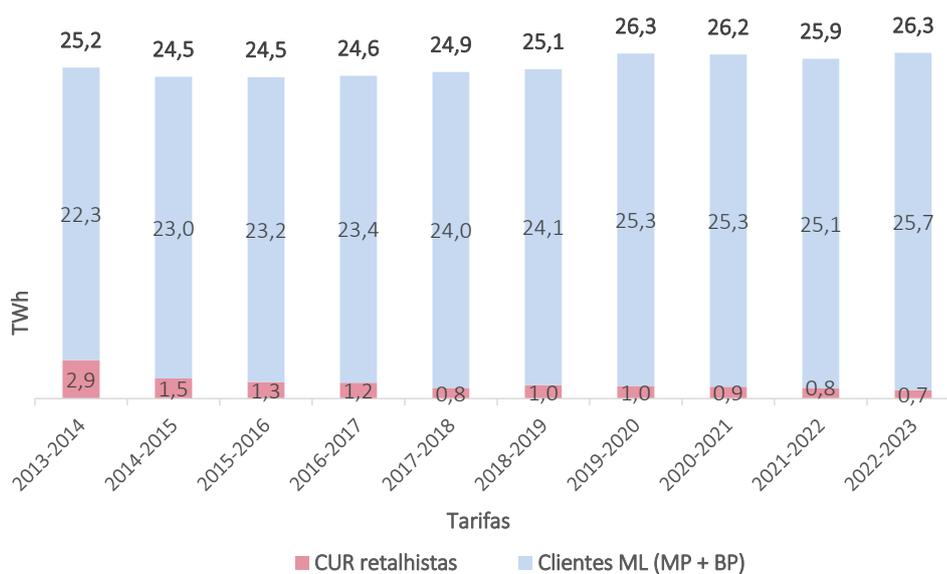
Na perspetiva comercial, há que considerar outro aspeto determinante na caracterização da procura: o ritmo de saída de clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) para comercializadores em mercado.

No quadro atual, os clientes de baixa pressão encontram-se num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. Os dados reais mais recentes (final do 2.º trimestre de 2021) para o segmento

com consumos anuais superiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de cerca de 99,5% do consumo e de 93,3% no número de clientes, enquanto o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ revelam uma quota de 80,4% do consumo e de 84,5% no número de clientes. Face a estes dados e por uma questão de prudência, a ERSE assumiu no cálculo tarifário as previsões das empresas, que deverão refletir a realidade atual do mercado nestes segmentos.

A Figura 2-4 apresenta os cenários de procura considerados no cálculo tarifário dos últimos anos, desagregados para o conjunto dos CURr 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 2-4 - Quantidades definidas para os comercializadores



3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2022-2023

O balanço de energia do Sistema Nacional de Gás (SNG) define as quantidades de gás para as entradas e para as saídas do SNG, nas infraestruturas da rede de transporte em AP e nas 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.

Este capítulo detalha os pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2022-2023.

3.1 METODOLOGIA DE PREVISÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS

A metodologia de previsão do balanço de energia deve conciliar a determinação global e agregada do consumo nacional (relacionada com indicadores de tendência, macroeconómicos, novos investimentos, etc.) com a informação individual das previsões regionais, elaboradas pelos diversos ORD e comercializadores.

Na previsão do consumo nacional foram consideradas as previsões do operador da rede de transporte para os grandes consumidores industriais em AP, dos ORD para os consumidores de menor dimensão (residenciais, terciário e pequena indústria), assim como as previsões individuais efetuadas pela ERSE para cada centro electroprodutor ligado à Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG).

Em seguida sumarizam-se os diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNG para o ano gás 2022-2023.

3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNG

APROVISIONAMENTO DE GÁS

- Para o ano gás 2022-2023 e com base no último ano gás real 2020-2021, assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de GNL e das interligações, de 92% e 8%, respetivamente, verificando-se assim um aumento do aprovisionamento através do Terminal de GNL em 2%, em relação ao considerado nas tarifas do ano gás 2021-2022.

- O abastecimento dos consumos de gás em Portugal continental para o ano gás 2022-2023 é determinado 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.
- Dado o histórico recente, considera-se para o ano gás 2022-2023 as quantidades de exportação para Espanha no VIP Ibérico, previstas pelo operador da Rede Nacional de Transporte de Gás para o ano gás 2022-2023.
- Adicionalmente, assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).

CENTROS ELETROPRODUTORES

- Tendo em conta o contexto de incerteza associado à guerra na Ucrânia, bem como os fatores expostos no capítulo 2, o consumo dos centros electroprodutores perspetivado pela ERSE para o ano gás 2022-2023 reflete o valor médio do consumo entre 2017 e 2021 das respetivas centrais, sendo 23,2 TWh para os dois anos, abaixo do valor implícito nas tarifas atualmente em vigor (25,0 TWh).

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Consideram-se as previsões da REN Armazenagem, para o ano gás 2022-2023, para as injeções e para as extrações do armazenamento subterrâneo.
- A previsão da energia média diária armazenada para o ano gás 2022-2023 tem como base a energia média armazenada real do ano 2021.
- Considera-se que no ano gás 2022-2023 estão em operação as 6 cavernas existentes.

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

- A ERSE optou por assumir as previsões do ORT para o ano gás 2022-2023, com um valor de 14,1 TWh para os consumos dos grandes consumidores em AP e um valor de 0,96 TWh para as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).
- Estas previsões implicam um acréscimo de 3% em relação aos consumos previstos pela ERSE para as tarifas do ano gás 2021-2022.

- A previsão do ORT para o ano gás 2022-2023 representa um decréscimo de 0,3% em relação à sua estimativa de consumo para o ano gás 2021-2022.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Para a definição da estrutura de quantidades de 2020-2021, foram consideradas as quantidades físicas de gás reportadas pelo ORT para esse ano gás. 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.
- Nas previsões de quantidades para o ano gás 2022-2023 foram consideradas as quantidades previstas por cada um dos ORD, exceto para a Sonorgás, correspondendo a um valor total de 26,3 TWh.
- Para a Sonorgás, e de acordo com os dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 26 novos polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se que o desenvolvimento desses polos será mais lento do que o previsto pela empresa, assumindo-se que a procura em 2022 e 2023 atingirá 50% e 40%, respetivamente, das previsões da empresa, quer para o consumo, quer para os pontos de abastecimento.

COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

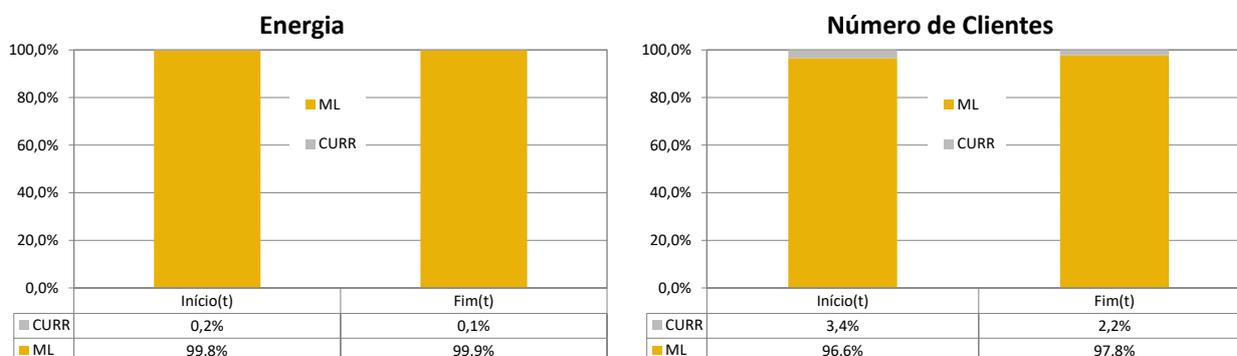
- Prevêem-se consumos e número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para os clientes em Baixa Pressão com consumo anual de gás superior a 10 000 m³ (BP>) são extintas em 31 de dezembro de 2022, ou seja, no final do 1.º trimestre do ano gás 2022-2023. A partir do dia 1 de janeiro de 2023 os clientes em BP> que permaneçam no CUR serão faturados através da tarifa de fornecimento supletivo.
- No ano gás 2022-2023 a quota de mercado prevista para clientes ligados em Média Pressão (MP) é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2022-2023 a quota de mercado prevista para clientes ligados em Baixa Pressão com consumo anual de gás superior a 10 000 m³ (BP>) é em média de 99% (energia) e de 97% (número de clientes).

- No ano gás 2022-2023 a quota de mercado prevista para os clientes em Baixa Pressão com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m³ (BP<) é em média de 86% (energia) e de 87% (número de clientes).

ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA O ANO GÁS 2022-2023

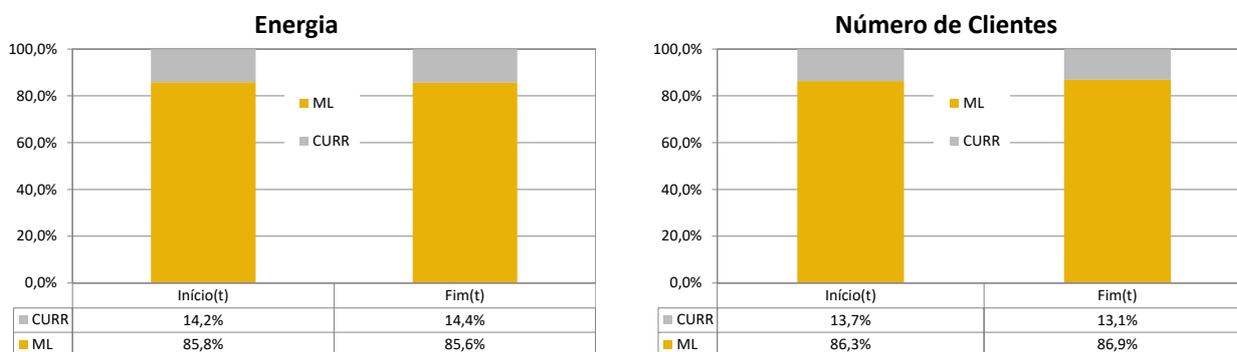
A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, para os segmentos de consumo de gás acima e abaixo de 10 000 m³ por ano.

Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2022-2023 no segmento de consumidores com consumo anual de gás superior a 10 000 m³



Legenda: ML – mercado liberalizado; CURr – comercialização de último recurso no mercado retalhista

Figura 3-2 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para o ano gás 2022-2023 no segmento de consumidores com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m³



Legenda: ML – mercado liberalizado; CURr – comercialização de último recurso no mercado retalhista

3.1.2 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, etc.

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 8 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.

3.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNG PARA O ANO GÁS 2022-2023

De acordo com as previsões recebidas das empresas, com a análise de tendência do consumo agregado e com os pressupostos apresentados, determina-se o balanço de energia do SNG para o ano gás 2022-2023. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da RNTG e da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG).

Quadro 3-1 - Balanço de gás na RNTG e na RNDG para o ano gás 2022-2023

BALANÇO DE GÁS NA RNTG			Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNTG			
1=1.1+1.2	1	Importação (Interligações internacionais)	5 210
	1.1	Campo Maior	5 210
	1.2	Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2	Terminal GNL	61 609
	2.1	Injeções RNT	59 329
	2.2	Camião cisterna	2 280
	2.3	Variação de existências	0
	3	Extracções do Arm. Subterrâneo	5 509
4=1+2+3	4	Total das Entradas no SNG	72 328
5=1+2.1+3	5	Entradas na RNTG	70 048
SAÍDAS DA RNTG			
	6	Exportação (Interligações internacionais)	1 782
	7	Injeções no Arm. Subterrâneo	5 509
	8	Centros electroprodutores	23 180
	9	Clientes industriais em AP	14 080
	10	Redes de distribuição (interligadas)	25 436
11=6+7+8+9+10	11	Total das Saídas da RNTG	69 987
	12	Variação das existências (Linepack)	0
	13	Perdas e autoconsumos na RNTG	61
14=8+9+10	14	Total de consumos da RNTG	62 696
15=11+12+13+15.1+15.2+17	15	Total das Saídas no SNG	72 328
	15.1	UAG Propriedade de clientes	956
	15.2	Exportação por camião-cisterna	436

BALANÇO DE GÁS NA RNDG			Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNDG			
16=10	16	Redes interligadas	25 436
	17	Redes abastecidas por UAG	889
18=16+17	18	Total de entradas na RNDG	26 325
SAÍDAS DA RNDG			
	19	Clientes em MP	17 900
	20	Clientes em BP	8 377
	21	Perdas e autoconsumos na RNDG	47
22=19+20+21	22	Total de saídas da RNDG (inclui perdas)	26 325
SAÍDAS DA RNDG			
23=22-21	23	Total de saídas na RNDG	26 278
	23.1	Beiragás	954
	23.2	Dianagás	90
	23.3	Sonorgás	170
	23.4	Duriensegás	234
	23.5	Lisboagás	4 577
	23.6	Lusitaniagás	9 077
	23.7	Medigás	101
	23.8	Paxgás	19
	23.9	REN Portgás	7 848
	23.10	Setgás	1 900
	23.11	Tagusgás	1 306

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

Além do balanço energético, a previsão da procura fornece também ao modelo tarifário dados sobre o número de clientes em cada rede e de cada agente, apresentado no quadro seguinte.

Quadro 3-2 - Balança do número de clientes no SNG para o ano gás 2022-2023

Unidades: n.º clientes

NÚMERO DE CLIENTES	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE	0	73	73
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		16	16
UAG Propriedade clientes		53	53
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	211 815	1 367 365	1 579 180
Beiragás	10 043	49 283	59 326
Dianagás	1 763	9 036	10 799
Sonorgás	1 151	29 981	31 132
Duriensegás	6 343	26 307	32 649
Lisboagás	90 472	447 317	537 789
Lusitaniagás	37 338	206 864	244 202
Medigás	4 232	21 458	25 690
Paxgás	1 391	4 854	6 245
REN Portgás	28 649	380 251	408 900
Setgás	25 380	153 585	178 964
Tagusgás	5 056	38 429	43 484
TOTAL CLIENTES DE GÁS	211 815	1 367 438	1 579 253

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infraestrutura e por comercializador de último recurso assenta na caracterização de quantidades na perspetiva de cada um destes agentes.

Em resumo, apresentam-se de seguida as quantidades de energia fornecidas pelos comercializadores de último recurso (CURr) e as quantidades no âmbito do mercado liberalizado (sujeitas ao pagamento das tarifas de acesso e a contratos bilaterais com os comercializadores de mercado). As quantidades apresentadas estão referidas ao ponto de medição.

Quadro 3-3 - Balço comercial de energia no SNG para o ano gás 2022-2023

Unidades: GWh			
BALANÇO COMERCIAL DE ENERGIA	CURr	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES NA REDE DE TRANSPORTE	0	38 216	38 216
Centros eletroprodutores		23 180	23 180
Clientes Industriais		14 080	14 080
UAG Propriedade Clientes		956	956
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	657	25 621	26 278
Beiragás	33	922	954
Dianagás	5	85	90
Sonorgás	3	167	170
Duriensegás	22	212	234
Lisboagás	269	4 308	4 577
Lusitaniagás	113	8 965	9 077
Medigás	9	92	101
Paxgás	3	16	19
REN Portgás	124	7 724	7 848
Setgás	60	1 840	1 900
Tagusgás	16	1 290	1 306
TOTAL CLIENTES DE GÁS	657	63 837	64 493

Nas previsões do Balço de Energia para o ano gás 2022-2023 o mercado liberalizado de gás tem uma importância assinalável, representando a larga maioria do consumo nacional. O quadro seguinte evidencia que, segundo a previsão, cerca de 98% do consumo de gás e 87% dos clientes estará no mercado livre.

Quadro 3-4 - Grau de liberalização do mercado de gás, previsto para o ano gás 2022-2023

Unid.: GWh				
		ML	MR	Total
Centros electroprodutores	RNTG	23 180	0	23 180
Clientes > 10 000 m ³		36 965	43	37 008
	RNTG	15 036	0	15 036
	RNDG	21 929	43	21 972
Clientes BP < 10 000 m ³		3 692	614	4 306
Total clientes		40 657	657	41 314
Total clientes + produtores reg ordinário		63 837	657	64 493

Unid.: Clientes				
		ML	MR	Total
Centros electroprodutores		4	0	4
Clientes > 10 000 m ³		4 844	153	4 997
	RNTG	69	0	69
	RNDG	4 775	153	4 928
Clientes BP < 10 000 m ³		1 362 590	211 662	1 574 252
Total clientes		1 367 434	211 815	1 579 249
Total clientes + produtores reg ordinário		1 367 438	211 815	1 579 253

Consumo			
		ML	MR
Clientes > 10 000 m ³		100%	0%
	RNTG	100%	0%
	RNDG	100%	0%
Clientes BP < 10 000 m ³		86%	14%
Total		98%	2%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Número de clientes			
		ML	MR
Clientes > 10 000 m ³		97%	3%
	RNTG	100%	0%
	RNDG	97%	3%
Clientes BP < 10 000 m ³		87%	13%
Total		87%	13%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

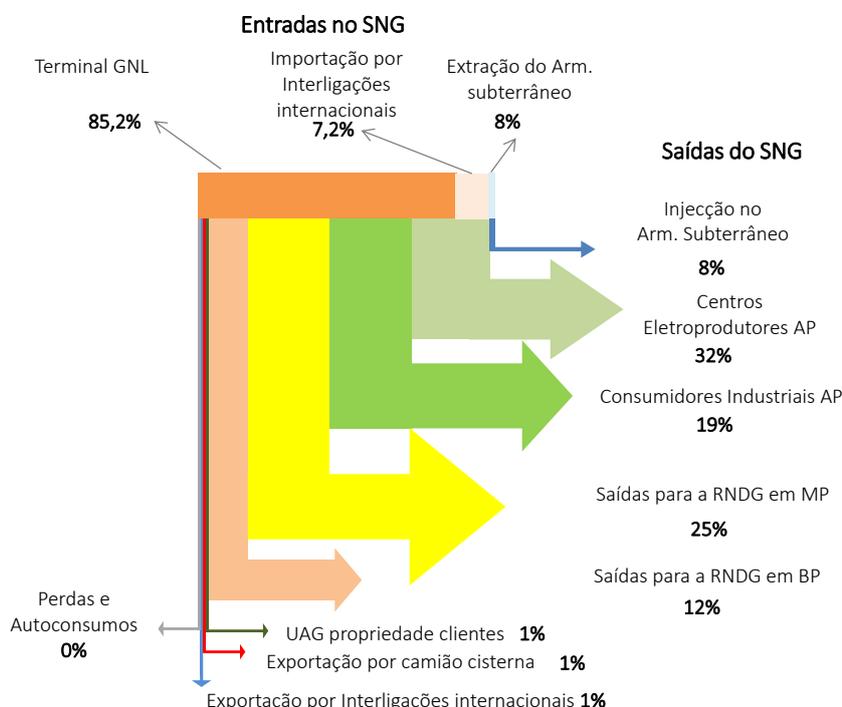
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNG

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 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 reduzida.

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

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNG previstos para o ano gás 2022-2023



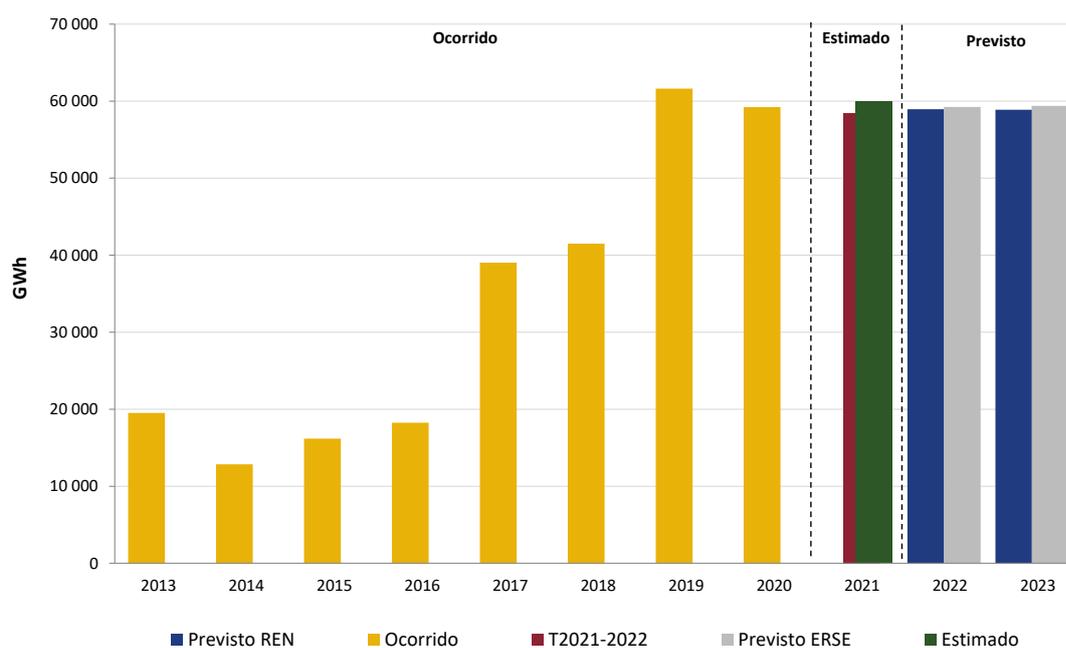
4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2022 E 2023

Tendo em conta a crise económica criada pela pandemia da COVID-19, que teve impacto no nível de procura de gás, principalmente durante o ano de 2020 e o eclodir da guerra na Ucrânia, com consequências imprevisíveis no horizonte temporal do próximo ano gás os valores relativos às previsões para 2022 e 2023 pressupõem o retorno a alguma normalidade do nível de procura, depois da recuperação já iniciada nos valores verificados em 2021, embora num contexto de elevada incerteza.

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 2022 e 2023. Desde 2018 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. As quantidades previstas à saída do Terminal de GNL, pela ERSE e pelo ORT, são muito semelhantes quer para 2022, quer para 2023, existindo ligeiras diferenças na estrutura de aprovisionamento e nas previsões dos consumos da ERSE para o SNG, que são superiores às do ORT.

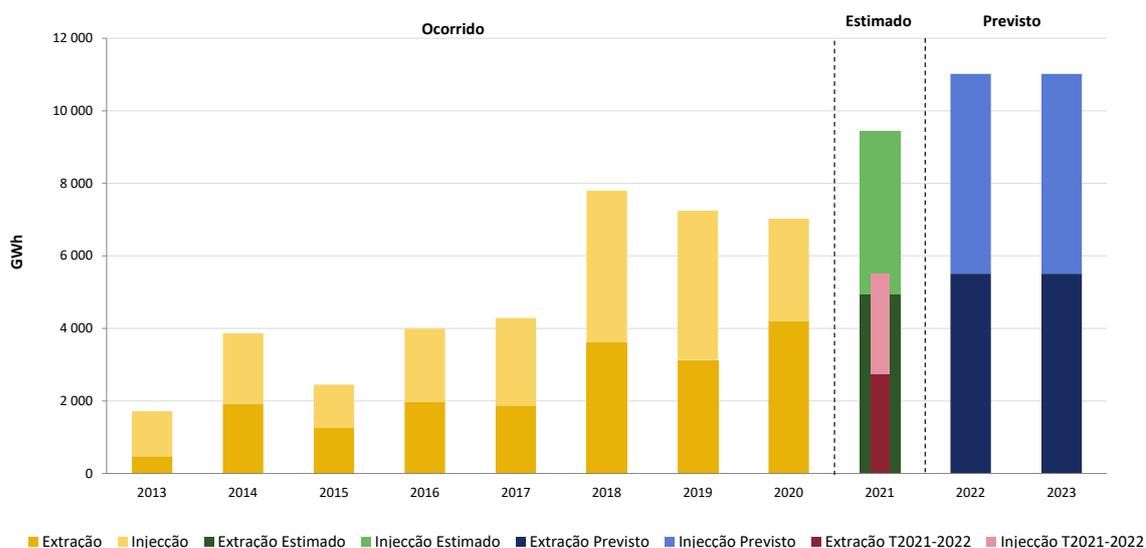
**Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTG
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)**



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

A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo (AS) é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2013 a 2020, a melhor estimativa para 2021 e os valores previstos pela empresa para 2022 e 2023, 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)**



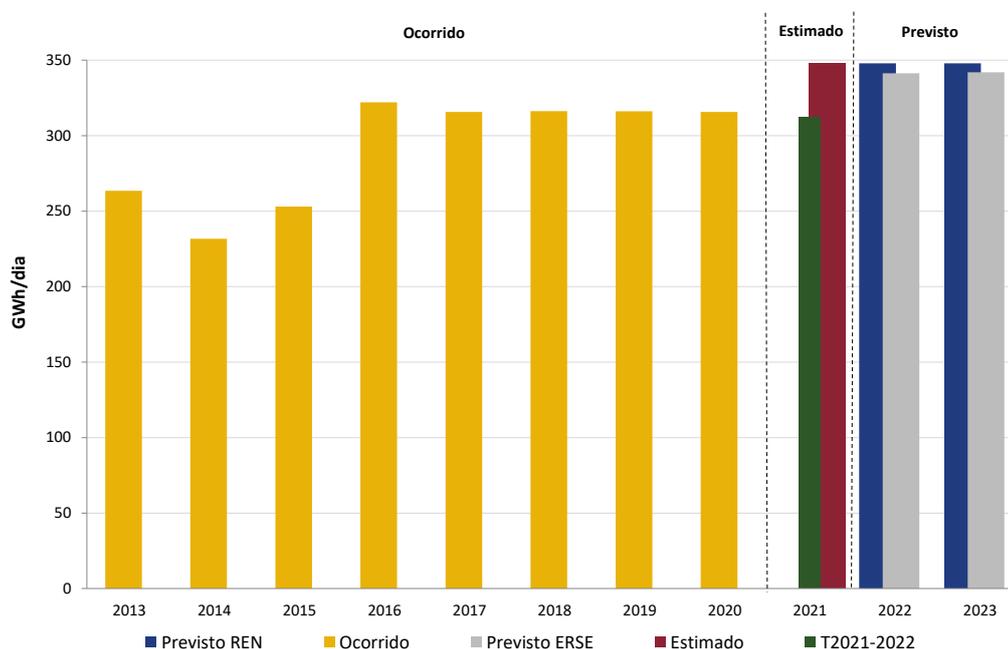
Nota: Os valores deste indutor de custo são obtidos no referencial de faturação e são diferentes dos valores físicos.

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 a soma dos máximos de capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte⁵, que se observou nos últimos 12 meses. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização diária, não simultânea, da RNTG. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2013 e 2020, a melhor estimativa para 2021, bem como as previsões da ERSE e do ORT para 2022 e 2023.

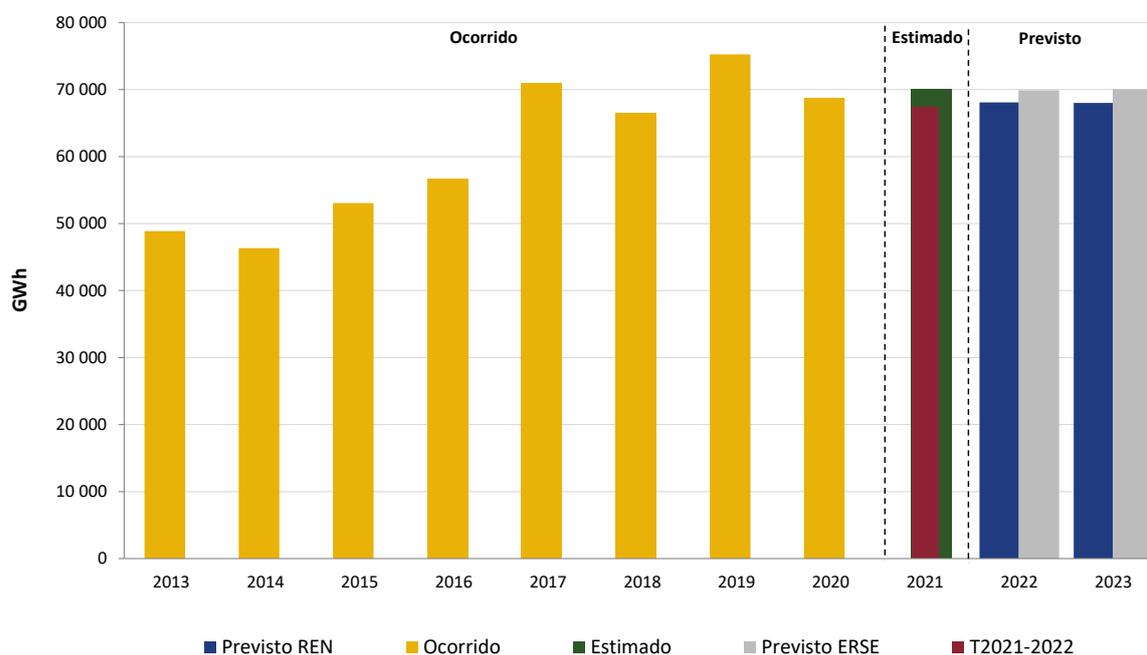
⁵ Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

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 quantidade anual de gás saída da RNTG não ser atualmente indutor de custo da atividade de transporte de gás, na Figura 4-4 é apresentada a evolução desta variável desde o ano 2013, bem como os valores previstos para os anos de 2022 e 2023. As previsões da ERSE são muito próximas às do ORT para a energia saída da rede de transporte pelos motivos anteriormente assinalados para a previsão do consumo.

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 são apresentadas nos quadros seguintes.

Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDG para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos⁶

	Unidade: GWh	
	2022	2023
Beiragás	942	964
Dianagás	89	90
Sonorgás	158	174
Duriensegás	233	235
Lisboagás	4 553	4 583
Lusitaniagás	9 013	9 100
Medigás	100	102
Paxgás	19	19
Portgás	7 792	7 868
Setgás	1 896	1 905
Tagusgás	1 300	1 308
TOTAL	26 096	26 347

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 previsionais para 2022 e 2023 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-2 - Transferências de energia previstas entre as redes da Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás

Unid: GWh	Receção de outros ORD		Fornecimento a outros ORD	
	2022	2023	2022	2023
Tagusgás	10	10	81	81
Lusitaniagás	81	81	0	0
Setgás	0	0	10	10

O Quadro 4-3 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. Os valores do número de pontos de abastecimento são os previstos pelos ORD para 2021 e 2022, com a exceção da Sonorgás, cuja previsão foi revista pela ERSE de acordo com os pressupostos apresentados no capítulo 2 deste documento.

⁶ 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 4-3 - Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: N.º médio Pts Entrega

	2022	2023
Beiragás	58 451	59 623
Dianagás	10 643	10 854
Sonorgás	28 239	32 025
Duriensegás	32 277	32 772
Lisboagás	536 747	538 140
Lusitaniagás	241 326	245 165
Medigás	25 223	25 848
Paxgás	6 206	6 259
Portgás	401 363	412 197
Setgás	177 517	179 442
Tagusgás	42 382	43 856
TOTAL	1 560 375	1 586 181

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

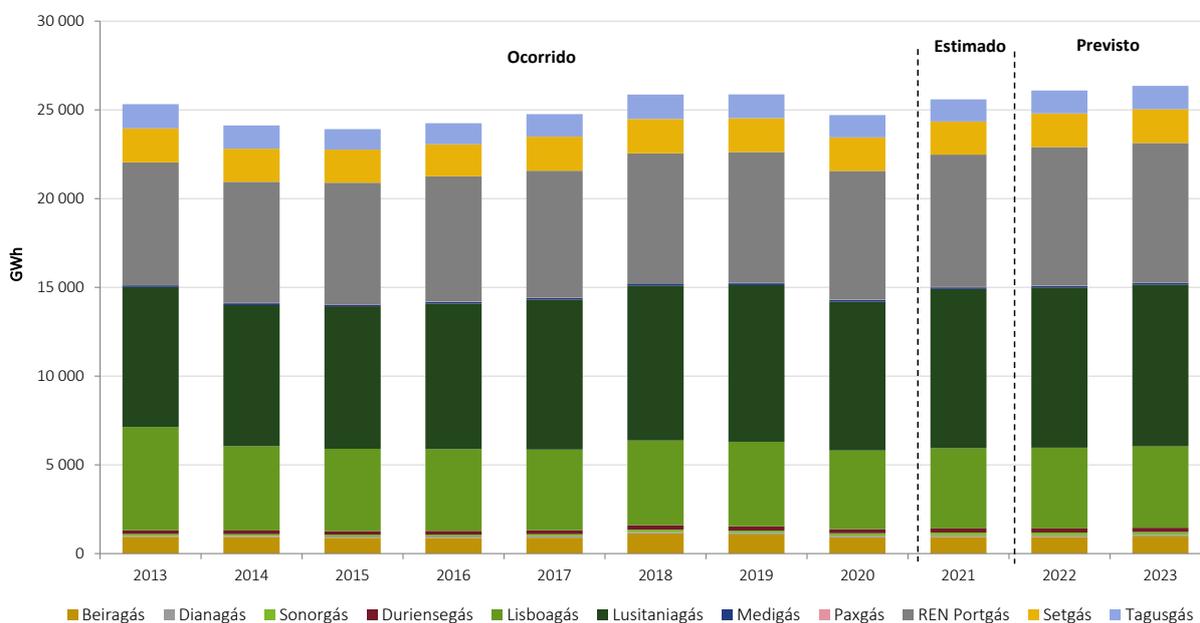
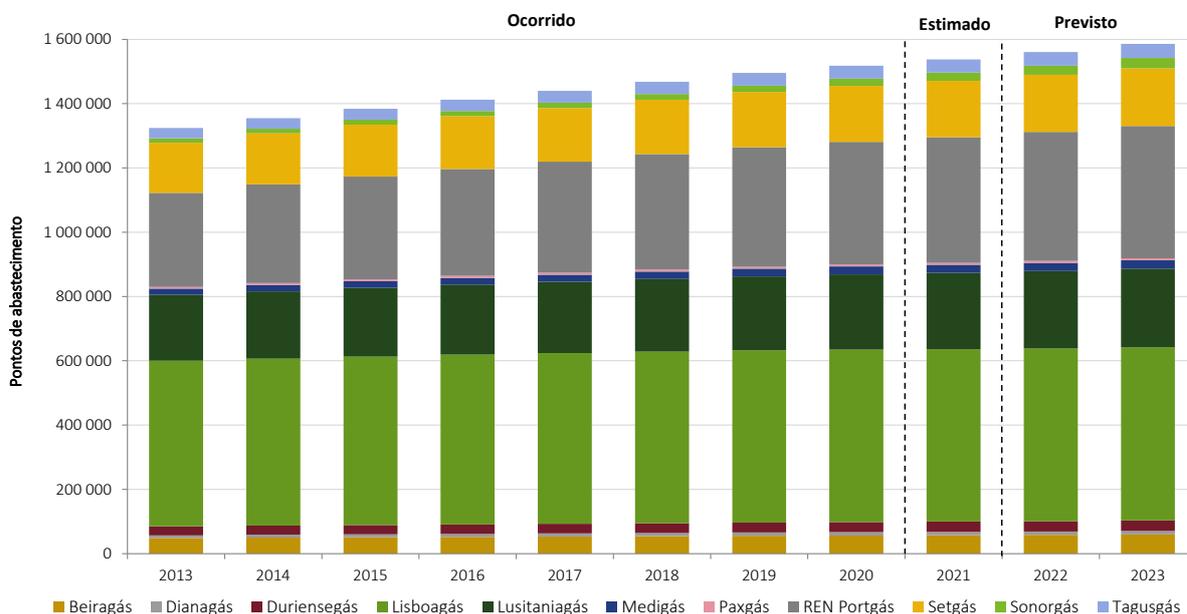


Figura 4-6 - Número médio de pontos de abastecimento da RNDG ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos



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

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-5 apresentam os valores adotados pela ERSE para a energia vendida e para o número de clientes por segmento (determinado a partir das médias trimestrais), para os comercializadores de último recurso, que correspondem às previsões das empresas.

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

	Unidade: GWh	
	2022	2023
CURR <10 000	644	604
CURR >10 000	73	33
TOTAL	717	637

Quadro 4-5 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: Média trimestral dos N.º médio de clientes

	2022	2023
CURR <10 000	222 100	208 307
CURR >10 000	236	115
TOTAL	222 336	208 422

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 4-6 e o Quadro 4-7 apresentam os valores considerados para estas duas variáveis, por escalão, para cada CUR, que correspondem aos valores previsionais das empresas, por estarem em linha com a tendência verificada nos últimos anos de transferência tanto de consumidores, como de consumo de gás para os comercializadores de mercado.

No entanto, importa referir que de acordo com a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão e com consumo anual de gás superior a 10 000 m³ é até 31 de dezembro de 2022, pelo que estes clientes, em 2023, serão fornecidos de acordo com o regime supletivo estabelecido no n.º 5, do artigo 16.º, do Regulamento Tarifário.

Quadro 4-6 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: GWh

	2022			2023		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	31	4	35	29	2	32
Dianagás	5	0	5	5	0	5
Sonorgás	5	0	5	3	0	3
Duriensegás	23	0	23	22	0	22
Lisboagás	263	23	286	248	15	264
Lusitaniagás	107	14	121	101	9	110
Medigás	9	2	11	8	0	8
Paxgás	3	0	3	3	0	3
EDP Gás	125	20	146	117	0	117
Setgás	58	6	64	55	4	59
Tagusgás	14	5	19	12	3	15
TOTAL	644	73	717	604	33	637

Quadro 4-7 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: Média trimestral dos N.º médio de clientes

	2022			2023		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	10 407	18	10 425	9 910	12	9 922
Dianagás	1 847	0	1 847	1 735	0	1 735
Sonorgás	1 469	0	1 469	1 046	0	1 046
Duriensegás	6 565	0	6 565	6 272	0	6 272
Lisboagás	94 515	86	94 601	89 101	57	89 158
Lusitaniagás	38 764	32	38 796	36 854	19	36 873
Medigás	4 435	2	4 437	4 166	0	4 166
Paxgás	1 461	0	1 462	1 367	0	1 367
EDP Gás	30 659	65	30 725	27 941	6	27 947
Setgás	26 570	19	26 589	24 986	12	24 998
Tagusgás	5 408	14	5 421	4 931	8	4 939
TOTAL	222 100	236	222 336	208 307	115	208 422

5 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

Neste capítulo são apresentados os pressupostos utilizados na definição das quantidades consideradas (i) na rede de transporte e infraestruturas de alta pressão, (ii) na rede de distribuição, (iii) nos comercializadores de último recurso retalhistas e (iv) nos comercializadores a atuar em regime de mercado.

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

5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

5.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS EM ALTA PRESSÃO

5.1.1.1 TERMINAL DE GNL

Na Figura 5-1 apresenta-se a energia média diária no armazenamento de GNL no Terminal de GNL, de 2018 a 2021. Na Figura 5-2 apresenta-se a variação diária da energia armazenada, para o mesmo período.

Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2018 a 2021

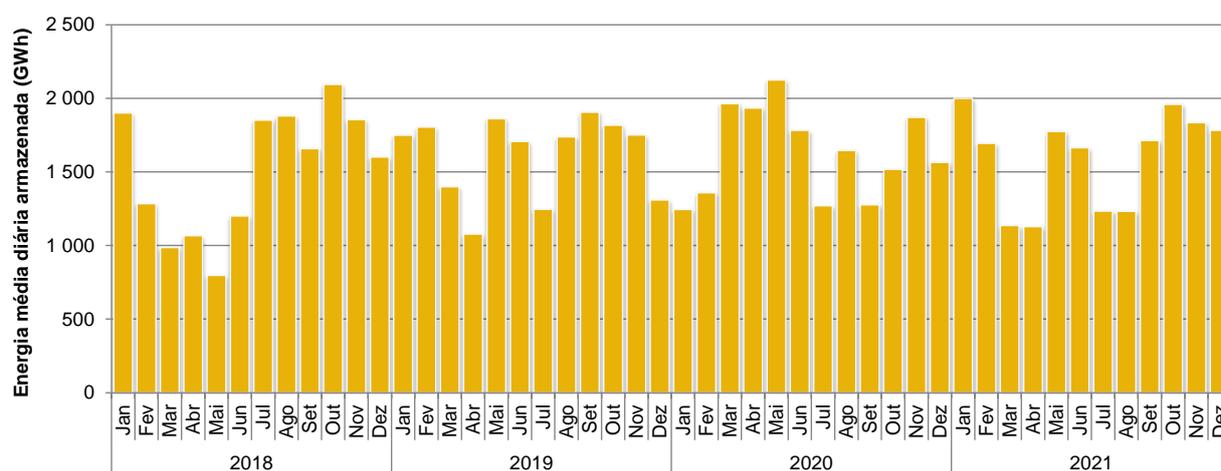
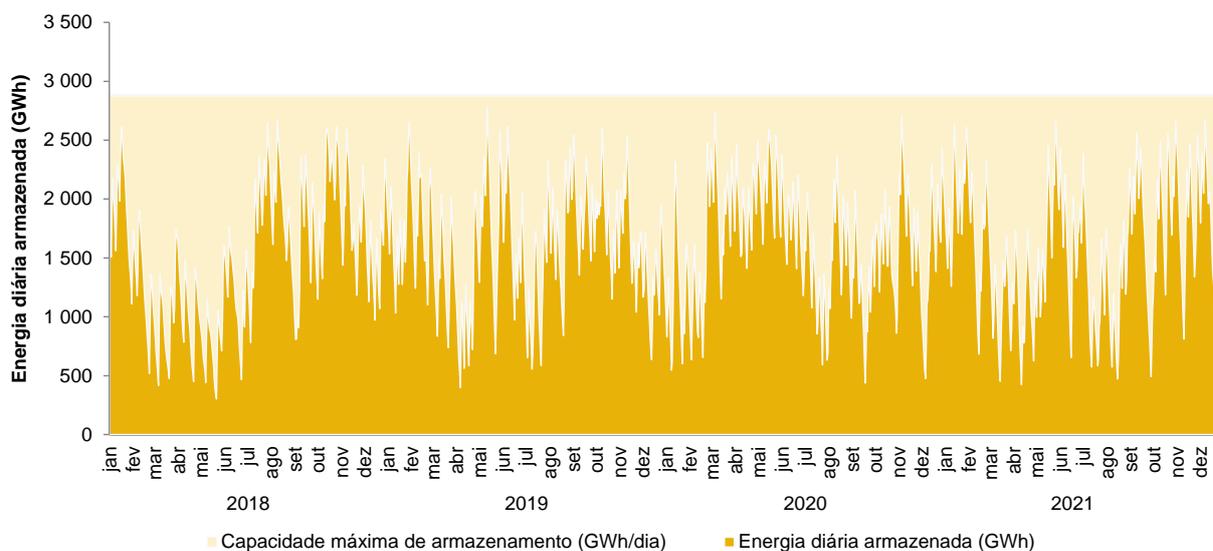


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2018 a 2021



Verifica-se que o valor diário máximo de energia armazenada durante 2021 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil nos tanques de GNL no mês de outubro, cerca de 2 670 GWh.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2021 é equivalente a aproximadamente 10 dias⁷ do consumo médio nacional.

Na Figura 5-3 e Figura 5-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, no período de 2018 a 2021.

⁷ Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2021 na RNTG de 61,7 TWh.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2018 a 2021

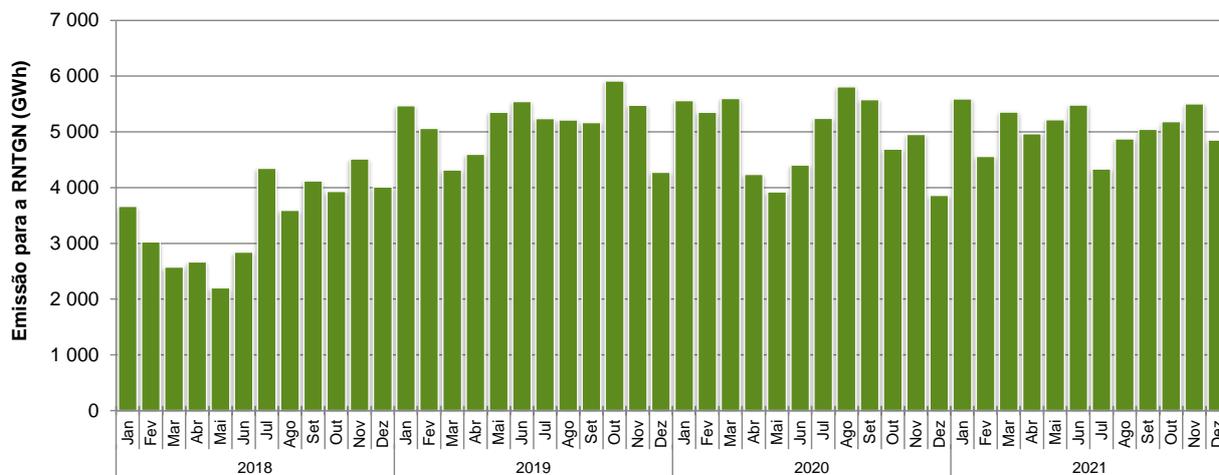
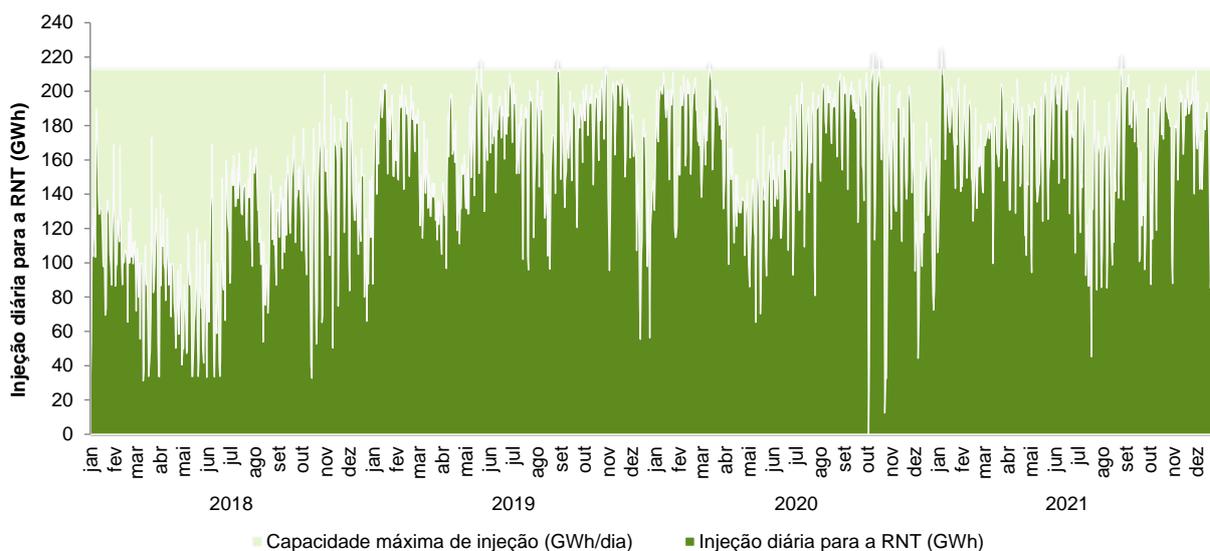


Figura 5-4 - Emissão diária de gás do Terminal de GNL para a RNTG, de 2018 a 2021



Em 2021, a emissão de gás para a RNTG correspondeu a uma modulação ⁸ de cerca de 270 dias (utilização de 74%), valor bastante elevado.

Na Figura 5-5 e Figura 5-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás para os camiões cisterna, de 2018 a 2021.

⁸ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total regaseificada em 2021 e a capacidade máxima verificada em 2021.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2018 a 2021

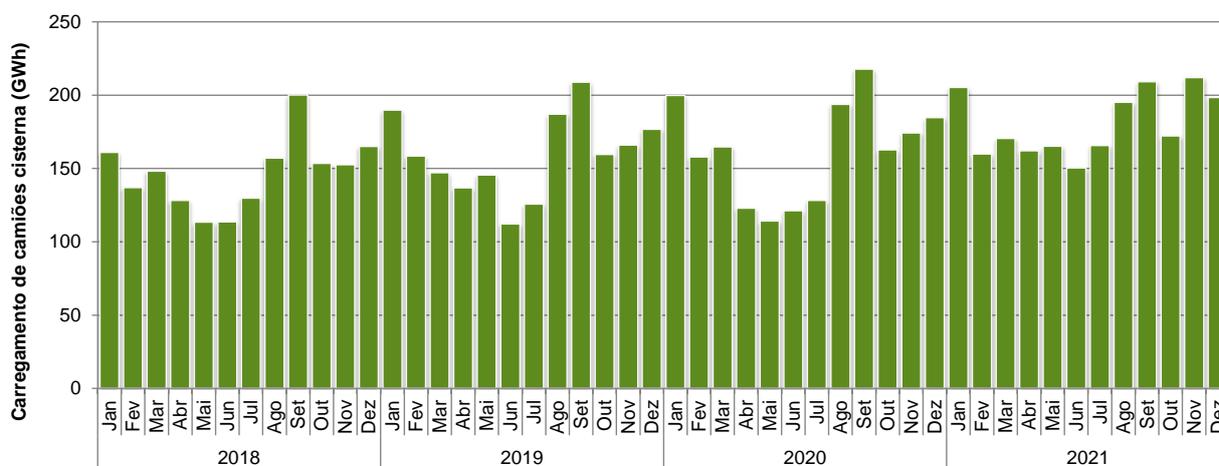
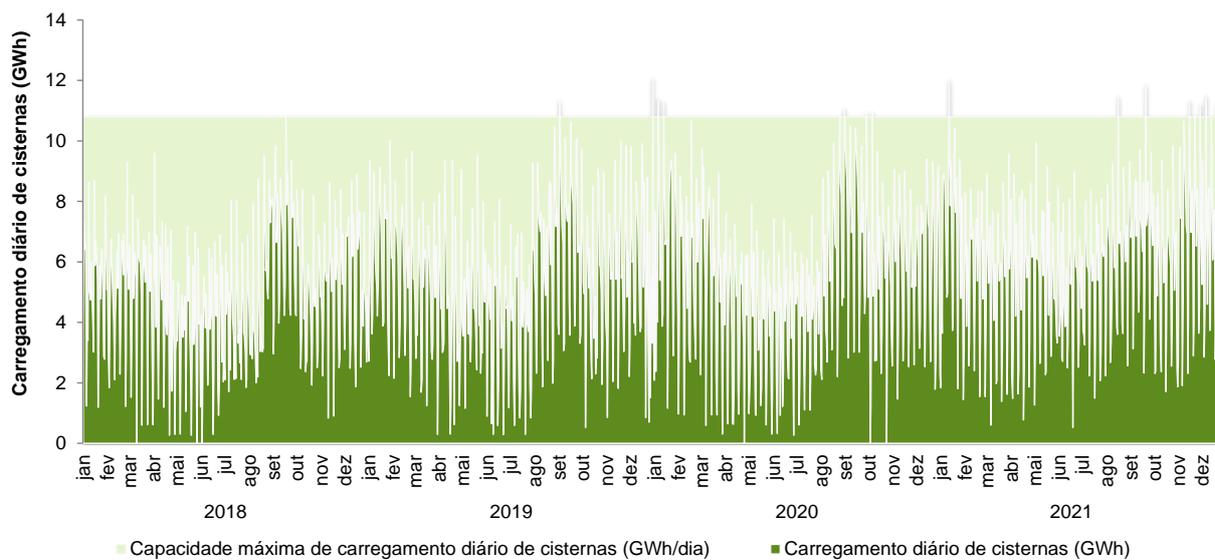


Figura 5-6 - Carregamento diário de gás do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2018 a 2021

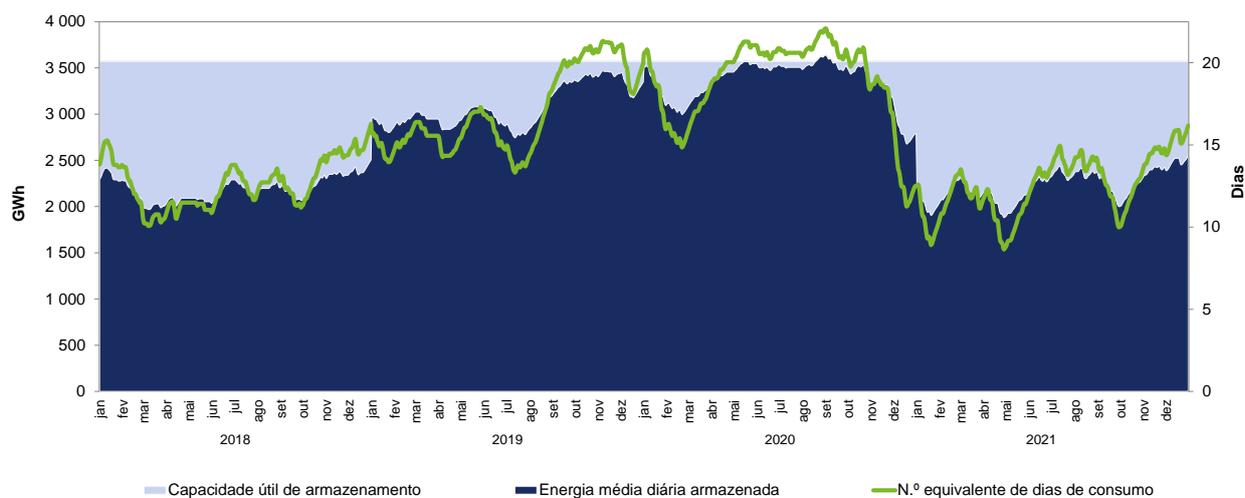


Em 2021, a emissão de gás para o carregamento dos camiões cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 180 dias (utilização de 49%).

5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2018 a 2021. Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2021 oscilou entre os 9 e os 16 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2018 a 2021

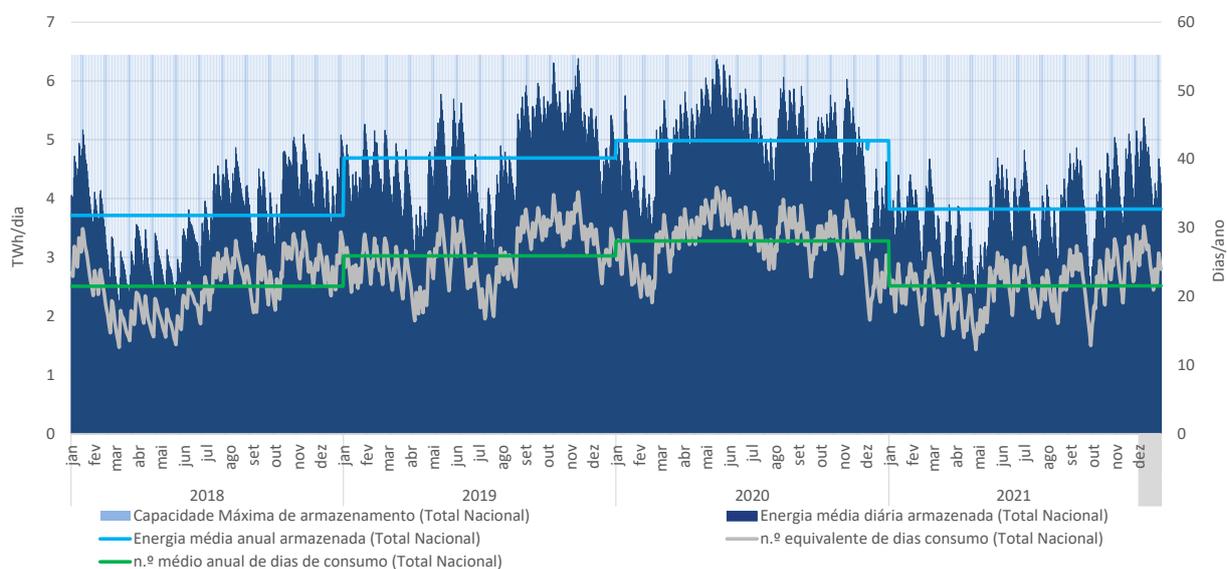


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG: ano 2018 (62,5 TWh), ano 2019 (66,1 TWh), ano 2020 (64,96 TWh) e ano 2021 (61,7 TWh).

5.1.1.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS

Na Figura 5-7 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 2018 a 2021.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de GNL, de 2018 a 2021



Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTG: ano 2018 (62,5 TWh), ano 2019 (66,1 TWh) e ano 2020 (64,96 TWh) e e ano 2021 (61,7 TWh).

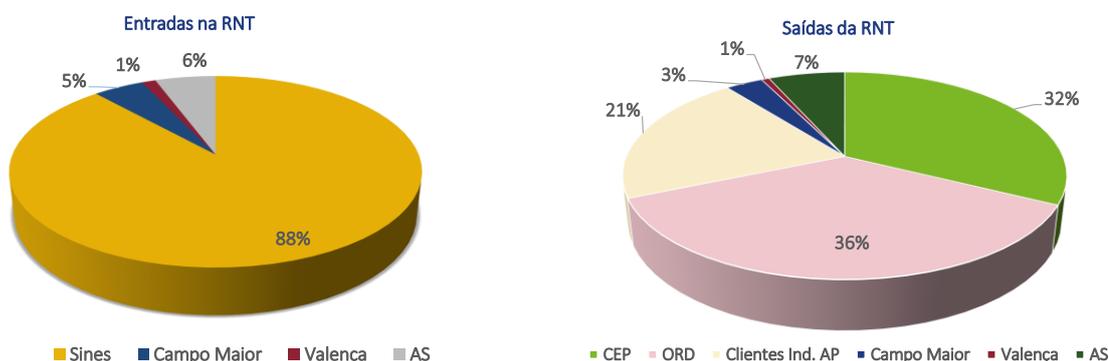
Em 2021, verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de GNL, foi em média, de 22 dias do consumo médio diário nacional.

5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNTG em 2021, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNTG. Em termos de entradas, o Terminal de GNL e o VIP⁹ representaram 88% e 6%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou 6%, em relação ao total de entradas na RNTG. Em termos de saídas, os consumos dos centros electroprodutores (CEP), dos clientes industriais em AP, dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2021, 32%, 21%, 36% e 7%, respetivamente, do total das saídas da RNTG. Verificou-se que em 2021 a exportação por Campo Maior, representou aproximadamente 3% do total das saídas.

⁹ Define-se o VIP como a agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNTG, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2021

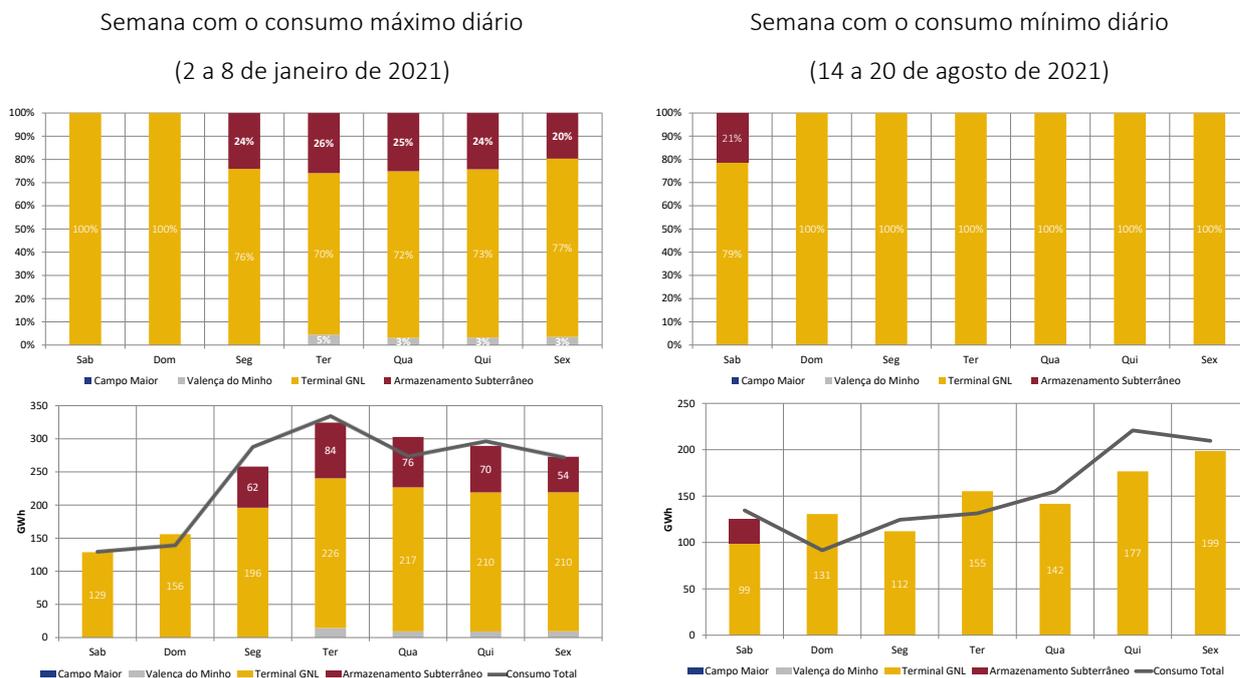


Na Figura 5-10 caracterizam-se as entradas na RNTG (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o consumo máximo, quer o consumo mínimo de gás, durante o ano de 2021.

O consumo máximo de gás (333 GWh/dia) na RNTG ocorreu no dia 5 de janeiro de 2021 (terça-feira) e o consumo mínimo de gás (91,5 GWh/dia) ocorreu no dia 15 de agosto de 2021 (domingo). No entanto, o dia de maior consumo ¹⁰ pode não corresponder ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNTG. A capacidade máxima nas entradas (324 GWh/dia) ocorreu no dia 5 de janeiro de 2021 (terça-feira) e a capacidade mínima (98 GWh/dia) nas entradas ocorreu no dia 27 de dezembro 2021 (segunda-feira). A existência de *linepack* na RNTG e de injeções do armazenamento subterrâneo justifica a diferença entre os valores na entrada e na saída da RNTG. Entre as duas semanas com o mínimo consumo diário, o armazenamento subterrâneo e o terminal são utilizados para ajustar a oferta à procura de gás na RNTG.

¹⁰ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNTG para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

Figura 5-10 - Injeções na RNTG na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2021



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNTG de 2018 a 2021. 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 5-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG. A Figura 5-12 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNTG e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2021, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 57 dias/ano, representando uma utilização de 16% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG. Esta utilização é historicamente a mais baixa. Face a 2020 (59 dias/ano, representando uma utilização de 16% da sua capacidade máxima de injeção na RNTG), verificamos uma modulação inferior. Como a figura mostra, houve fluxo de exportação de gás para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2021, com uma modulação de injeção na RNTG de 46 dias/ano, representando uma utilização de 13% da sua capacidade máxima de injeção. De salientar que face ao ano 2021, o fluxo de exportação de gás para Espanha foi bastante mais elevado (modulação de 24 dias, representando uma utilização de 6% da sua capacidade máxima de injeção).

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás na interligação de Campo Maior, de 2018 a 2021

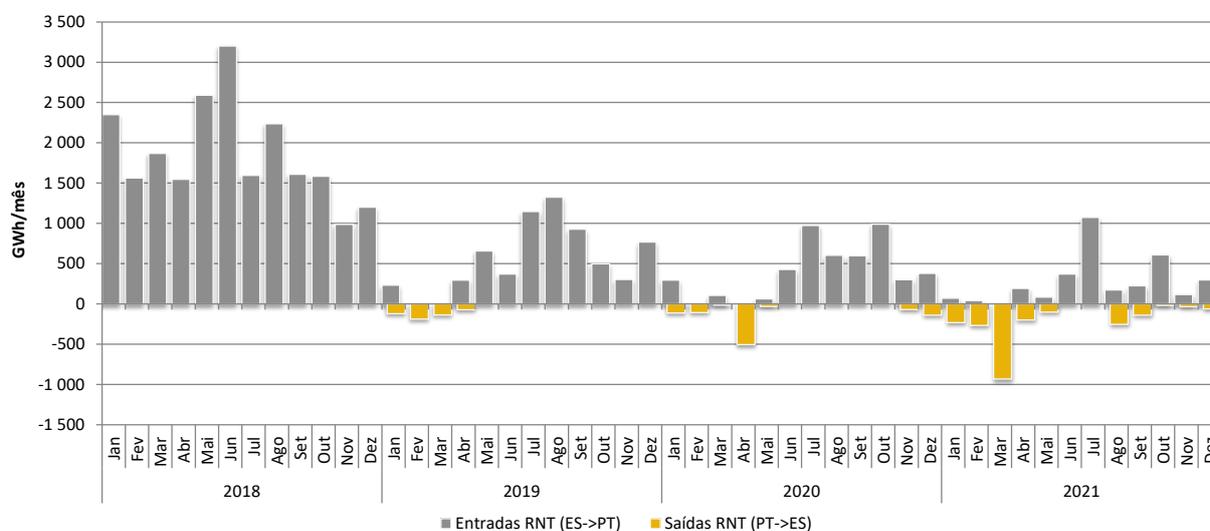
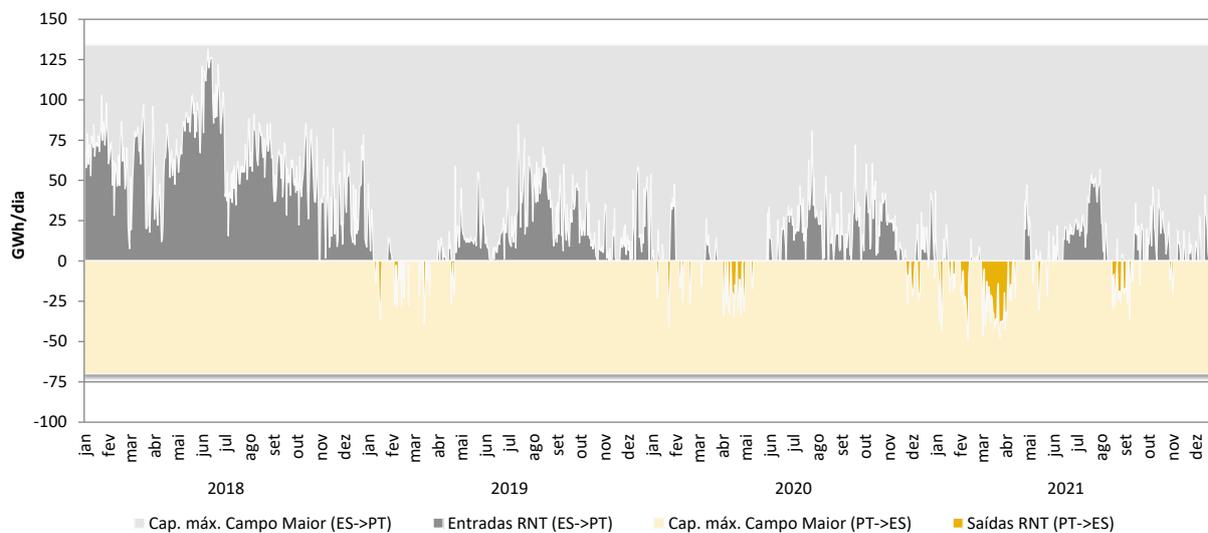


Figura 5-12 - Fluxo diário de gás na interligação de Campo Maior, de 2018 a 2021



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2018 a 2021 em termos de energia mensal injetada/extraída na RNTG. A Figura 5-14 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 2021, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNTG de 42 dias/ano, representando uma utilização de 12% da sua capacidade máxima de injeção.

Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás na interligação em Valença do Minho, de 2018 a 2021

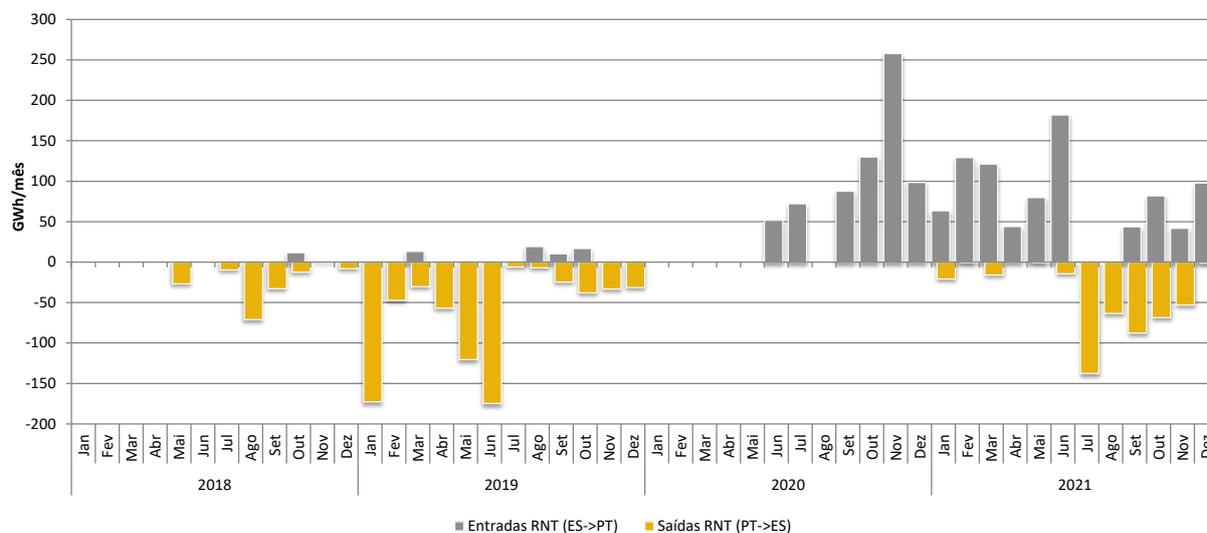
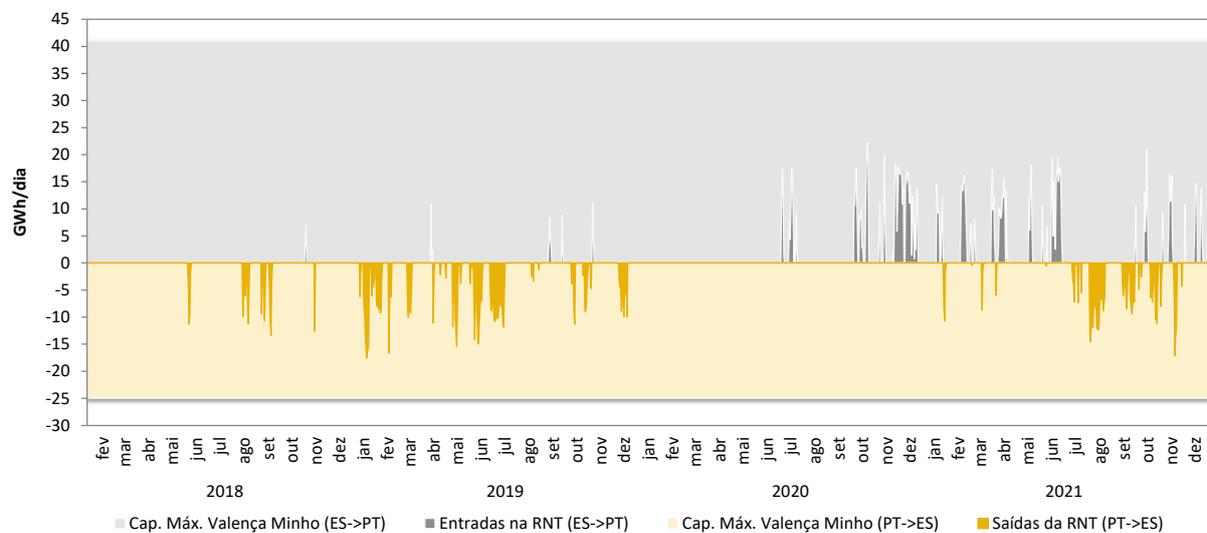


Figura 5-14 - Fluxo diário de gás na interligação em Valença do Minho, de 2018 a 2021



PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)

A Figura 5-15 e Figura 5-16 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 2018 a 2021. Em março de 2021 verificou-se exportação líquida para Espanha no VIP no valor de 948,6 GWh.

Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás no ponto virtual de interligação, de 2018 a 2021

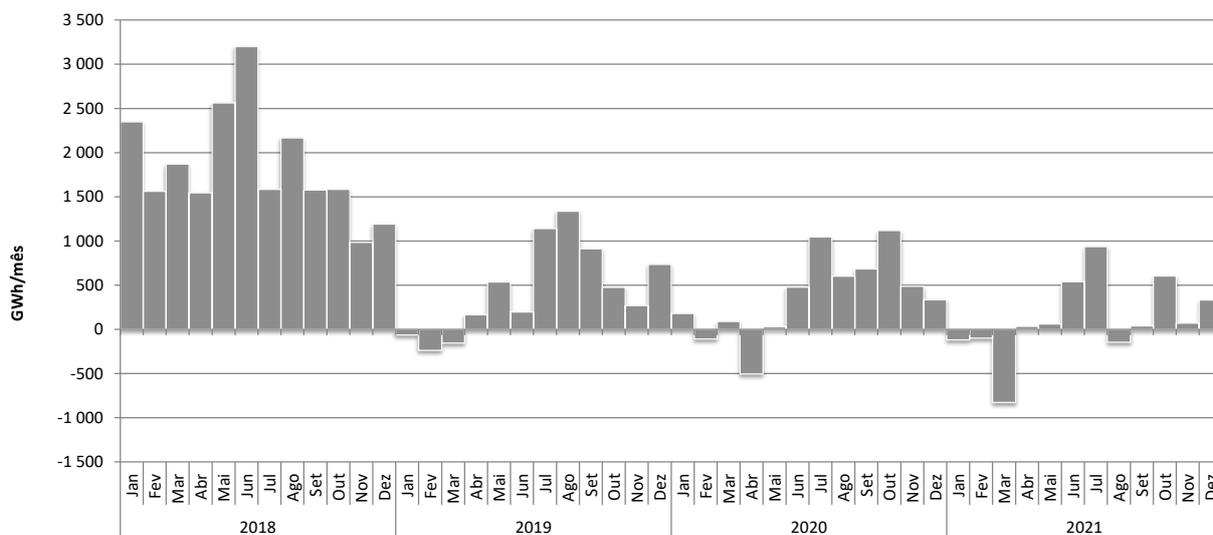
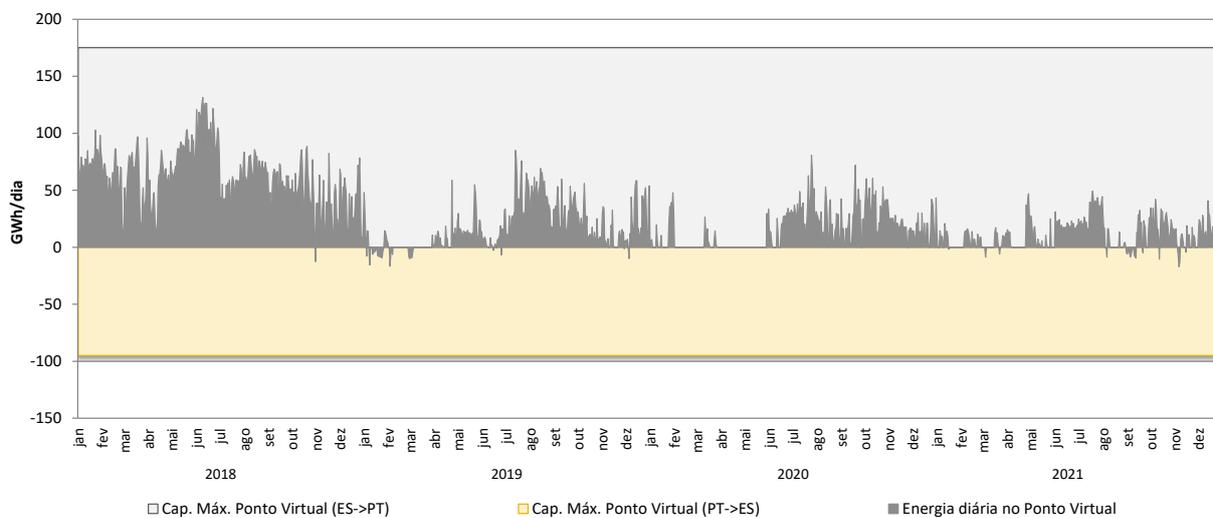


Figura 5-16 - Fluxo diário de gás no ponto virtual de interligação, de 2018 a 2021



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 5-17 caracteriza a fronteira entre a RNTG com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNTG de 2018 a 2021. A Figura 5-18 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 2018 a 2021.

Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2018 a 2021

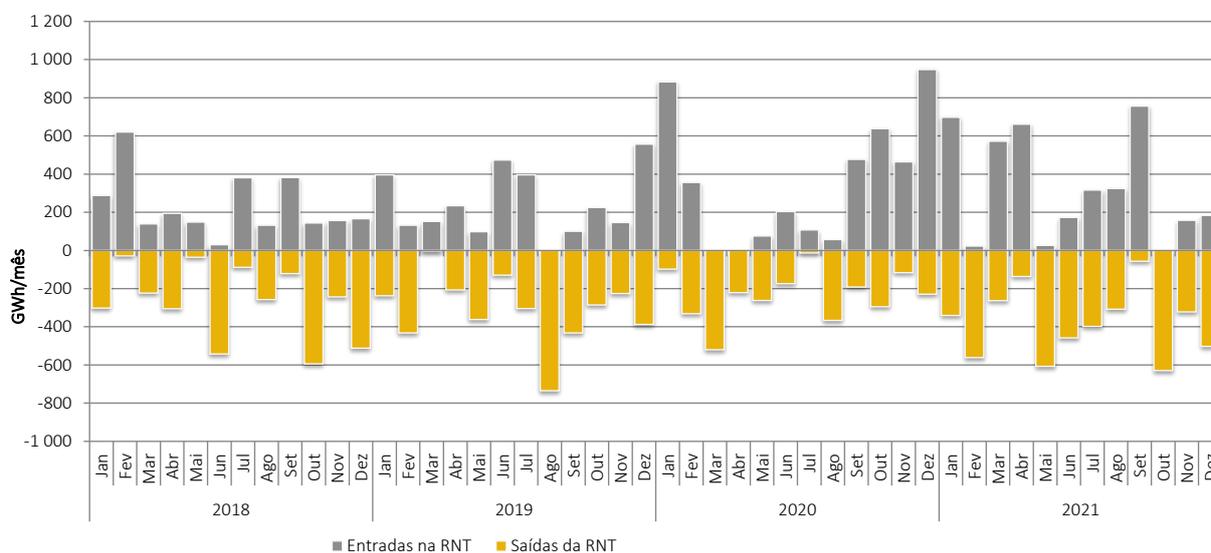
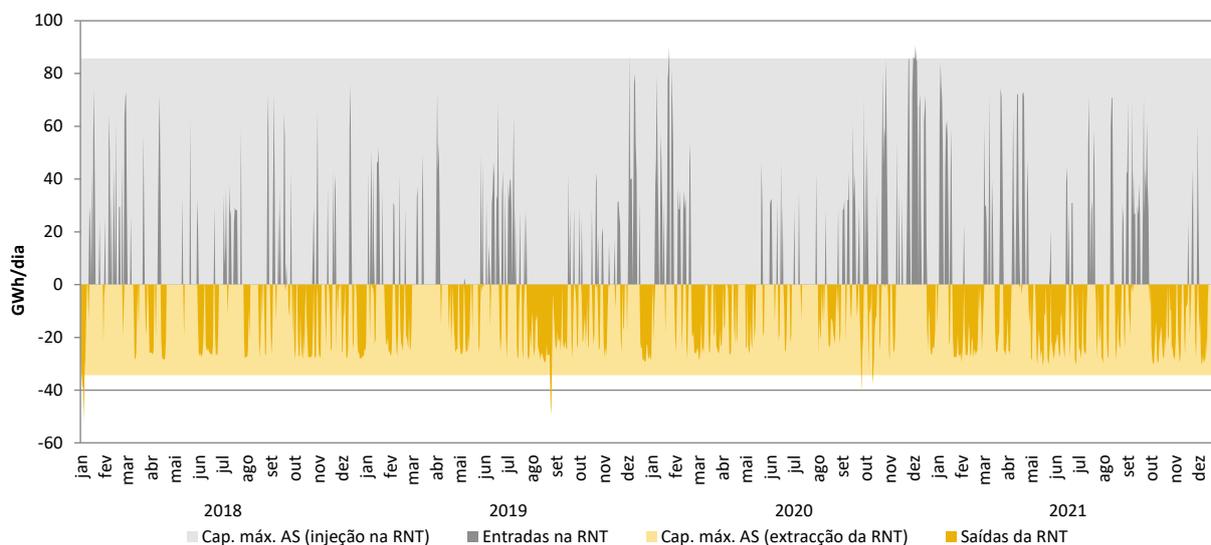


Figura 5-18 - Fluxo diário de gás na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2018 a 2021



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 2018 a 2021.

Em 2021, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração da RNTG de 149 dias/ano, representando uma utilização de 41% das suas capacidades máximas utilizadas em 2021.

Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2018 a 2021

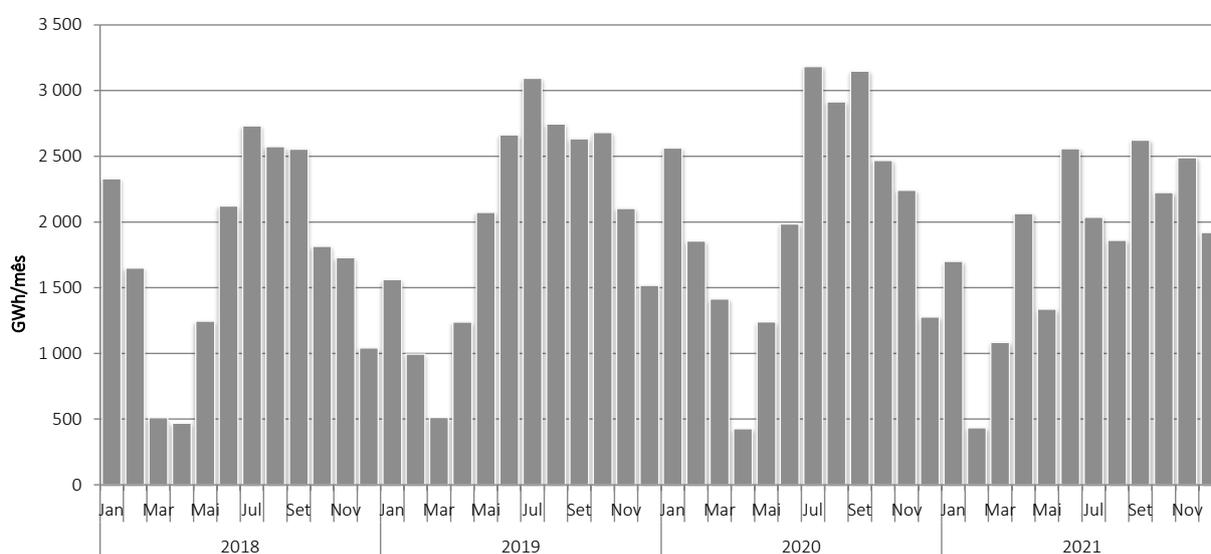
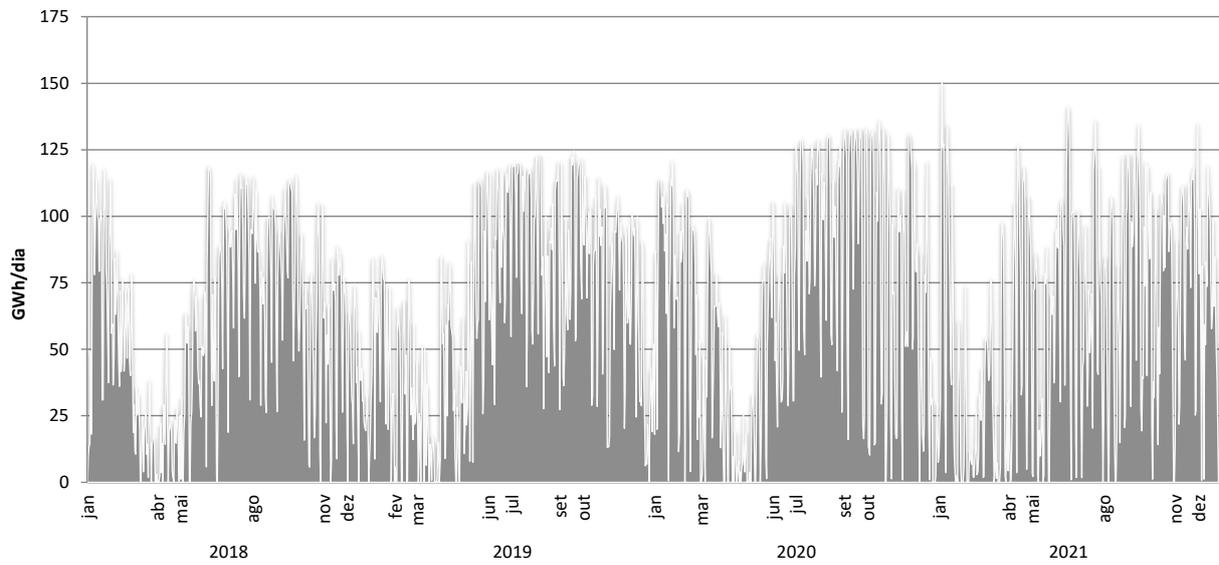


Figura 5-20 - Fluxo diário de gás na ligação com os centros eletroprodutores, de 2018 a 2021



CLIENTES INDUSTRIAIS EM ALTA PRESSÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNTG com os clientes em alta pressão, em termos de energia mensal e diária extraída da rede. Em 2021, verifica-se que os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNTG de 260 dias/ano, representando uma utilização de 71% das capacidades máximas verificadas em 2021. Verifica-se um decréscimo acentuado da modulação, face a 2020 (307 dias/ano, representando uma utilização de 90% das capacidades máximas).

Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2018 a 2021

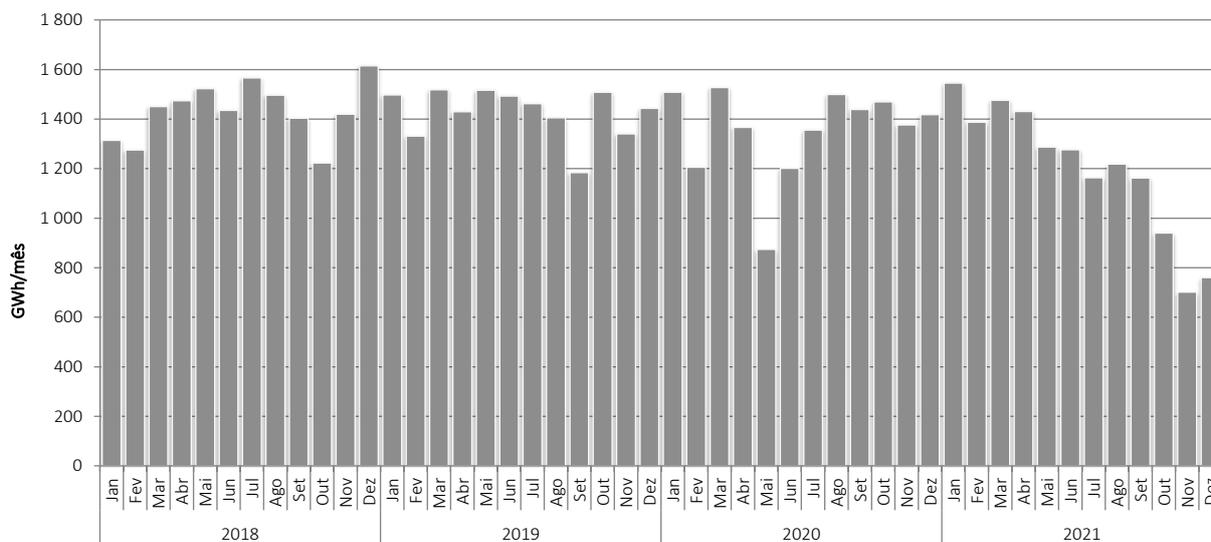
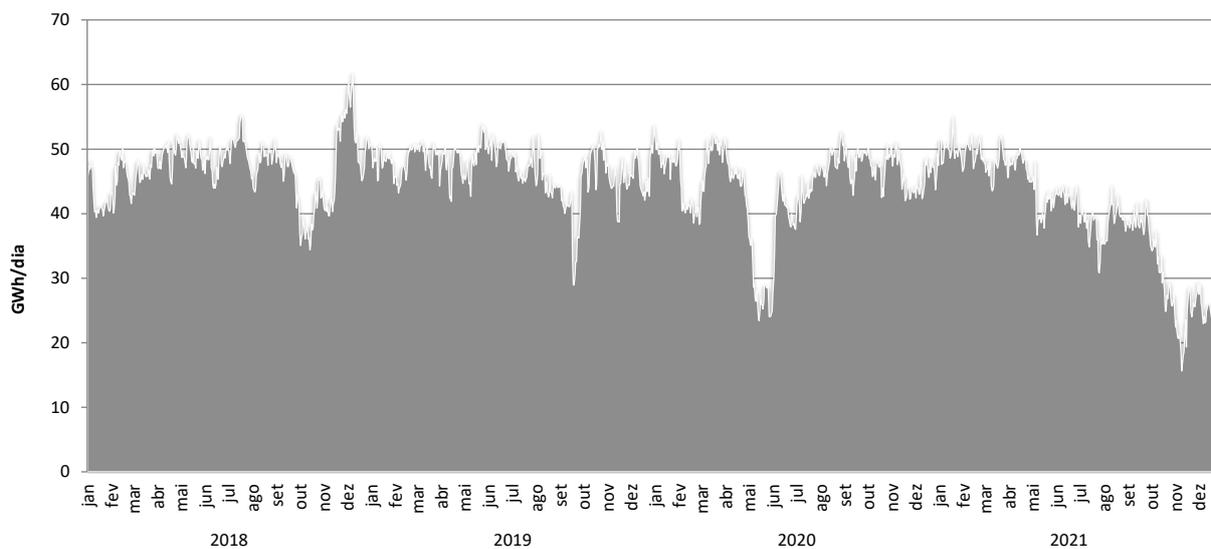


Figura 5-22 - Fluxo diário de gás na ligação com os clientes em alta pressão, de 2018 a 2021



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 2018 a 2021.

Em 2021, verifica-se que as entregas à RNDG correspondem a uma modulação de extração na RNTG de 246 dias/ano, representando uma utilização de 67% da sua capacidade máxima total de extração verificada em 2020.

Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2018 a 2021

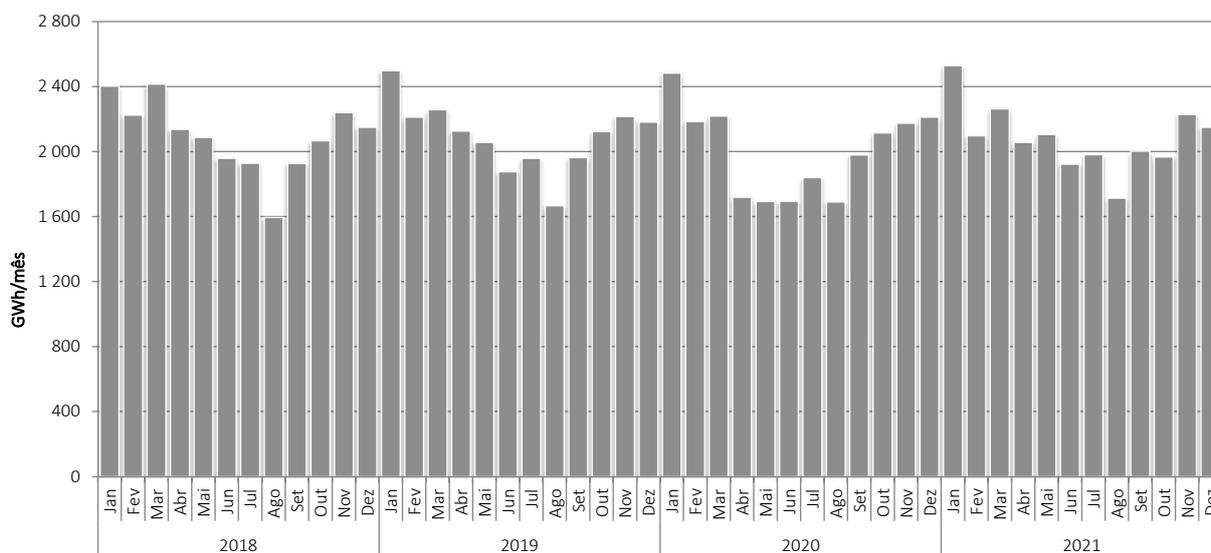
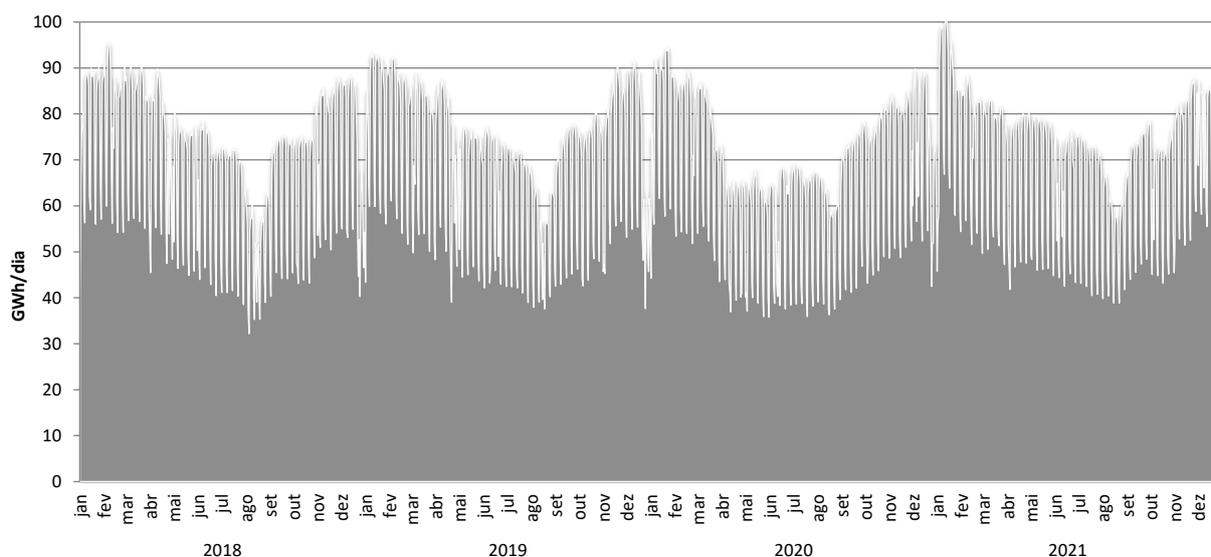


Figura 5-24 - Fluxo diário de gás nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição de Gás, de 2018 a 2021



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 2018 a 2021.

Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2018 a 2021

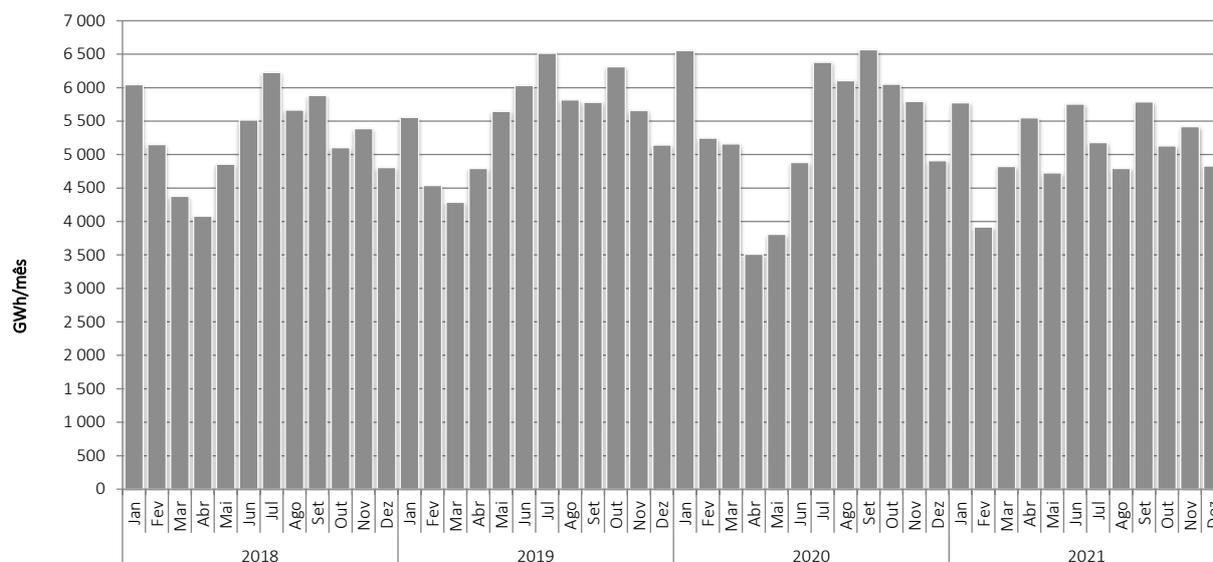
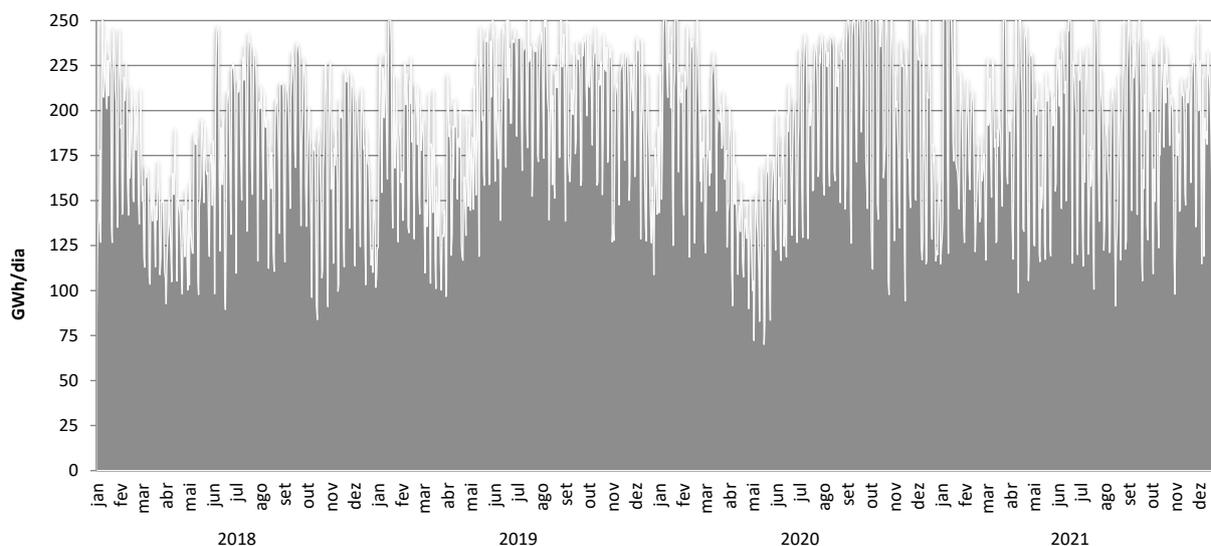


Figura 5-26 - Fluxo diário de gás do agregado das saídas da RNTG, de 2018 a 2021



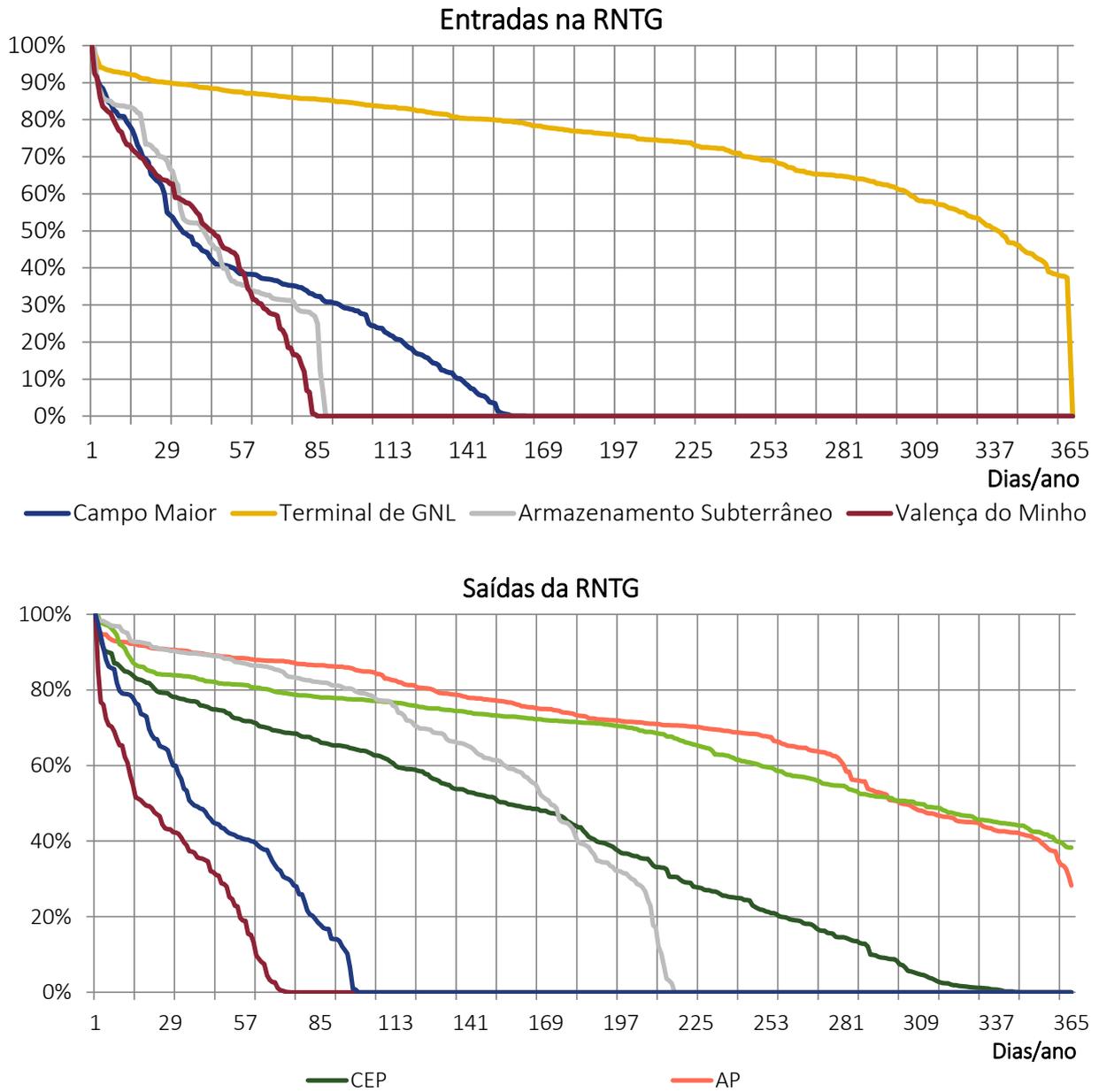
CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNTG EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

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 2021.

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 336 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 Valença do Minho.

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 123 dias, face a 2020 que apresentava valores de energia de 280 dias. No que respeita ao agregado das saídas para as RNDG, estes apresentam utilizações anuais superiores a 38% do valor máximo anual. Em 2021, o ponto de saída com menor utilização é Valença do Minho.

Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás nos pontos de entrada/saída da RNTG, em 2021, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto



5.1.2 PREVISÃO PARA A UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE NACIONAL DE GÁS E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

A utilização da RNTG e das infraestruturas em AP é especialmente afetada pela dinâmica no mercado grossista, no que diz respeito aos preços da energia nos mercados internacionais, e na existência de contratos de aprovisionamento de longo prazo. De facto, não apenas a origem do gás que entra na RNTG, oscila entre a interligação com Espanha (com origem na Argélia, por exemplo) e o terminal de GNL (com origem em países mais longínquos como a Nigéria), como ainda o consumo depende do preço do gás, na medida em que os centros eletroprodutores são especialmente sensíveis a esta variável.

De seguida identificam-se os factos mais relevantes com incidência na utilização da RNTG e das infraestruturas em AP, que se preveem para o ano gás 2022-2023, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada anteriormente.

- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás na estrutura de produção elétrica. Além da imprevisibilidade em termos de energia, também a capacidade máxima atingida, ligada à potência nominal das centrais, apresenta instabilidade enquanto variável de faturação. Neste caso, foi considerado um cenário ERSE, que prevê um pequeno decréscimo do consumo destes produtores, tendo em conta todos os fatores explicitados anteriormente neste documento (ver Capítulo 2).
- Na utilização da RNTG assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: VIP (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo no Carriço. 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 os clientes ligados diretamente à rede de AP, as redes de distribuição, o Terminal de GNL (contra fluxo), as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho 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.
- São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis.
- As quantidades de energia previstas para o Terminal de GNL resultam do balanço de energia apresentado no Capítulo 3, com a seguinte estrutura de aprovisionamento: (i) 92% da energia entra

pelo Terminal de GNL¹¹; (ii) 8% da energia entra pelas interligações. Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de GNL são iguais à soma das quantidades regaseificadas com as quantidades carregadas em cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (transhipment), para o ano gás 2022-2023.

- Considera-se que existe exportação de gás do VIP para Espanha.
- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 6 cavernas no ano gás 2022-2023, como descrito no capítulo 3.1.1.

5.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

5.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA

A análise de quantidades de gás na rede de distribuição foi determinada a partir da informação desagregada sobre a caracterização das quantidades no SNG em 2020-2021, enviada pelos vários agentes de mercado (ORT, ORD e CUR). Esta caracterização inclui as quantidades numa perspetiva global do consumo, bem como as quantidades associadas às variáveis de faturação do sistema tarifário.

REFERENCIAL DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS AOS CONSUMIDORES FINAIS

Devido a restrições dos equipamentos de medida instalados em cada ponto de entrega e para simplificar o sistema tarifário aplicável em segmentos de consumidores com menos informação, algumas das variáveis de faturação definidas não são aplicadas aos consumos na sua forma primária. Em vez disso, o conjunto de preços é simplificado procedendo-se a conversões de preços. Assim, caracterizam-se no quadro seguinte as variáveis de faturação em função da opção tarifária e da periodicidade da leitura.

¹¹ Considera-se que 1% das quantidades recebidas pelo terminal de GNL são destinadas a carregamento de camiões cisterna e não regaseificadas.

Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais

Variável de faturação	Longas Utilizações	Curtas Utilizações	Leitura Mensal	Flexível Anual	Flexível Mensal	Flexível Diária
Termo Tarifário Fixo	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	EUR/dia	n.a.
Energia	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh
Capacidade Utilizada	EUR/(kWh/dia)/dia	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Capacidade Base Anual	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.
Capacidade Mensal Adicional	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.	n.a.
Capacidade Mensal	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia	n.a.
Capacidade Diária	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	EUR/(kWh/dia)/dia

FATURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (KWH)

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). Esta comparabilidade é importante quer entre formas de energia diferentes, como a eletricidade, quer entre fornecimentos de gás em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás (em €/kWh) em AP é diretamente comparável com o preço de fornecimento de gás nos pequenos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás medido em unidades de volume é enquadrada em detalhe pelo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo. Em cada fatura, o comercializador deve demonstrar como se realiza a conversão entre volume medido nas condições particulares de cada ponto de entrega e energia.

Para o cálculo tarifário todas as quantidades são consideradas em unidades de energia.

5.2.2 DETERMINAÇÃO DAS CONVERSÕES DE QUANTIDADES E PERFILAGEM

Como referido, os equipamentos de medida e a periodicidade de leitura condicionam a informação disponível sobre as quantidades características do fornecimento de gás em cada ponto de entrega.

Uma vez que os contadores com capacidade de leitura diária estão disponíveis para os fornecimentos anuais superiores a 100 000 m³, considera-se que todos os clientes ligados às redes de distribuição com fornecimentos anuais superiores a 100 000 m³ estão nas respetivas opções tarifárias com leitura diária.

Nos consumidores domésticos apenas está disponível informação de consumo sobre a energia anual e o número de clientes, em cada escalão de consumo. Assim, é necessário estimar as restantes variáveis de faturação, para aplicação das tarifas por atividade no modelo tarifário. Em particular:

- A decomposição da energia nos períodos de fora de vazio e de vazio é estimada a partir da caracterização dos perfis diários das entregas agregadas nas redes de distribuição.
- A capacidade utilizada é estimada a partir da relação característica entre o consumo médio diário e o seu valor máximo durante o ano (modulação).

Relativamente à conversão de energia anual para energia em fora de vazio e vazio, utilizou-se uma relação de 96% para fora de vazio nos fornecimentos de BP< (consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m³). Nos fornecimentos em BP> (consumo anual de gás superior a 10 000 m³) e MP foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2020-2021. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94% e nos fornecimentos em MP é de 92%.

A modulação da capacidade utilizada, medida em dias, define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo. Na ausência de informação o consumo diário nos fornecimentos em BP< e nas opções tarifárias BP> e MP com leitura mensal, estima-se a capacidade utilizada a partir do seu consumo anual, através do parâmetro de modulação. Nas restantes opções tarifárias foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2020-2021. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos ≤ 10 mil m³/ano – modulação entre 29 e 39 dias
- 10 mil m³/ano < Consumos ≤ 100 mil m³/ano – modulação de 51 dias
- Consumos > 100 mil m³/ano – modulação de 65 dias

Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o fator de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário na metodologia de cálculo da tarifa de uso da rede de distribuição em MP. Este fator relaciona o consumo médio no período fora de vazio, dos consumidores ligados na rede de BP, com o valor máximo diário desse perfil agregado. É este valor máximo diário do perfil agregado de BP que é utilizado para determinar o montante de pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MP, imputável às redes de jusante. Considerou-se um valor de 1,5 para este fator.

5.2.3 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, ainda que aplicado de forma gradual nas tarifas de venda a clientes finais, obriga à definição de preços uniformes nas tarifas por atividade. Só assim se promove uma convergência tarifária para uma tarifa única 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 apresentada anteriormente e utilizando os mesmos pressupostos relativamente à modulação da capacidade utilizada ou à distribuição da energia entre os períodos de vazio e fora de vazio.

5.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A caracterização da procura no âmbito das tarifas transitórias de venda a clientes finais resulta da procura para efeitos da tarifa de acesso às redes. De facto, a procura na perspetiva dos operadores de rede resulta da soma da caracterização desagregada da procura dos clientes em mercado com a procura dos clientes dos comercializadores de último recurso.

Com base nas previsões de quantidades e de número de clientes para os ORD e para os CUR, foi definida a quota de mercado entre os fornecimentos à tarifa pelos CUR e os fornecimentos em mercado em cada rede de distribuição para o ano gás 2022-2023.

Estas quotas de mercado têm como base a informação disponibilizada pelos vários agentes. Para o ano gás 2022-2023 as quantidades de energia de cada ORD e cada CUR resultam da soma da energia prevista para

os 12 meses do ano gás. O número de clientes de cada ORD e de cada CUR, para o ano gás 2022-2023, resulta de uma média anual do número de clientes entre o último trimestre do ano gás 2022-2023 e o último trimestre do ano gás 2021-2022.

Resultam as seguintes quotas de mercado:

- A quota de mercado prevista para clientes ligados em Média Pressão (MP) é de 100%, em energia e em número de clientes.
- A quota de mercado prevista para clientes ligados em Baixa Pressão com consumo anual de gás superior a 10 000 m³ (BP>) é em média de 99% (energia) e de 97% (número de clientes).
- A quota de mercado prevista para os clientes em Baixa Pressão com consumo anual de gás inferior ou igual a 10 000 m³ (BP<) é em média de 86% (energia) e de 87% (número de clientes).

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, sendo estas fixadas separadamente para cada CUR. Os ORD aplicam aos CUR as tarifas de acesso às redes nacionais.

5.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME 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, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 77/2011, de 20 de junho, n.º 74/2012, de 26 de março, n.º 15/2013, de 28 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e determinou, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás aos clientes finais que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. 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 de Baixa Pressão com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ é 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, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, um regime semelhante, destinado a permitir a extinção, de forma gradual, de todas as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que prevê ainda a obrigação, aplicável aos comercializadores de último recurso, de fornecimento de gás a estes clientes

finais que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre. 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 é de 31 de dezembro de 2025.

Neste contexto para os níveis de pressão AP e MP as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais já se encontram totalmente extintas. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes em BP> são extintas no final do 1.º trimestre do ano gás 2022-2023. A partir do dia 1 de janeiro de 2023 os clientes em BP> que permaneçam no CUR serão faturados através da tarifa de fornecimento supletivo.

A caracterização da procura, do ponto de vista das variáveis de faturação, para os consumidores em mercado seguiu os mesmos princípios que a caracterização de quantidades na comercialização de último recurso.

No quadro seguinte apresentam-se as quotas de mercado adotadas nas tarifas para o ano gás 2022-2023, para os fornecimentos em regime de mercado.

Quadro 5-2 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2022-2023

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	82%	99%	100%	83%	95%	100%
Dianagás	82%	100%	100%	84%	100%	100%
Duriensegás	79%	100%	100%	80%	100%	100%
Lisboagás	82%	98%	100%	83%	94%	100%
Lusitaniagás	85%	99%	100%	85%	97%	100%
Medigás	83%	99%	100%	84%	98%	100%
Paxgás	77%	100%	n.a.	78%	100%	n.a.
EDPgás	91%	100%	100%	93%	98%	100%
Setgás	85%	98%	100%	86%	93%	100%
Sonorgás	96%	100%	100%	96%	100%	100%
Tagusgás	89%	98%	100%	88%	95%	100%
Total	86%	99%	100%	87%	97%	100%

6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2022-2023

Neste capítulo apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das diversas tarifas reguladas por atividade, no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais e no cálculo das tarifas de acesso às redes, incluindo as tarifas sociais de acesso às redes.

Nos quadros seguintes sumariza-se o número de clientes e energia, discriminados por nível de pressão e consumo, na perspetiva das redes, previstos para o ano gás 2022-2023.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2022-2023

Fornecimentos (Tarifas 2021-22)	BP<		BP>	BP	MP	AP			Total	
	≤ 500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³	Clientes Industriais	UAG Prop. Clientes		CEP*
Beiragás	54 218	4 825	59 043	261	59 304	22				59 326
Dianagás	10 380	383	10 762	34	10 796	3				10 799
Sonorgás	28 526	2 378	30 904	227	31 131	1				31 132
Duriensegás	27 740	4 733	32 473	173	32 646	3				32 649
Lisboagás	504 606	32 053	536 659	1 075	537 733	56				537 789
Lusitanlagás	226 291	16 941	243 231	834	244 065	137				244 202
Medlgás	25 052	596	25 648	40	25 689	1				25 690
Paxgás	6 145	91	6 237	8	6 245	0				6 245
REN Portgás	366 711	40 557	407 268	1 491	408 759	141				408 900
Setgás	174 558	4 185	178 743	203	178 945	19				178 964
Tagusgás	41 670	1 614	43 284	177	43 461	23				43 484
ORD	1 465 897	108 355	1 574 252	4 522	1 578 774	406				1 579 180
ORT							16	53	4	73
Total	1 465 897	108 355	1 574 252	4 522	1 578 774	406	16	53	4	1 579 253

* Centros eletroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2022-2023

Fornecimentos (Tarifas 2021-22)	BP<		BP>	BP	MP	AP			Total	
	≤ 500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³	Clientes Industriais	UAG Prop. Clientes		CEP*
Beiragás	104	61	165	197	361	593				954
Dianagás	20	6	26	25	52	38				90
Sonorgás	60	33	93	68	160	10				170
Duriensegás	55	51	106	99	204	30				234
Lisboagás	990	417	1 407	759	2 166	2 411				4 577
Lusitanlagás	451	213	664	1 192	1 856	7 221				9 077
Medlgás	40	10	50	31	81	20				101
Paxgás	11	1	12	7	19	0				19
REN Portgás	801	490	1 291	1 288	2 579	5 269				7 848
Setgás	317	57	375	219	593	1 307				1 900
Tagusgás	88	30	118	187	305	1 001				1 306
ORD	2 937	1 369	4 306	4 071	8 377	17 900				26 278
ORT							14 080	956	23 180	38 216
Total	2 937	1 369	4 306	4 071	8 377	17 900	14 080	956	23 180	64 493

* Centros eletroprodutores

6.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DA TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de OLMC a aplicar às entregas a Redes de Distribuição e às entregas a clientes em AP.

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	Capacidade Utilizada
	(MWh/dia)
Entregas a Redes de Distribuição	122 891
Entregas a Clientes em AP	222 418

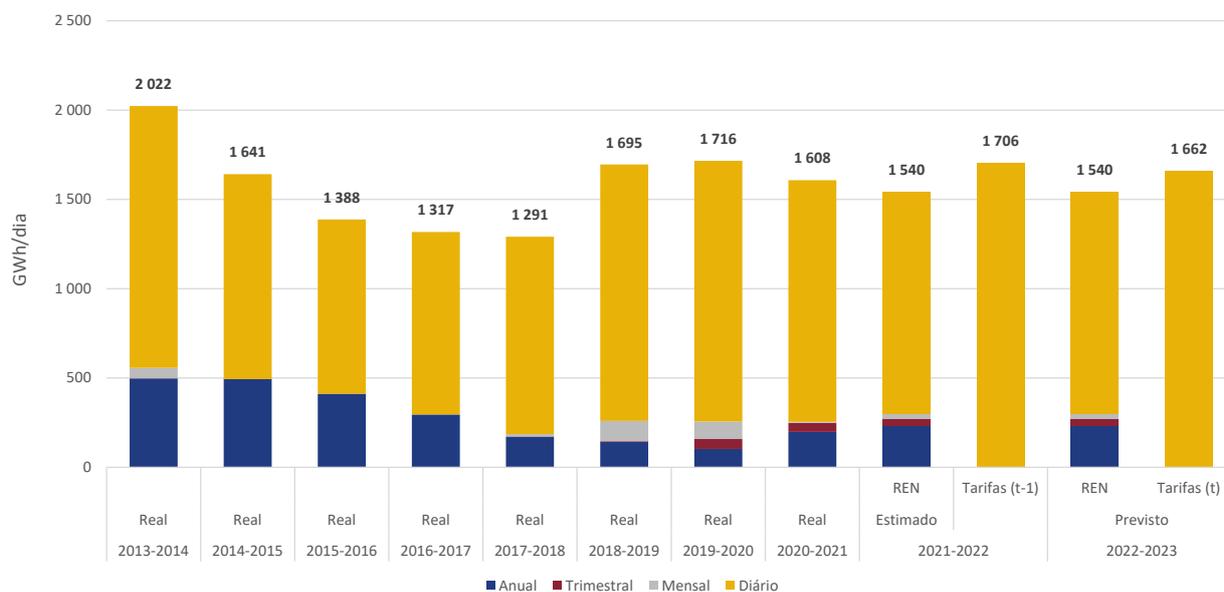
6.2 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRAESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE

6.2.1 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.

A Figura 6-2 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL.

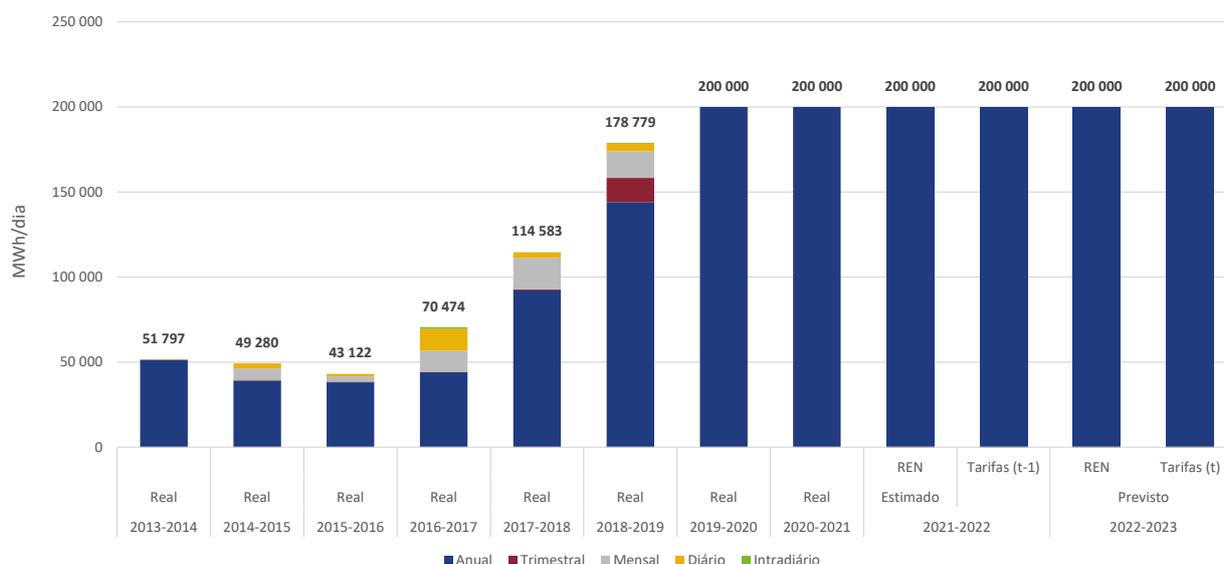
Figura 6-1 - Evolução dos produtos de capacidade contratada de armazenamento no Terminal de GNL



Para a previsão de contratação de capacidade de armazenamento foi considerada a média dos últimos dois anos gás reais (2019-2020 e 2020-2021), tendo sido alocada a totalidade de capacidade ao produto diário, uma vez que os multiplicadores, para os produtos de capacidade com maior duração, são iguais a 1.

A Figura 6-2 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada de regaseificação no Terminal de GNL.

Figura 6-2 - 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 em que foi contratado o valor máximo de capacidade através do produto anual. Nos leilões de atribuição de capacidade para os anos gás 2020-2021 e 2021-2022 foi novamente contratada toda a capacidade no produto 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 procura para as tarifas do ano gás 2022-2023 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 2022-2023, conforme apresentado no capítulo 3.

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 6-4 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	59 329 166	
Entregas a camiões cisterna	2 280 106	
Armazenamento GNL	Capacidade contratada de armazenamento	
	(kWh/dia)	
Produto de capacidade anual	1 661 938 583	
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL	Capacidade contratada de regaseificação	Energia
	(kWh/dia)	(MWh)
Produto de capacidade anual	200 000 000	59 329 166
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	7 877	

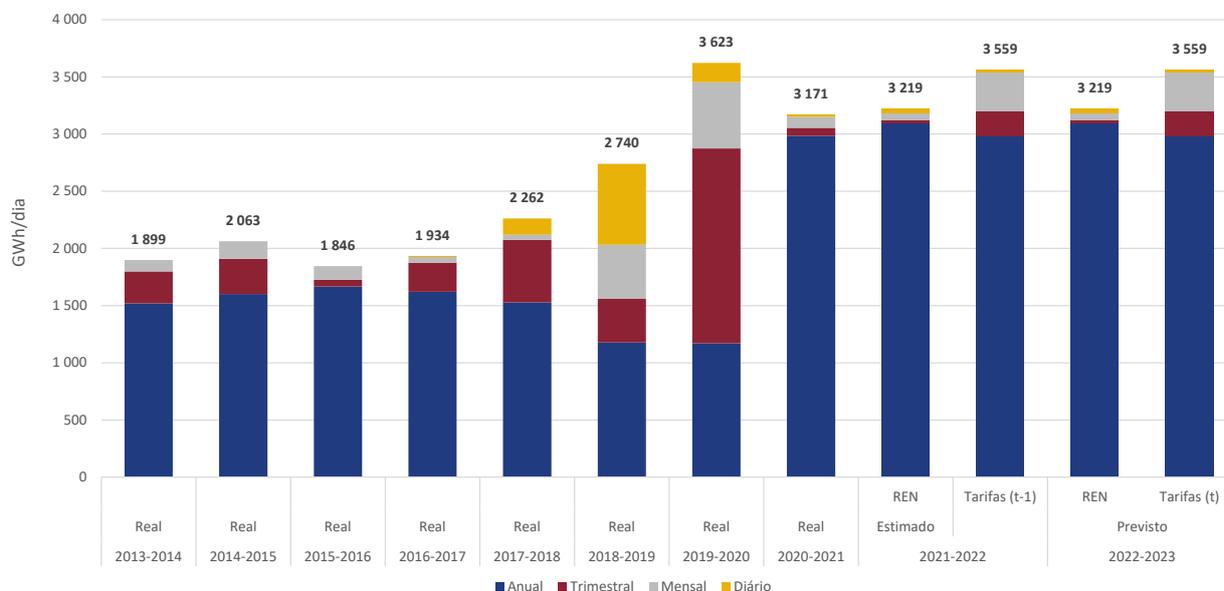
A previsão da procura considera ainda quantidades nulas para os produtos de capacidade interruptível na regaseificação, designadamente no horizonte intradiário. Esta estimativa decorre do carácter residual e de maior volatilidade que a contratação destes produtos implica.

6.2.2 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 6-3 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo.

Figura 6-3 - 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, no último ano gás real (2020-2021) assistiu-se a uma inversão da tendência, tendo sido contratada cerca de 94% da capacidade no produto anual.

A previsão da REN Armazenagem para o ano gás 2022-2023 está alinhada com os produtos de capacidade considerados para a estimativa mais recente, mantendo o pressuposto de contratação de quase totalidade da capacidade através do produto anual.

O valor utilizado para a contratação de capacidade de armazenamento nas tarifas do ano gás 2022-2023, apresentado na Figura 6-3, é igual ao valor previsto pela ERSE nas tarifas do ano gás 2021-2022. Apesar de este valor ser superior ao valor previsto pela REN Armazenagem, considera-se ser um nível de utilização adequado, tendo em conta as recentes propostas a nível comunitário, posteriores ao momento da previsão

submetida pela REN Armazenagem. Concretamente, na comunicação [REPowerEU](#)¹² da Comissão Europeia, relativa à ação europeia conjunta para uma energia mais acessível, segura e sustentável, do dia 8 de março de 2022, a Comissão Europeia sinalizou a vontade de introduzir um limite mínimo de enchimento em 90% nos armazenamentos subterrâneos, a 1 de outubro de cada ano. Posteriormente, em 23 de março de 2022, a Comissão Europeia apresentou uma [proposta legislativa](#)¹³ sobre essa matéria, fixando em 80% o nível mínimo de armazenamento de gás em instalações subterrâneas até 1 de novembro de 2022, aumentando o objetivo para 90% nos próximos anos. Atendendo à crescente importância do armazenamento subterrâneo, optou-se por não reduzir o nível de procura previsto, em comparação com o valor considerado no ano gás anterior.

A energia injetada e a energia extraída é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2022-2023, conforme apresentado no capítulo 3.

O Quadro 6-5 apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	2 985 556 623	5 508 953 700	5 508 953 700
Produto trimestral	213 750 000		
Produto mensal	338 402 833		
Produto diário	21 733 736		

6.2.3 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

O quadro seguinte apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de OLMC a aplicar pelo ORT para as entregas a redes de distribuição e para as entregas a clientes em AP.

¹² Ver [comunicado](#) “REPowerEU: Ação europeia conjunta para uma energia mais acessível, segura e sustentável” da Comissão Europeia, de 8 de março de 2022.

¹³ Ver [comunicado](#) “Comissão apresenta opções para fazer face aos elevados preços da energia por meio de aquisições comuns de gás e obrigações relativas ao nível mínimo de armazenamento de gás” da Comissão Europeia, de 23 de março de 2022.

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo ORT

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	Capacidade Utilizada
	(MWh/dia)
Entregas a Redes de Distribuição	122 891
Entregas a Clientes em AP	222 418

No caso das UAG propriedade de clientes, para as quais não existe medição de capacidade utilizada, a respetiva procura está incluída juntamente com o valor de entrega a clientes em AP, aplicando um fator de modulação de 150 dias ao consumo anual de energia (kWh/ano) prevista para o ano gás 2022-2023.

6.2.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	23 179 722
Entregas a clientes em AP	14 080 314
Entregas aos operadores de redes de distribuição	26 324 542
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	955 761

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	14 080 314
Entregas aos operadores de redes de distribuição	26 324 542
Entregas às instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes)	955 761

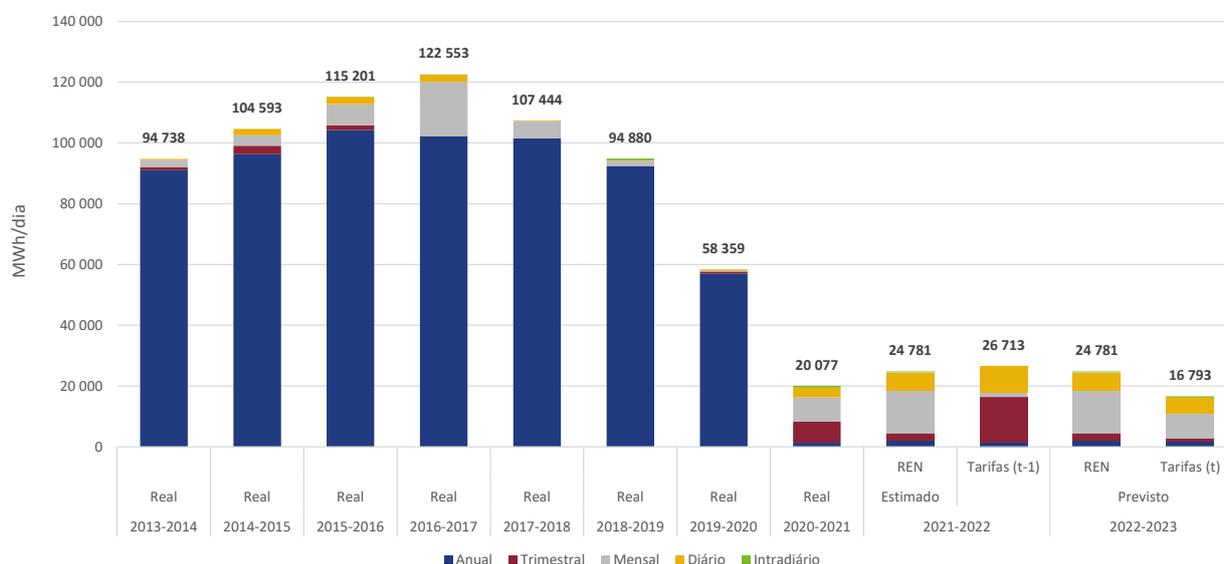
n.a.- Não aplicável

6.2.5 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.

Na Figura 6-4 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 6-4 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do VIP Ibérico

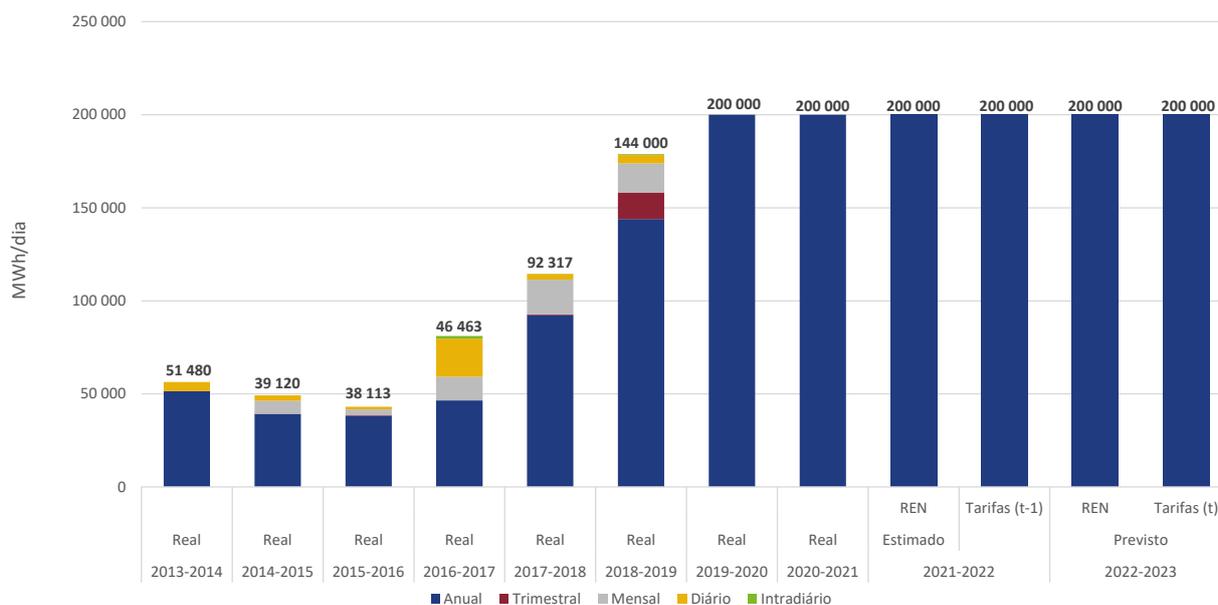


Verifica-se que até ao ano gás 2019-2020 a capacidade contratada no VIP Ibérico era efetuada essencialmente através do produto anual. Desde o ano gás 2017-2018, que se verifica um decréscimo significativo da contratação total de capacidade no VIP Ibérico, devido a uma menor utilização deste ponto de entrada da RNTG. A capacidade contratada no ano gás 2020-2021 atingiu um valor mínimo, sendo cerca de 16% da capacidade contratada no ano gás 2016-2017, ano em que a capacidade contratada foi a mais elevada de sempre.

A REN estima um ligeiro acréscimo da capacidade contratada no ano gás 2021-2022, prevendo um valor idêntico para o ano gás 2022-2023. Tendo por base a informação real da plataforma da REN ¹⁴ relativa ao ano civil de 2021, a previsão da ERSE para a capacidade contratada no ano gás 2022-2023 é inferior ao valor previsto pela REN. Para o produto anual considera-se uma média ponderada das capacidades contratadas no ano gás 2020-2021 (3/4) e no ano gás 2021-2022 (1/4) e para os restantes produtos de capacidade consideram-se os valores reais do ano civil de 2021.

Para o produto de capacidade do ponto de entrada a partir do Terminal de GNL, considera-se que no ano gás 2022-2023 os agentes contratam toda a capacidade em produto anual e que não existe contratação de produtos de capacidade de curto prazo, conforme descrito no ponto 6.2.1. A Figura 6-5 ilustra a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL.

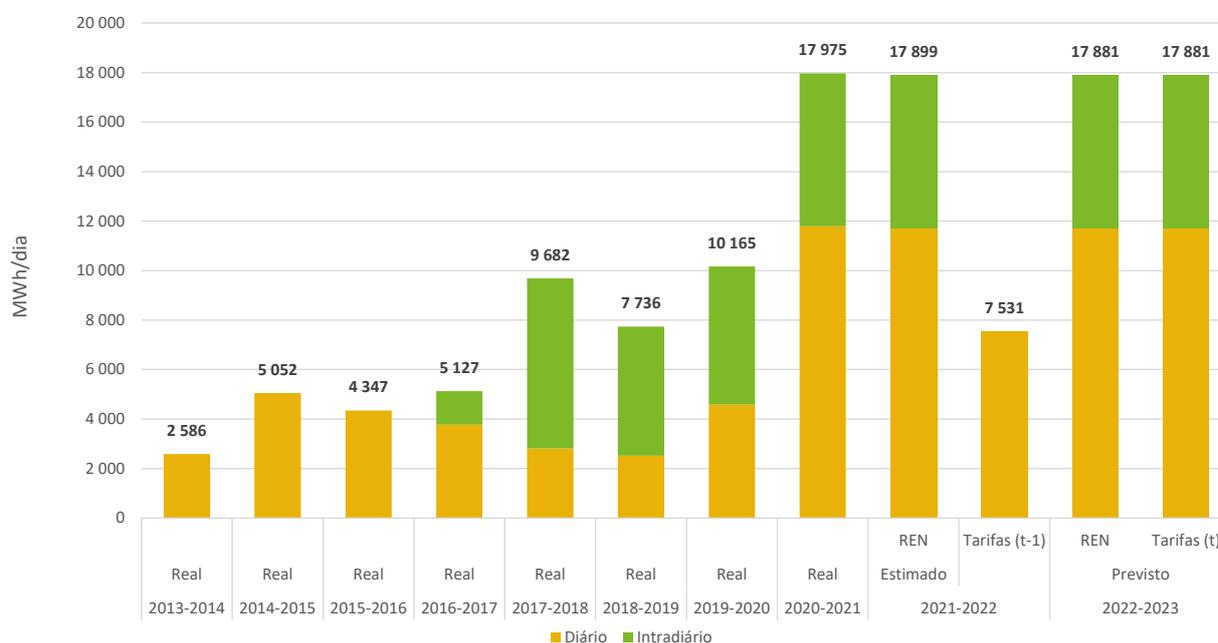
Figura 6-5 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL



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

¹⁴ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

Figura 6-6 - 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 valor real do ano gás 2020-2021 verificou-se uma inversão desta tendência, tendo sido contratado maioritariamente o produto diário, o que se reflete igualmente nos valores apresentados pela REN Gasodutos, quer para a estimativa para o ano gás 2021-2022, quer para a previsão para o ano gás 2022-2023.

Para o ano gás 2022-2023, a previsão da procura considerada nas tarifas, equivale à previsão da procura apresentada pela REN Gasodutos.

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

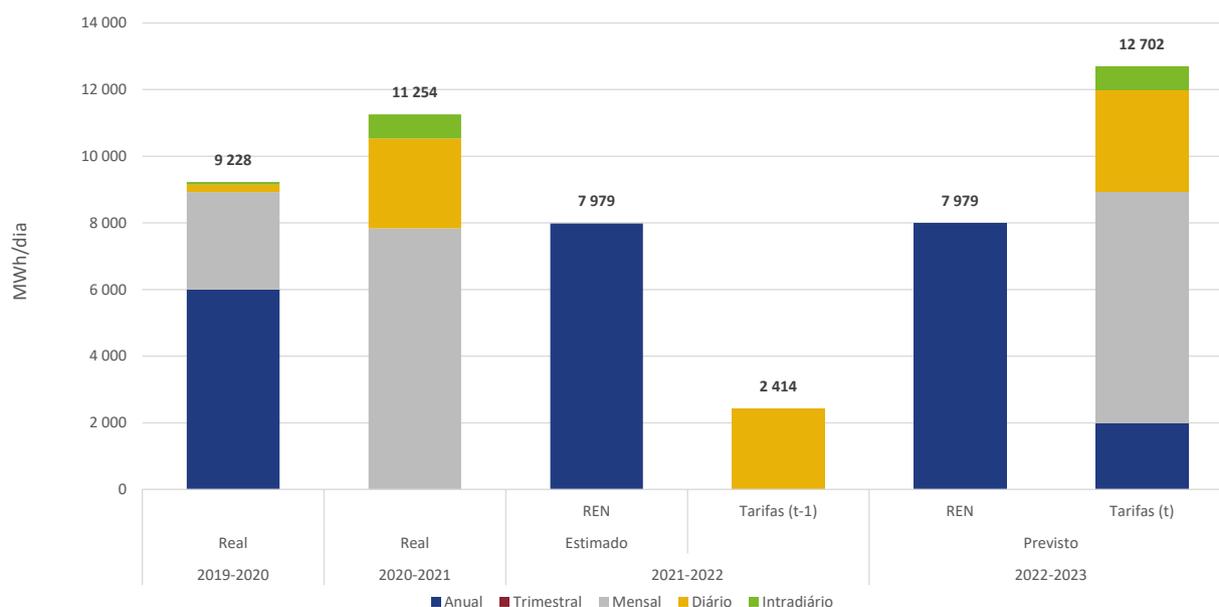
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

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	16 381 781	17 129
Produto de capacidade anual	1 579 254	
Produto de capacidade trimestral	1 270 320	
Produto de capacidade mensal	7 952 916	
Produto de capacidade diário	5 579 291	
Produto de capacidade intradiário		17 129
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	11 708 683	257 200
Produto de capacidade diário	11 708 683	
Produto de capacidade intradiário		257 200

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

Na Figura 6-7 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída da RNTG do VIP Ibérico (Campo Maior e Valença do Minho).

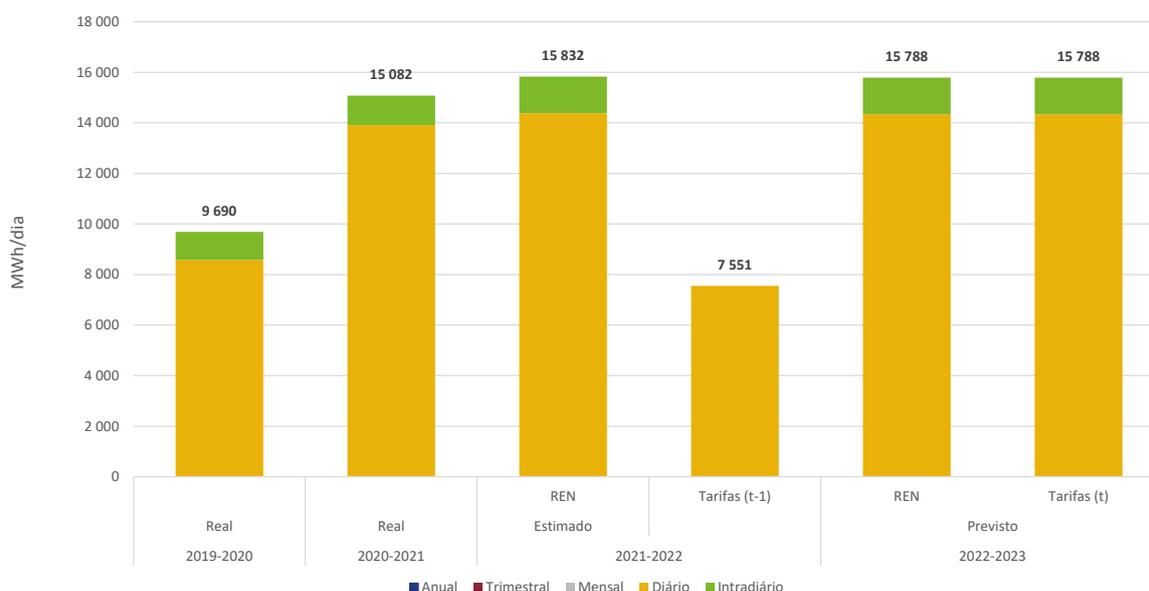
Figura 6-7 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o VIP Ibérico



Para a previsão da contratação de capacidade firme, para o ano gás 2022-2023 considera-se a informação real da plataforma da REN ¹⁵ relativa ao ano civil de 2021.

Na Figura 6-7 ilustra-se a evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída da RNTG para o Armazenamento Subterrâneo.

Figura 6-8 - Evolução dos produtos de capacidade contratada no ponto de saída para o Armazenamento Subterrâneo



No que respeita à saída do transporte para o Armazenamento Subterrâneo, considera-se a previsão da REN para a contratação de capacidade firme, por horizonte de contratação.

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).

¹⁵ Plataforma «[Sistema de Informação de Mercado de Energia](#)».

Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	11 991 321	29 617
Produto de capacidade anual	1 994 814	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	6 957 274	
Produto de capacidade diário	3 039 233	
Produto de capacidade intradiário		29 617
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	14 343 171	60 196
Produto de capacidade diário	14 343 171	
Produto de capacidade intradiário		60 196

O Quadro 6-11 apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os restantes pontos de saída da RNTG: entregas a clientes em AP (CEP e clientes industriais), por opção tarifária, e entregas aos ORD.

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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)	58 393 126		
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	127 055 451	6 843 516	
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		28 015 769	26 336 031
Entregas a Clientes em AP (opção flexível diária)		0	0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	122 890 761		

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

- Para os clientes CEP a capacidade foi calculada tendo em conta a energia prevista pela ERSE para o ano gás 2022-2023, de acordo com os pressupostos apresentados no capítulo 3.1.1 e a modulação real verificada no ano gás 2020-2021.

- Para os clientes industriais em AP a capacidade foi calculada com base na energia prevista pela REN para o ano gás 2022-2023 e a modulação real verificada no ano gás 2020-2021.
- Para os operadores de rede de distribuição a capacidade utilizada foi determinada através da energia prevista pelos ORD para o ano gás 2022-2023, considerando a modulação real dos ORD no ano gás 2020-2021.

Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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)	955 761

Para as instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes), a energia prevista é igual à previsão da REN Gasodutos para o ano gás 2022-2023.

6.3 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

6.3.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

O quadro seguinte apresenta as quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de OLMC a aplicar pelos ORD, para a totalidade das suas entregas.

Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	QUANTIDADES (n.º clientes)
Termo Fixo	1 579 180

6.3.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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)	26 324 542
Energia (Parcela II >)	22 000 906
Energia (Parcela II <)	4 323 636

6.3.3 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 6-15 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	26 324 542

6.3.4 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 6-16 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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 >	194		21 306 893	1 594 784	98 615 690
URD _{MP} - Longas utilizações <	180	5	2 081 876	160 234	13 354 772
URD _{MP} - Curtas utilizações >	1		50 781	1 535	1 000 743
URD _{MP} - Curtas utilizações <	6		10 601	1 586	1 002 949
URD _{BP>} - Longas utilizações >	72		692 308	48 852	4 358 385
URD _{BP>} - Longas utilizações <	859	3 564	3 041 341	190 596	38 370 901
URD _{BP>} - Curtas utilizações >	0		37	0	370
URD _{BP>} - Curtas utilizações <	5		6 754	429	167 404
URD _{BP<}	1 574 252		4 121 943	184 029	140 911 255

**Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	11	700 896	65 903	4 868 523	146 178
URD _{BP>} - Flexível anual	5	47 935	4 515	364 056	16 978

**Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	9	321 024	10 014	1 473 825	2 074 611
URD _{BP>} - Flexível mensal	16	36 349	2 085	183 817	448 010

6.4 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

6.4.1 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 6-19 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 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	659 209

6.4.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas a clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m³/ano

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos ≤ 10 000 m³/ano	616 380
Fornecimentos > 500 m ³ /ano	191 494
Fornecimentos ≤ 500 m ³ /ano	424 886

6.4.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES A 10 000 M³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³/ano

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	QUANTIDADES (MWh)
Fornecimentos acima de 10 000 m³/ano	42 828

6.4.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas a clientes com consumos anuais de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m³/ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	211 662
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	13 645
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	198 017
Termo de Energia (MWh)	613 862
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	190 712
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	423 150

6.4.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES A 10 000 M³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-23 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³/ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m ³ e < 2 milhões m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	153
Termo de Energia (MWh)	42 653

6.5 QUANTIDADES CONSIDERADAS 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.

6.5.1 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 6-24 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023

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	14 794 621	64 764 867	0	0
Flexível Anual	17 312 322	127 055 451	6 843 516	0
Flexível Mensal	6 108 855	0	28 015 769	26 336 031

6.5.2 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 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	4	39 002	2 825	233 756	
Longas Utilizações <	36	72 463	4 539	537 308	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	218	72 775	865	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	4 081	27	20 823	22 036

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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	10	440 058	34 443	3 437 290	
Longas Utilizações <	10	108 431	8 084	576 022	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 774	89	124 206	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

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

DIANAGÁS

Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	7	16 966	1 104	166 959	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	27	7 305	88	
	≥ 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	3	34 575	3 686	204 372	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 10000 - 100000)	0	0	0	0	

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

DURIENSEGÁS

Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	22	43 504	1 632	318 423	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	150	49 328	689	
	≥ 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	3 193	408	40 823	38 737

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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP – Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	3	27 500	2 160	137 740	
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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

LISBOAGÁS

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	10	102 806	8 725	599 990	
Longas Utilizações <	157	376 919	24 295	2 679 937	
Curtas Utilizações>	0	37	0	370	
Curtas Utilizações<	2	1 842	129	12 764	
Mensal	10 000 - 100 000	904	242 488	1 147	
	≥ 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	891	63	2 812	5 064

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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	24	1 666 261	151 862	8 205 398	
Longas Utilizações <	20	230 599	16 938	1 409 153	
Curtas Utilizações>	1	50 781	1 535	1 000 743	
Curtas Utilizações<	2	2 288	182	58 719	
Mensal (10 000 - 100 000)	2	563	110		

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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	144 044	4 768	632 823	859 099

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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	3	129 596	11 071	647 039	0

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	29	278 712	26 519	1 732 858	
Longas Utilizações <	204	570 943	55 998	4 383 690	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	40	0	16 865	
Mensal	10 000 - 100 000	597	200 638	28 122	
	≥ 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Mensal	1	4 050	1 105	60 160	35 892

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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Anual	2	22 925	3 424	147 421	13 328

Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	73	5 573 117	519 638	25 052 344	
Longas Utilizações <	60	668 031	61 664	4 396 994	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	957	631	475 697	
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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Mensal	1	13 895	1 917	46 183	58 675

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível Anual	2	344 482	36 656	3 082 556	120 797

MEDIGÁS

Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	11	21 986	1 614	163 510	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	30	7 040	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

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

Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	1	18 689	1 725	90 742	
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)					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

PAXGÁS

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	2	4 711	576	42 332	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	6	1 638	147	
	≥ 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Paxgás

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

REN PORTGÁS

Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	23	212 254	12 012	1 445 576	
Longas Utilizações <	342	668 204	35 415	5 002 126	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	16	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1 118	308 908	18 864	
	≥ 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	4	5 273	481	47 085	48 788

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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	3	25 011	1 091	216 635	3 650

Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	68	3 889 757	298 522	18 599 506	
Longas Utilizações <	62	806 747	48 507	5 220 790	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	5 583	685	344 327	
Mensal (10 000 - 100 000)	3	405	30		

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	3 653	14	19 791	40 098

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	5	199 957	15 616	966 496	11 036

SETGÁS

Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	5	53 630	-1 706	296 756	
Longas Utilizações <	32	85 357	5 974	763 792	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	3	4 856	300	137 775	
Mensal	10 000 - 100 000	160	64 726	308	
	≥ 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	5 116	0	12 035	55 406

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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	10	1 003 686	82 366	4 497 696	
Longas Utilizações <	6	67 777	6 141	396 362	
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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	144 481	2 711	537 963	856 698

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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

SONORGÁS

Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	10	13 492	328	89 219	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	217	52 230	1 488	
	≥ 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	1	9 784	586	50 343	
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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

TAGUSGÁS

Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 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	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	1	5 904	478	49 448	
Longas Utilizações <	36	111 929	7 380	1 169 221	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	136	47 790	26	
	≥ 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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	4	13 745	0	79	242 087

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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	0	0	0	0

Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2022-2023 em MP - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas Utilizações >	7	740 669	74 118	3 006 553	
Longas Utilizações <	14	128 432	12 468	962 996	
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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	14 952	605	237 065	260 042

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)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	1	26 861	2 559	172 431	14 346

6.5.3 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 6-47 - Resumo das quantidades para o ano gás 2022-2023 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	164 853	59 043
Dianagás	26 041	10 762
Duriensegás	105 604	32 473
Lisboagás	1 407 127	536 659
Lusitaniagás	663 951	243 231
Medigás	49 995	25 648
Paxgás	12 134	6 237
REN Portgás	1 291 048	407 268
Setgás	374 590	178 743
Sonorgás	92 535	30 904
Tagusgás	118 093	43 284
Total BP<	4 305 971	1 574 252

Quadro 6-48 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2022-2023 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) 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	51 558	52 106	22 846	38 343	39 144	15 075	3 197	1 628
Dianagás	10 532	9 547	1 573	4 389	7 448	2 932	224	158
Duriensegás	25 691	29 244	22 538	28 130	19 282	8 458	3 281	1 452
Lisboagás	491 972	498 016	149 472	267 667	361 628	142 978	21 285	10 768
Lusitaniagás	218 378	232 884	85 148	127 542	161 120	65 170	11 862	5 079
Medigás	24 363	15 231	1 761	8 640	20 493	4 560	271	325
Paxgás	6 350	4 337	356	1 090	4 792	1 354	58	34
REN Portgás	366 518	434 375	201 334	288 820	244 235	122 476	28 319	12 238
Setgás	183 035	134 317	18 982	38 256	134 497	40 061	2 754	1 431
Sonorgás	42 687	17 098	10 935	21 814	23 962	4 564	1 403	975
Tagusgás	53 374	35 079	7 400	22 241	32 375	9 296	938	676
Total BP<	1 474 460	1 462 234	522 346	846 932	1 048 976	416 922	73 591	34 763

6.5.4 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 2022-2023 tem como base os dados enviados pelos comercializadores de gás para a ERSE, no âmbito da monitorização de preços no mercado retalhista de gás, correspondendo o valor de 56 688 clientes ao número máximo de clientes registado durante o ano de 2021.

Quadro 6-49 - Resumo das quantidades para o ano gás 2022-2023 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	3 972	1 838
Dianagás	687	312
Duriensegás	2 667	1 240
Lisboagás	35 244	17 118
Lusitaniagás	15 608	7 597
Medigás	1 580	845
Paxgás	355	172
REN Portgás	34 780	17 280
Setgás	14 606	7 743
Sonorgás	2 117	889
Tagusgás	3 532	1 655
Total BP<	115 147	56 688

Quadro 6-50 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2022-2023 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) 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	1 706	2 266			1 139	699		
Dianagás	288	399			195	116		
Duriensegás	1 169	1 498			815	425		
Lisboagás	14 048	21 196			10 513	6 605		
Lusitaniagás	6 441	9 167			4 770	2 827		
Medigás	792	788			586	259		
Paxgás	166	189			113	60		
REN Portgás	15 065	19 714			10 918	6 362		
Setgás	6 684	7 922			5 179	2 564		
Sonorgás	1 807	310			800	89		
Tagusgás	1 841	1 691			1 119	536		
Total BP<	50 006	65 140			36 146	20 542		

6.6 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.6.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS 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. Para o ano gás 2022-2023 estão previstos cerca de 4 000 clientes com tarifa social de gás.

Quadro 6-51 - Resumo das quantidades para o ano gás 2022-2023 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	29 744	10 029
Dianagás	4 766	1 763
Duriensegás	21 879	6 343
Lisboagás	251 576	90 408
Lusitaniagás	102 539	37 316
Medigás	8 533	4 231
Paxgás	2 816	1 391
EDPGás	120 236	28 620
Setgás	55 762	25 366
Sonorgás	3 481	1 151
Tagusgás	12 529	5 046
Total BP<	613 862	211 662

Quadro 6-52 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2022-2023 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)	(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	9 303	9 401	4 122	6 918	6 649	2 561	543	276
Dianagás	1 927	1 747	288	803	1 220	480	37	26
Duriensegás	5 323	6 059	4 669	5 828	3 766	1 652	641	284
Lisboagás	87 958	89 039	26 724	47 856	60 922	24 087	3 586	1 814
Lusitaniagás	33 726	35 966	13 150	19 697	24 718	9 998	1 820	779
Medigás	4 158	2 599	301	1 475	3 381	752	45	54
Paxgás	1 474	1 007	83	253	1 068	302	13	8
EDPGás	34 134	40 454	18 750	26 898	17 163	8 607	1 990	860
Setgás	27 247	19 995	2 826	5 695	19 087	5 685	391	203
Sonorgás	1 606	643	411	821	892	170	52	36
Tagusgás	5 663	3 722	785	2 360	3 774	1 084	109	79
Total BP<	212 519	210 632	72 109	118 603	142 640	55 377	9 226	4 419

6.6.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS SUPERIORES A 10 000 M³ E INFERIORES A 2 MILHÕES DE M³

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais ligados à rede de distribuição e com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 milhões de m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 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 >	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	14	2 810	33
	≥ 100 001	0	0	0

DIANAGÁS

Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	0	0	0	0
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

DURIENSEGÁS

Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	0	0	0	0
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

LISBOAGÁS

Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	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	64	17 213	81	
	≥ 100 001	0	0	0	

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	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	23	8 784	1 231	
	≥ 100 001	0	0	0	

MEDIGÁS

Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 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 <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	319	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

PAXGÁS

Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 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 <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					EDP GÁS
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	28	3 793	232	
	≥ 100 001	0	0	0	

SETGÁS

Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	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	14	4 480	21	
	≥ 100 001	0	0	0	

SONORGÁS

Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				SONORGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas Utilizações >	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
	≥ 100 001	0	0	0

TAGUSGÁS

Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2022-2023 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	0	0	0	0
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	10	3 655	2
	≥ 100 001	0	0	0

7 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 2022-2023 mantêm-se os períodos do ano gás 2021-2022 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 7-1).

Quadro 7-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDG para o ano gás 2022-2023

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.

8 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.

8.1 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 GNL¹⁶, armazenamento subterrâneo e rede de transporte) para vigorar no ano gás 2022-2023. No quadro seguinte apresenta-se a referida proposta.

¹⁶ 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 8-1 - 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 2021-2022 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.

8.2 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 2021-2022, designadamente para as redes em MP e BP e para as UAG.

8.3 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 “autoconsumos¹⁷” e as “purgas e fugas¹⁸”, sendo de salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Entre 1 de outubro de 2018 e 30 de setembro de 2021 verificou-se que os autoconsumos representaram a quase

¹⁷ Consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, contabilizados através de unidades de medida dedicadas.

¹⁸ 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.

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, a REN Gasodutos informa que, à semelhança do que tem sucedido, não se verificaram purgas ou fugas, pelo que propõe a manutenção do valor nulo para o fator de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Relativamente ao armazenamento subterrâneo, verifica-se que o peso relativo das perdas e autoconsumos diminuiu comparativamente com o ano anterior. Esta diminuição é justificada pelo facto de a infraestrutura do armazenamento subterrâneo ter apresentado um nível médio de existências mais baixo do que em períodos anteriores, e conseqüentemente um nível médio de pressões também mais baixo, facilitando o processo de injeção de gás nas cavernas. Também o peso relativo das perdas e autoconsumos no processo de extração diminuíram, comparativamente com o ano anterior.

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, reforça 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.

8.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURAS DO SNG PARA O ANO GÁS 2022-2023

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG para o ano-gás de 2022-2023.

Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNG, para o ano-gás 2022-2023

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano-gás de 2022-2023 (%)
RNTGN	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 %