

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2020-2021**

Junho de 2020

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 NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES	3
3	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2020-2021	13
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural..	13
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN.....	13
3.1.2	Perdas e autoconsumos nas redes	17
3.2	Balanço de energia no SNGN para 2020-2021.....	17
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	21
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2020 E 2021	23
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS	33
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão	33
5.1.1	Caracterização da utilização das infraestruturas em alta pressão.....	33
5.1.1.1	Terminal de GNL.....	33
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo	36
5.1.1.3	Armazenamento Nacional de Gás Natural	37
5.1.1.4	Rede de transporte.....	38
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	49
5.2	Redes de distribuição	50
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária	50
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	52
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais.....	53
5.3	Comercialização de último recurso	54
5.4	Comercialização em regime de mercado	54
6	CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2020-2021.....	57
6.1	Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC).....	58
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	58
6.2.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	58
6.2.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	61
6.2.3	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC).....	64
6.2.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	64

6.2.5	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	65
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	69
6.3.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	69
6.3.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	69
6.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	70
6.3.4	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	70
6.4	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	71
6.4.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	71
6.4.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	72
6.4.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	72
6.4.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	72
6.4.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M ³	73
6.5	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	73
6.5.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	73
6.5.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	74
6.5.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m ³ /ano	86
6.5.4	Tarifa Social de Acesso às redes	87
6.6	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	89
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 natural inferiores ou iguais 10 000 m ³	89
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 natural superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 milhões de m ³	90
7	PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO	97
8	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	99
8.1	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	99
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	100
8.3	Análise da ERSE às propostas	100
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas do SNGN para o ano gás 2020-2021	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal por ano civil.....	4
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil.....	6
Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2020-2021 para os grandes grupos de consumidores	10
Figura 2-4 - Quantidades definidas para os comercializadores	11
Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para 2020-2021 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	16
Figura 3-2 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para 2020-2021 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³	16
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2020-2021.....	21
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTGN (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos).....	24
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos).....	25
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)	26
Figura 4-4 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões).....	27
Figura 4-5 - Quantidades de energia à saída da RNDGN para fornecimento a clientes ocorridas e previstas para definição de proveitos permitidos.....	29
Figura 4-6 – Número médio de pontos de abastecimento da RNDGN ocorridos e previstos para definição de proveitos permitidos	30
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2016 a 2019	33
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2016 a 2019	34
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2016 a 2019	34
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2016 a 2019.....	35
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2016 a 2019	35
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2016 a 2019	36
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2016 a 2019	37
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2016 a 2019	37
Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2019	38
Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2019	39
Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2016 a 2019.....	40

Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2016 a 2019	40
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2016 a 2019	41
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2016 a 2019.....	41
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2016 a 2019.....	42
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2016 a 2019.....	42
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2016 a 2019	43
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2016 a 2019.....	43
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2016 a 2019.....	44
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2016 a 2019.....	44
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2016 a 2019.....	45
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2016 a 2019	45
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2016 a 2019	46
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2016 a 2019	46
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2016 a 2019	47
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2016 a 2019.....	47
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2019, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	48
Figura 6-1 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada	59
Figura 6-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	60
Figura 6-3 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada.....	62
Figura 6-4 - Produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	63
Figura 6-5 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da capacidade contratada	66
Figura 6-6 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da fatura anual de capacidade contratada.....	67

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2020-2021	18
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2020-2021	19
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2020-2021	20
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural, previsto para 2020-2021	20
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos.....	28
Quadro 4-2 – Transferências de energia previstas entre as redes da Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás	28
Quadro 4-3 – Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos.....	29
Quadro 4-4 - Energia vendida pelos CUR prevista para definição dos proveitos permitidos.....	30
Quadro 4-5 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	31
Quadro 4-6 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	31
Quadro 4-7 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	32
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	51
Quadro 5-2 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais (opção flexível).....	51
Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2020-2021	55
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2020-2021.....	57
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2020-2021	57
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	58
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	61
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	64
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo ORT	64
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	64
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	65
Quadro 6-9 – Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada.....	68
Quadro 6-10 - Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas).....	68

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)	69
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição.....	69
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição.....	70
Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	70
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	70
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	71
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	71
Quadro 6-18 – Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Energia do comercializador de último recurso grossista aos comercializadores retalhistas	71
Quadro 6-19 – Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano	72
Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	72
Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano.....	73
Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	73
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021.....	74
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Beiragás	75
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Beiragás.....	75
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Dianagás	76
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Dianagás.....	76
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Duriensegás	77
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP – Duriensegás.....	77
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Lisboaagás	78

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Lisboa g ás	78
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Lusitani g ás	79
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Lusitani g ás.....	79
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Medig g ás	80
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Medig g ás.....	80
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Pax g ás.....	81
Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Pax g ás	81
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - REN Port g ás.....	82
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - REN Port g ás.....	82
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Set g ás	83
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Set g ás	83
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Sonor g ás.....	84
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Sonor g ás.....	84
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Tagus g ás	85
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Tagus g ás.....	85
Quadro 6-46 - Resumo das quantidades para o ano gás 2020-2021 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<.....	86
Quadro 6-47 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	87
Quadro 6-48 - Resumo das quantidades para o ano gás 2020-2021 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<.....	88
Quadro 6-49 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	88
Quadro 6-50 - Resumo das quantidades para o ano gás 2020-2021 das Tarifas Transitórias em BP< ..	89
Quadro 6-51 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias em BP<	90

Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	91
Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	91
Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	92
Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaagás.....	92
Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	93
Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás.....	93
Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	94
Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás	94
Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	95
Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	95
Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás.....	96
Quadro 7-1 - Períodos de vazio e fora de vazio na RNDGN para o ano gás 2020-2021.....	97
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos ..	99
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN, para o ano gás 2020-2021	101

1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás natural condiciona os preços das várias tarifas e os proveitos permitidos previstos. 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 natural, bem como as quantidades previstas associadas a cada variável de faturação. As quantidades apresentadas neste documento aplicam-se ao ano gás 2020-2021, de 1 de outubro de 2020 a 30 de setembro de 2021.

No capítulo 2 analisam-se os cenários adotados na previsão do consumo de gás natural por tipo de consumidores, para o ano gás 2020-2021.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2020-2021, bem como a metodologia e os pressupostos que justificam a sua elaboração.

No capítulo 4 justificam-se os pressupostos que sustentam o balanço de energia para o ano gás 2020-2021 para as variáveis relacionadas com o consumo de gás natural e 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 Natural (SNGN).

No capítulo 6 é apresentada a caracterização das quantidades associadas às tarifas reguladas de uso das infraestruturas, das quantidades associadas às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelos comercializadores de último recurso e das quantidades associadas às tarifas sociais de acesso às redes.

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 Natural para o ano gás 2020-2021”.

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

Nos cenários apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de gás natural para os anos 2020 e 2021. Importa referir, que face ao atual enquadramento de grande incerteza criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, que poderão ter um forte impacto no nível de procura de gás natural, principalmente durante o ano de 2020, os valores relativos a este ano apresentam uma maior incerteza. Por outro lado, as previsões para 2021 pressupõem o retorno à normalidade do nível de procura.

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás natural: os centros eletroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. A tendência da repartição de consumos entre estes grupos tem sofrido alterações na última década. Até 2014, observou-se uma diminuição substancial do peso do consumo dos centros eletroprodutores no consumo nacional, motivada por alterações estruturais e aspetos conjunturais próprios do setor elétrico e, simultaneamente, por um crescimento gradual dos consumos dos outros dois grupos.

Nos anos de 2013 e 2014, o consumo anual de gás natural dos centros eletroprodutores ligados à rede de transporte em alta pressão (AP) foi da ordem de 3 TWh, que são os valores mínimos registados desde 2008¹, o que representou apenas cerca de 7 % do total do consumo de gás natural nestes anos. Desde o ano 2015, o peso dos centros eletroprodutores, no consumo nacional, voltou a crescer, atingindo os 40% em 2017, pico histórico do consumo das centrais térmicas a gás natural. Os consumos reais de 2018 e estimados de 2019, apesar de inferiores a 2017 estão em linha com os pesos verificados em 2010 e 2011, mantendo a trajetória crescente deste segmento. Para 2021, as previsões efetuadas pela ERSE neste exercício tarifário, que serão adiante explicitadas, apontam para uma estabilização, relativamente ao valor real de 2018 e estimado para 2019, do peso deste segmento de consumidores para cerca de 35%.

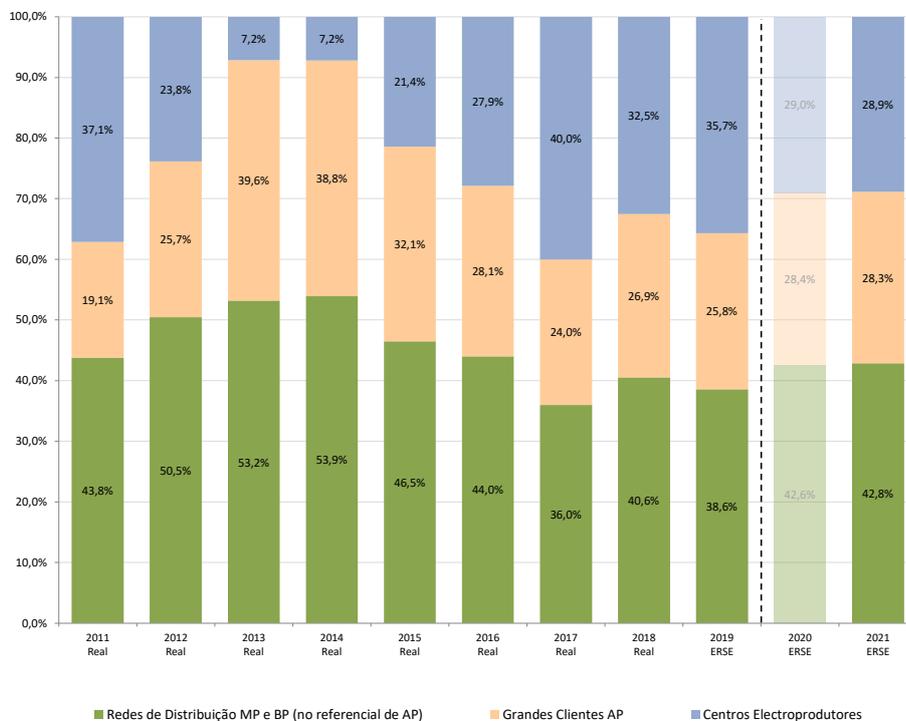
O peso do consumo dos grandes consumidores industriais fornecidos em AP teve um forte crescimento entre 2011 e 2013, que foi determinado não só pelo crescimento dos consumos deste segmento de consumidores, mas também pela redução do consumo dos centros electroprodutores. O consumo dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão, terá atingido um nível estável. Assim, a inversão do peso desse segmento verificada entre 2015 e 2017 é devida ao crescimento significativo do consumo dos centros electroprodutores nesses anos.

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

No que respeita ao consumo agregado dos pequenos e médios consumidores abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, este atingiu uma quota que se situou em torno dos 50% do consumo nacional até 2016. Em 2017, este segmento de mercado sofreu uma queda, para 36%, que se deve essencialmente ao pico de crescimento do consumo dos centros electroprodutores nesse ano, tendo em 2018 e 2019 aumentado a quota.

A Figura 2-1 ilustra a alteração da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal, incluindo os dados previsionais do ano 2021 que serão adiante explicitados.

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



Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, tendo em conta o atual contexto de propagação da COVID-19.

Como referido anteriormente e se observará adiante na Figura 2-2, as alterações, na estrutura de consumos por segmento de consumidores, que se observaram recentemente devem-se maioritariamente à evolução do consumo dos centros eletroprodutores.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição é relativamente estável, designadamente em baixa pressão, enquanto o consumo abastecido em AP está concentrado num número reduzido de consumidores e é muito influenciado por fatores externos, não só de natureza económica, mas também climatéricos.

Refira-se, em particular, a produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado a gás natural e, portanto, o respetivo consumo de gás natural, que, com o atual *mix* de capacidade electroprodutora instalada em Portugal Continental, é fortemente influenciada pela produção de origem renovável, em particular da eólica e das grandes centrais hídricas. Adicionalmente, observou-se desde 2015 que aspetos estruturais e conjunturais² nos sistemas elétricos de Espanha e França podem influenciar 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 natural.

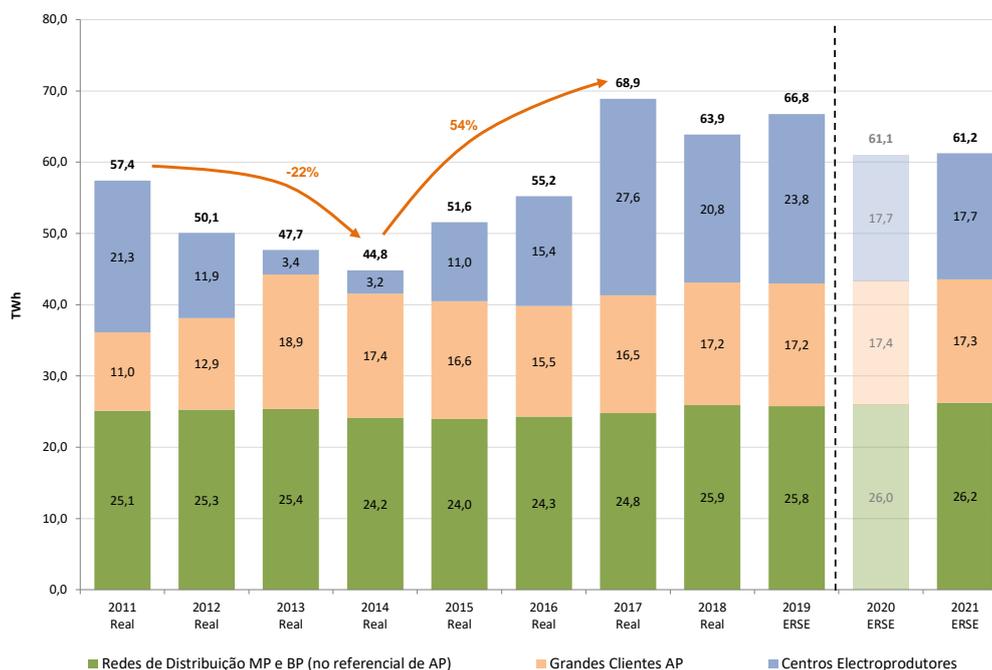
Importa ainda sublinhar as indivisibilidades existentes no setor do gás natural em Portugal, que regista variações relevantes na evolução do consumo nacional quando ocorrem arranques ou paragens de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial. Devido a estes fatores, a previsão da procura de gás natural para estes dois grupos de consumidores, que em 2017 e anos seguintes representavam cerca de 60% do consumo nacional de gás natural, está sujeita a desvios significativos.

Em oposição ao segmento dos consumos abastecidos em AP, verifica-se que os consumos ligados às redes de distribuição 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.

A Figura 2-2 ilustra a evolução dos consumos de gás natural em Portugal por ano civil, incluindo os dados previsionais para os anos 2020 e 2021, que serão adiante explicitados. Esta figura ilustra a forte queda do consumo nacional entre 2011 e 2014 (-22%), justificada pela redução do consumo dos centros eletroprodutores. Em 2015, o consumo de gás a nível nacional inverteu esta tendência, devido ao crescimento do consumo dos ciclos combinados que se manteve até 2017. Os dados reais de 2018 e as mais recentes estimativas para 2019 da energia saída da rede de transporte mostram que, apesar de serem ligeiramente inferiores ao pico registado em 2017, refletem a tendência global de crescimento do consumo de gás natural. Esta tendência é sustentada pelos grandes clientes em AP e pelos consumos abastecidos pelas redes de distribuição que registam ligeiros acréscimos, enquanto que os centros eletroprodutores registam valores abaixo dos ocorrido em 2017.

² 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.

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



Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural 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.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

A previsão do consumo de gás natural dos centros eletroprodutores em Portugal 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 natural e, portanto, do respetivo consumo de gás natural;

- os efeitos da hidraulicidade que determinam as ofertas de produção hídrica em volume e em preço e, conseqüentemente, condicionam as possibilidades de colocação em mercado da produção das restantes tecnologias;
- a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;
- as particularidades da central da Turbogás, tendo em conta o vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime *take-or-pay*, pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) para evitar uma situação de *pay*;
- a política energética e ambiental a nível nacional e europeu, que poderá favorecer a produção a gás natural em detrimento do carvão, já implicou alterações nas taxas de utilização das centrais a carvão, principalmente no 2.º semestre de 2019³.
- as incertezas do setor económico nacional e europeu, face às medidas de contenção da propagação da COVID-19 em 2020, que poderão afetar significativamente o consumo de eletricidade e, conseqüentemente, o consumo das centrais de ciclo combinado, prevendo-se que em 2021 se retomem as perspetivas de 2019.

No atual contexto de grande incerteza, a ERSE optou por adotar para o ano de 2021 as previsões da REN para o consumo dos centros eletroprodutores (17,7 TWh), que são mais conservadoras que o consumo ocorrido nos anos de 2018 e 2019. Este cenário corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 25%, com a central da Turbogás a situar-se nos 43%, 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 19%.

³ Registe-se, por exemplo, as previsões de redução a médio prazo da potência térmica a carvão na Península Ibérica, devida essencialmente a 3 fatores; 1) implementação da política fiscal de agravamento do imposto (ISP) sobre o CO₂ (25% em 2019, 50% em 2020, 75% em 2021 e 100% em 2022) que afeta em particular a central de carvão de Sines; 2) o anúncio do governo de descomissionar a breve trecho de centrais a carvão nacionais (do Pego e de Sines até 31/12/2021 e 31/12/2023 respetivamente); 3) o anúncio de descomissionamento de centrais a carvão em Espanha até 2030

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS GRANDES CLIENTES AP

No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão considera-se que o consumo de gás natural terá atingido um nível estável, sem entradas e saídas de instalações relevantes para o nível do consumo deste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir os consumos indicados pela REN para 2021 que aponta para um consumo dos grandes consumidores industriais em AP de 17,4 TWh.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL ABASTECIDO PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No que respeita aos valores reais do agregado dos consumos de gás natural 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 GNL⁴ é residual. Confirma-se, assim, a coerência entre os dados provenientes dos diferentes agentes, que se tem registado nos últimos exercícios tarifários. 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 no ano de 2018 e ano gás 2018-2019, os valores que resultam dos dados provenientes do ORT e do operador do Terminal de GNL conforme acima referido, num total de 25,9 TWh para o ano de 2018 e de 25,7 TWh para o ano gás 2018-2019⁵.

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores agregados indicados pelos operadores das redes de distribuição são consideravelmente superiores à previsão do ORT em 2021 (+0,7 TWh). Em 2021, os ORD preveem um total de entregas a clientes na ordem dos 26,2 TWh, cerca de 1,7% acima da sua estimativa para 2019 (25,8 TWh). Tal como referido, as previsões para o ano de 2020 apresentam uma maior incerteza, devido ao contexto atual.

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.

⁴ Nesta perspetiva, os consumos abastecidos pelas redes de distribuição são determinados através de uma abordagem *top-down*, partindo dos valores das entregas da rede de transporte em AP às redes de distribuição interligadas, acrescidas do gás natural fornecido por camiões cisterna provenientes do terminal de GNL (gás natural liquefeito) às UAGs das redes de distribuição isoladas, que são convertidos para o referencial de saída das redes de distribuição deduzindo as perdas e autoconsumos na distribuição em MP e BP e introduzindo as transferências de gás natural entre redes de distribuição.

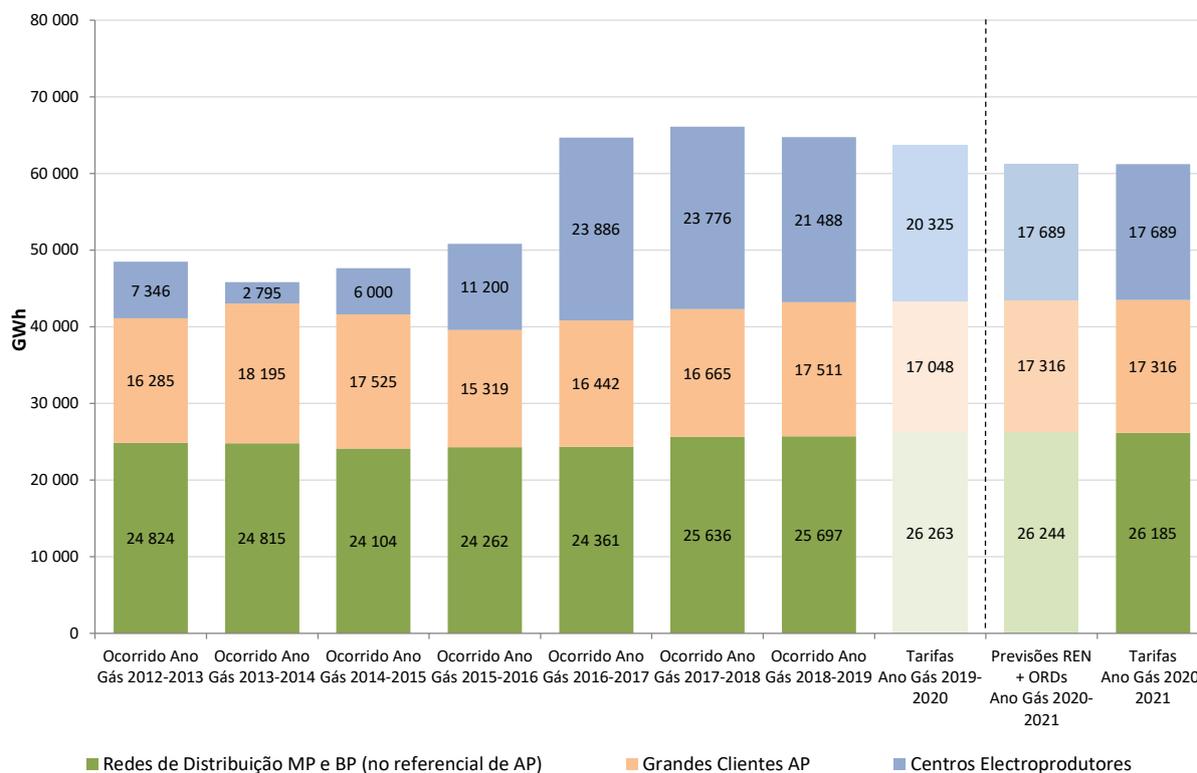
⁵ O ano gás 2018-2019 refere-se ao período de 1 de julho a 30 de junho

Após ponderação, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de pontos de abastecimento (PA) dos ORD para 2021, para o agregado de MP e BP, exceto no caso da Sonorgás, que considera nas suas previsões o abastecimento de 18 novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás natural em novas zonas geográficas. No entanto, face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 18 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 2021 atingirá 50% 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 cerca de 2% em dois anos, passando de 25,7 TWh em 2019 para 26,2 TWh em 2021. Para o ano gás 2020-2021, o valor adotado pela ERSE é de 26,1 TWh, o que representa um crescimento de 0,6% em relação ao ano gás 2019-2020, cujo consumo estimado é de 26,0 TWh.

A Figura 2-3 explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2020-2021, enquadrando-as com os últimos dados ocorridos no passado, assim como com as previsões das empresas, no referencial de saída da rede de transporte.

Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2020-2021 para os grandes grupos de consumidores



Nota 1: As quantidades apresentadas até ao ano gás 2018-2019 referem-se ao período de 1 de julho a 30 de junho. A partir do ano gás 2019-2020, referem-se ao período de 1 de outubro a 30 de setembro.

Nota 2: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

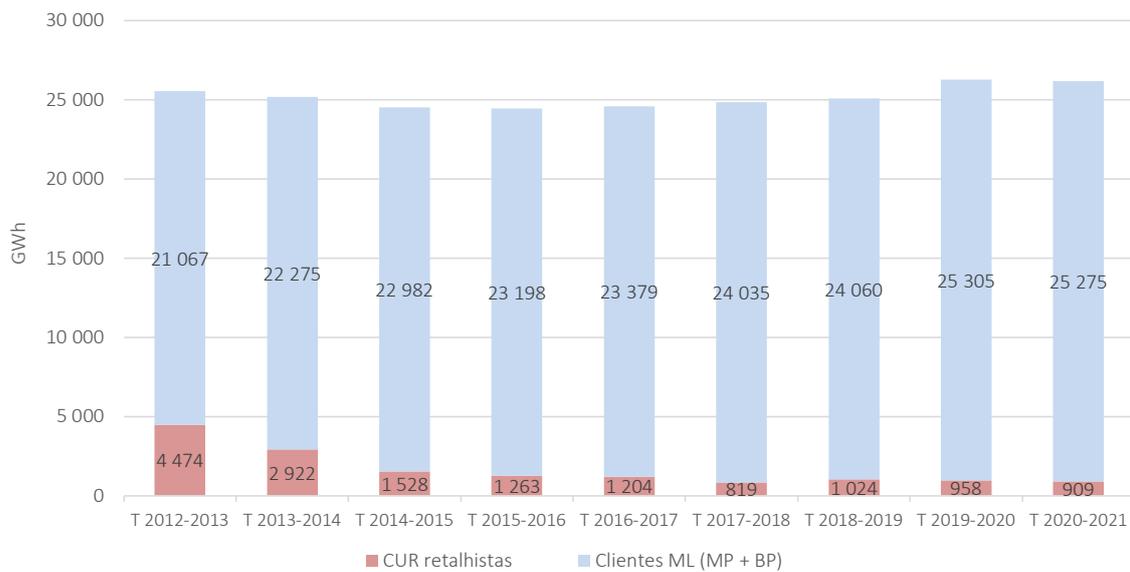
PREVISÕES DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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 1.º semestre de 2019) para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de cerca de 96,2% do consumo e de 91,3% no número de clientes, enquanto o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ revelam uma quota de 82,6% do consumo e de 84,4% 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 a evolução dos 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



Nota 1: As quantidades apresentadas até ao ano gás 2018-2019 referem-se ao período de 1 de julho a 30 de junho. A partir do ano gás 2019-2020, referem-se ao período de 1 de outubro a 30 de setembro.

Nota 2: Os valores relativos a 2020, incorporados no ano gás 2020-2021 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de contenção da propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2020-2021

O balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) define as quantidades de gás natural para as entradas e para as saídas do SNGN, 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 SNGN para o ano gás 2020-2021.

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

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 das redes para os grandes consumidores industriais em AP e dos ORD para os consumidores de menor dimensão (residenciais, terciário e pequena indústria), assim como e as previsões individuais efetuadas pela ERSE para cada centro electroprodutor ligado à RNT.

Em seguida sumarizam-se os diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2020-2021.

3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNGN

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

- De acordo com o histórico recente (últimos 3 anos gás), assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos nacionais, através do Terminal de Sines de GNL e das interligações, de 87% e 13%,

respetivamente, verificando-se um aumento significativo do aprovisionamento através do Terminal de Sines de GNL, em relação ao considerado nas tarifas do ano gás 2019-2020.

- O abastecimento dos consumos de gás natural em Portugal continental para o ano gás 2020-2021 é determinado considerando as previsões do (i) operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) e do (ii) operador do Terminal de Sines, assim como a (iii) evolução histórica da estrutura de abastecimento entre o Terminal de Sines e Campo Maior.
- Dado o histórico recente, considera-se exportação para Espanha no VIP (agregado das saídas por Campo Maior e Valença do Minho) para o ano gás 2020-2021. Assumem-se as quantidades médias estimadas pelo ORT para o ano 2019.
- Adicionalmente, assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).

CENTROS ELECTROPRODUTORES

- Consumo de gás natural dos centros electroprodutores em 2020 poderá ser fortemente afetado pelas incertezas decorrentes das medidas de contenção da propagação da COVID-19, desta forma a ERSE não perspetiva um crescimento dos consumos, tendo integrado as previsões da REN;
- Consumo de gás natural da central de ciclo combinado da Turbogás em consonância com as quantidades contratuais do Acordo de Gestão de Consumos (contrato *take-or-pay*) associado a esta central;
- A neutralização no *mix* de produção elétrica de 2021, dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade;
- A aproximação do custo variável de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural do custo variável das centrais a carvão, tendo em conta a política energética e ambiental a nível nacional e europeu, que poderá favorecer a produção a gás natural em detrimento do carvão.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Consideram-se as previsões do ORT (REN Gasodutos) para as injeções no armazenamento subterrâneo e para as extrações do armazenamento subterrâneo.
- A energia média diária armazenada durante o ano gás 2020-2021 é calculada com base na média dos últimos quatro anos gás reais.
- Considera-se que no ano gás 2020-2021 estão em operação as 6 cavernas existentes.

CLIENTES INDUSTRIAIS

- A ERSE optou por assumir as previsões do ORT para o ano gás 2020-2021, o que implica um acréscimo de 1,8% em relação aos consumos previstos pela ERSE para as tarifas do ano gás 2019-2020. Com este pressuposto o consumo dos grandes consumidores em AP será de 17,3 TWh, no ano gás 2020-2021.
- A previsão do ORT para o ano gás 2020-2021 representa um decréscimo de 0,3% em relação à sua estimativa de consumo para o ano gás 2019-2020.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Para o ano gás 2018-2019, foram consideradas as quantidades físicas de gás natural reportadas pelo ORT. Às quantidades físicas das redes interligadas foram adicionadas as entregas de GNL às redes isoladas (UAG), as quantidades de gás natural transferidas entre os ORD e as respetivas perdas e autoconsumos.
- Nas previsões de quantidades para o ano gás 2020-2021 foram consideradas as taxas de evolução previstas por cada um dos ORD, exceto para a Sonorgás, correspondendo a um valor total de 26,1 TWh.
- A Sonorgás, que considera nas suas previsões o abastecimento a 18 novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás natural em novas zonas geográficas. No entanto, face aos dados mais recentes à disposição da ERSE, relativos à execução dos investimentos nas redes e infraestruturas dos 18 novos polos atribuídos à Sonorgás, considerou-se 50% das previsões da empresa para os novos polos, quer para o consumo quer para pontos de abastecimento, para 2021.

COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

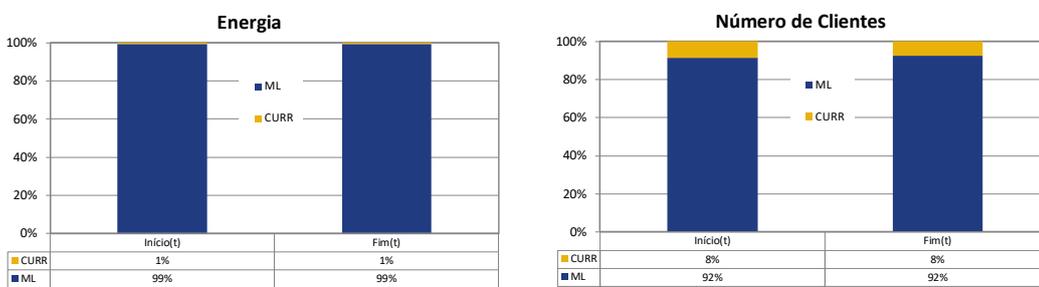
- Prevêem-se consumos e número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso.
- No ano gás 2020-2021 a quota de mercado prevista para clientes ligados em Média Pressão (MP) é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2020-2021 a quota de mercado prevista para clientes ligados em Baixa Pressão com consumo anual de gás natural superior a 10 000 m³ (BP>) é em média de 99% (energia) e de 92% (número de clientes).

- No ano gás 2020-2021 a quota de mercado prevista para os clientes em Baixa Pressão com consumo anual de gás natural inferior ou igual a 10 000 m³ (BP<) é em média de 83% (energia) e de 84% (número de clientes).

ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA 2020-2021

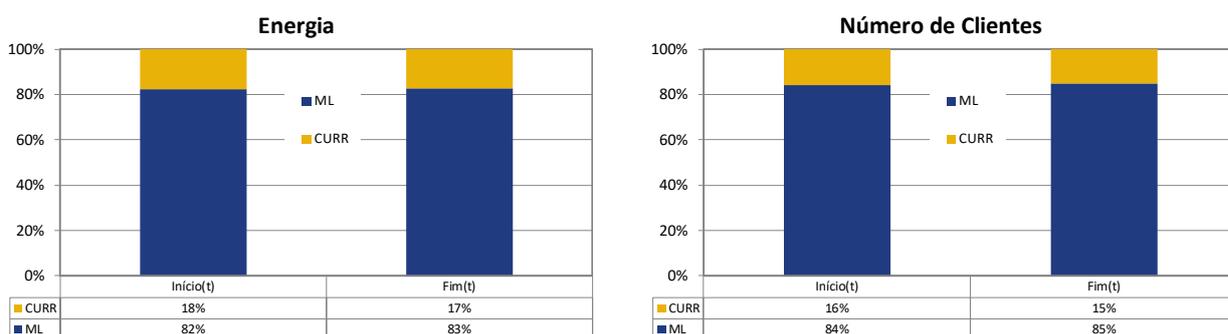
A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, para os segmentos de consumo acima e abaixo de 10 000 m³ por ano.

Figura 3-1 - Estrutura de mercado prevista em termos de energia e número de clientes, para 2020-2021 no segmento de consumidores com consumo anual 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 2020-2021 no segmento de consumidores com consumo anual 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 natural. 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 SNGN PARA 2020-2021

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 SNGN para 2020-2021. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) e das Redes Nacionais de Distribuição de Gás Natural (RNDGN).

Quadro 3-1 - Balanco de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2020-2021

BALANÇO COMERCIAL DE GÁS NATURAL NA RNTGN		Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNTGN		
1=1.1+1.2	1 Gasodutos	8 139
	1.1 Campo Maior	8 139
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	55 430
	2.1 Injecções RNT	53 470
	2.2 Camião cisterna	1 961
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	4 004
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	67 574
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	65 613
SAÍDAS DA RNTGN		
	6 Exportação (Interligações internacionais)	1 268
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	4 004
	8 Centros electroprodutores	17 689
	9 Clientes industriais em AP	17 316
	10 Redes de distribuição (interligadas)	25 276
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	65 553
	12 Variação das existências (Linepack)	-1
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	61
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	60 281

BALANÇO COMERCIAL DE GÁS NATURAL NA RNDGN		Unidades: GWh
ENTRADAS NA RNDGN		
15=10	15 Redes interligadas	25 276
	16 Redes abastecidas por UAG	909
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	26 185
SAÍDAS DA RNDGN		
	18 Clientes em MP	17 780
	19 Clientes em BP	8 358
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	47
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	26 185
SAÍDAS DA RNDGN		
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	26 138
	22.1 Beiragás	1 115
	22.2 Dianagás	87
	22.3 Sonorgás	179
	22.4 Duriensegás	254
	22.5 Lisboa gás	4 752
	22.6 Lusitaniagás	8 868
	22.7 Medigás	116
	22.8 Paxgás	19
	22.9 REN Portgás	7 440
	22.10 Setgás	1 949
	22.11 Tagusgás	1 358

No balanço de energia, as saídas da RNDGN 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 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2020-2021

Unidades: n.º clientes

Número de clientes	CUR	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES LIGADOS NA RNT	0	20	20
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		16	16
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	240 110	1 309 277	1 549 387
Beiragás	11 080	46 163	57 243
Dianagás	2 004	8 524	10 528
Sonorgás	2 148	33 085	35 233
Duriensegás	7 126	24 431	31 557
Lisboagás	101 360	435 406	536 766
Lusitaniagás	41 136	194 696	235 831
Medigás	4 920	19 848	24 768
Paxgás	1 618	4 534	6 152
REN Portgás	33 789	362 094	395 883
Setgás	29 069	145 538	174 606
Tagusgás	5 862	34 958	40 820
TOTAL CLIENTES DE GN	240 110	1 309 297	1 549 407

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 por comercializador de último recurso (CUR) 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 SNGN para 2020-2021

Unidades: GWh

BALANÇO COMERCIAL DE ENERGIA	CUR	Comercializadores de mercado	TOTAL
CLIENTES LIGADOS NA RNT	0	35 005	35 005
Centros eletroprodutores		17 689	17 689
Clientes Industriais		17 316	17 316
CLIENTES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	906	25 232	26 138
Beiragás	47	1 068	1 115
Dianagás	8	79	87
Sonorgás	6	173	179
Duriensegás	28	226	254
Lisboagás	376	4 376	4 752
Lusitaniagás	147	8 721	8 868
Medigás	14	102	116
Paxgás	4	15	19
REN Portgás	166	7 274	7 440
Setgás	83	1 865	1 949
Tagusgás	26	1 332	1 358
TOTAL CLIENTES DE GN	906	60 238	61 143

Nas previsões do Balço de Energia para 2020-2021 o mercado liberalizado de gás natural 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 natural e 85% dos clientes estará no mercado livre.

Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural, previsto para 2020-2021

Unid.: GWh

	ML	MR	Total
Centros electroprod RNT	17 689	0	17 689
Clientes > 10 000 m3	39 000	156	39 156
RNT	17 316	0	17 316
RND	21 684	156	21 840
Clientes BP < 10 000 m3	3 548	750	4 298
Total clientes	42 548	906	43 454
Total clientes + produtores reg ordinário	60 238	906	61 143

Estrutura de mercado

Consumo

	ML	MR
Clientes > 10 000 m3	100%	0%
RNT	100%	0%
RND	99%	1%
Clientes BP < 10 000 m3	83%	17%
Total	98%	2%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Unid.: Clientes

	ML	MR	Total
Centros electroprod	4	0	4
Clientes > 10 000 m3	5 085	434	5 519
RNT	16	0	16
RND	5 069	434	5 503
Clientes BP < 10 000 m3	1 304 208	239 676	1 543 883
Total clientes	1 309 293	240 110	1 549 403
Total clientes + produtores reg ordinário	1 309 297	240 110	1 549 407

Estrutura de mercado

Número de clientes

	ML	MR
Clientes > 10 000 m3	92%	8%
RNT	100%	0%
RND	92%	8%
Clientes BP < 10 000 m3	84%	16%
Total	85%	15%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

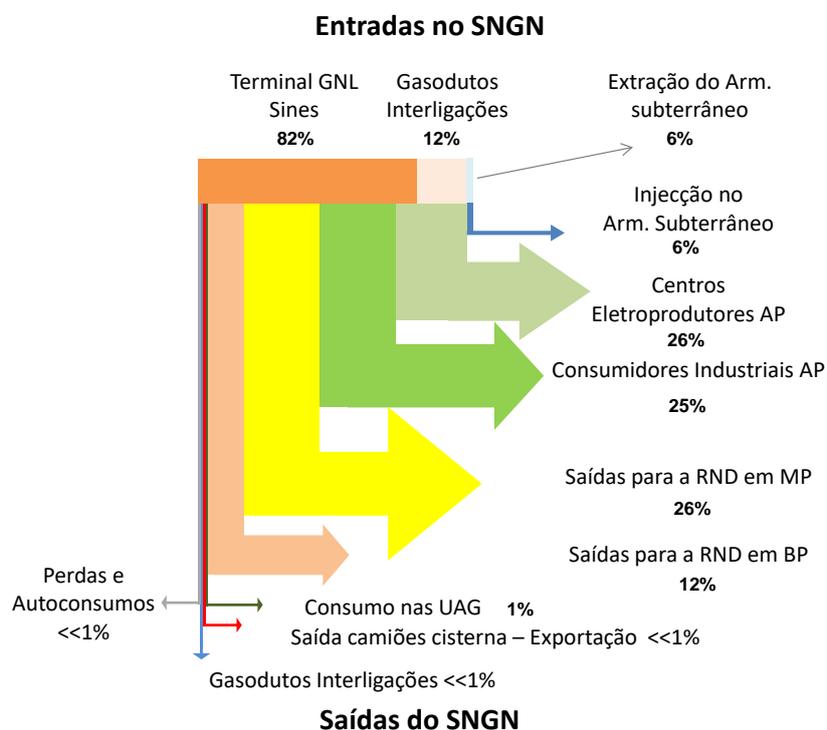
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

Globalmente importa caracterizar a distribuição dos consumos de gás natural 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 natural. 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 natural a partir de Unidades Autónomas de Gás (UAG), abastecidas a partir de gás natural liquefeito no Terminal de GNL de Sines, 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 Natural é reduzida.

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

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2020-2021



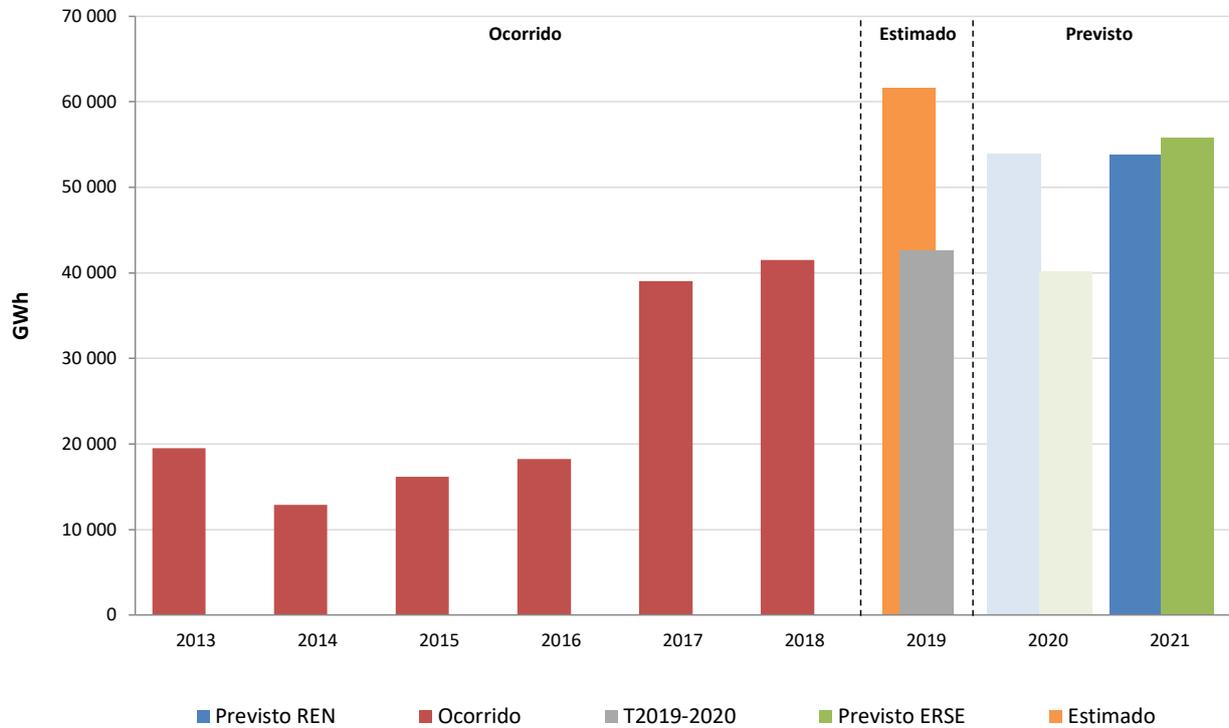
4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2020 E 2021

Face ao atual enquadramento de grande incerteza criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, que terão impacto no nível de procura de gás natural, principalmente no ano de 2020, os valores estimados para este ano apresentam uma maior incerteza, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão quando forem calculados os ajustamentos aos proveitos permitidos desse ano. As previsões para 2021 têm como pressuposto o retorno à normalidade do nível de procura de gás natural nesse ano.

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

A Figura 4-1 ilustra a evolução das quantidades de gás natural saídas do Terminal de GNL desde o ano 2013, bem como os valores previstos para os anos 2020 e 2021. Em 2019 houve uma grande alteração na estrutura de aprovisionamento do SNGN, passando o Terminal de GNL a ser a principal entrada de gás natural no território nacional. As quantidades de gás natural previstas à saída do Terminal de GNL, pela ERSE para 2021, são superiores às previsões do ORT, apesar de a ERSE ter considerado uma estrutura de aprovisionamento diferente do ORT, na qual o terminal contribui com um pouco mais energia na entrada para a rede de transporte. Tal deve-se ao facto das previsões de consumo da ERSE para o SNGN serem superiores às do ORT para 2021, em grande parte devido a diferenças quanto à evolução dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição.

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

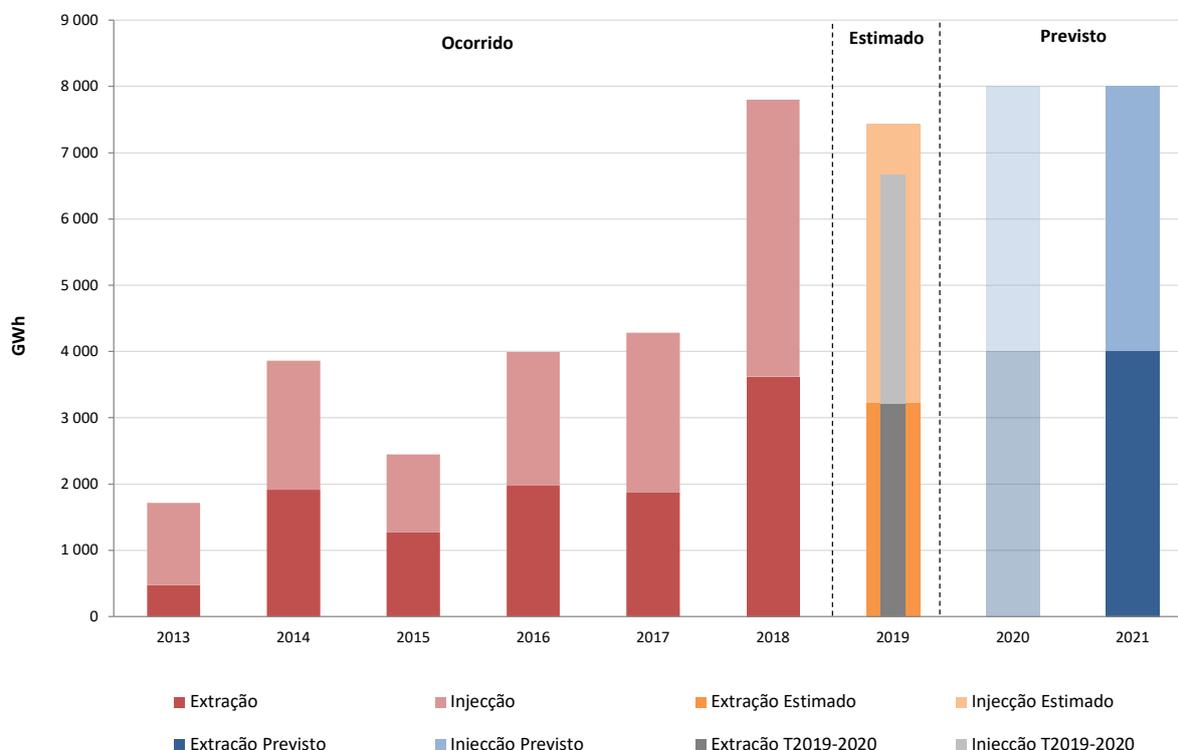


Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

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

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 2018, a melhor estimativa para 2019 e os valores previstos pela empresa, 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 1: Os valores deste indutor de custo são obtidos no referencial de faturação e são diferentes dos valores físicos.

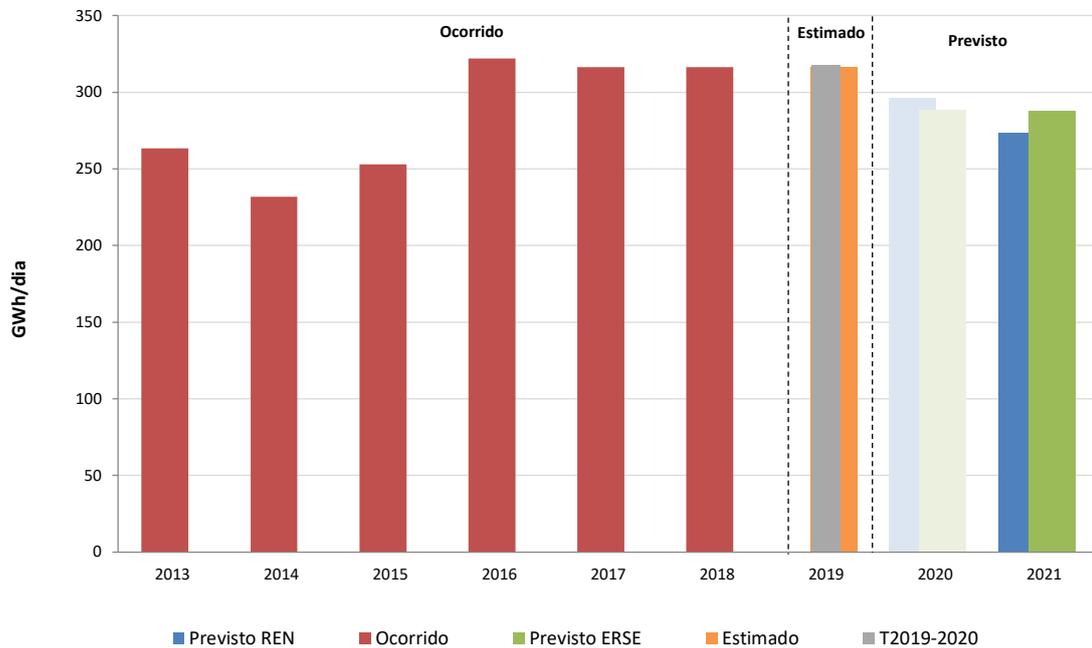
Nota 2: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

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

Atualmente, existe apenas um indutor de custo do *price cap* aplicado aos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural, que é a capacidade utilizada nas saídas da RNTGN. Este indutor de custo foi definido como a soma dos máximos de capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte⁶, que se observou nos últimos 12 meses. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização diária, não simultânea, da RNTGN. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2013 e 2018, a melhor estimativa para 2019, bem como as previsões da ERSE e do ORT.

⁶ Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

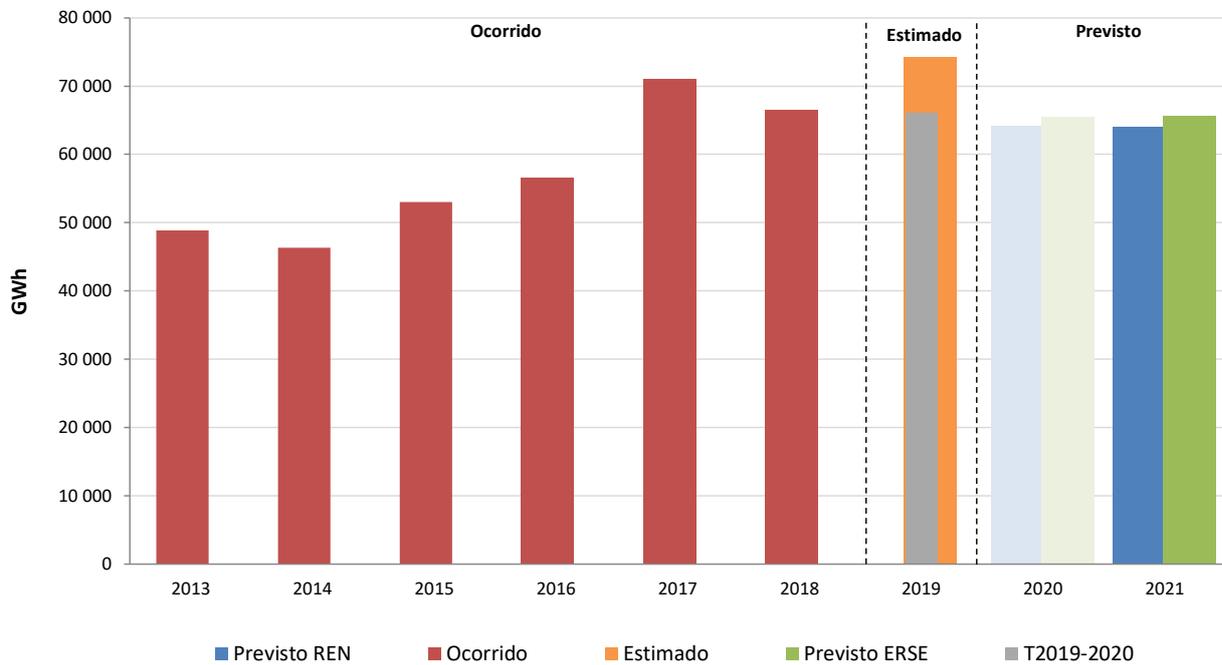
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos permitidos)



Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

Apesar de a quantidade anual de gás natural saída da RNTGN não ser atualmente indutor de custo da atividade de transporte, na Figura 4-4 é apresentada a evolução desta variável desde o ano 2013, bem como os valores previstos. As previsões da ERSE são superiores 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 RNTGN
(valores ocorridos e previsões)



Nota: Os valores relativos a 2020 apresentam uma maior incerteza, face ao atual contexto de propagação da COVID-19, podendo posteriormente sofrer uma significativa revisão.

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

A fórmula de regulação da atividade de Distribuição de gás natural 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 natural distribuídas e da evolução dos pontos de abastecimento. As previsões são apresentadas nos quadros seguintes.

Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN para fornecimento a clientes previstas para definição dos proveitos permitidos⁷

Unidade: GWh

	2020	2021
Beiragás	1 110	1 116
Dianagás	86	87
Sonorgás	158	185
Duriensegás	252	255
Lisboagás	4 733	4 760
Lusitaniagás	8 838	8 875
Medigás	115	117
Paxgás	19	19
Portgás	7 367	7 469
Setgás	1 941	1 955
Tagusgás	1 354	1 359
TOTAL	25 974	26 198

Nota: Devido à incerteza criada pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, os valores relativos a 2020 são indicativos.

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 natural entre os operadores Tagusgás, Lusitaniagás e Setgás, cujos valores previsionais para 2020 e 2021 se apresentam no quadro seguinte.

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

Unid: GWh	<u>Receção de outros ORD</u>		<u>Fornecimento a outros ORD</u>	
	2020	2021	2020	2021
Tagusgás	10	10	63	63
Lusitaniagás	63	63	0	0
Setgás	0	0	10	10

⁷ 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.

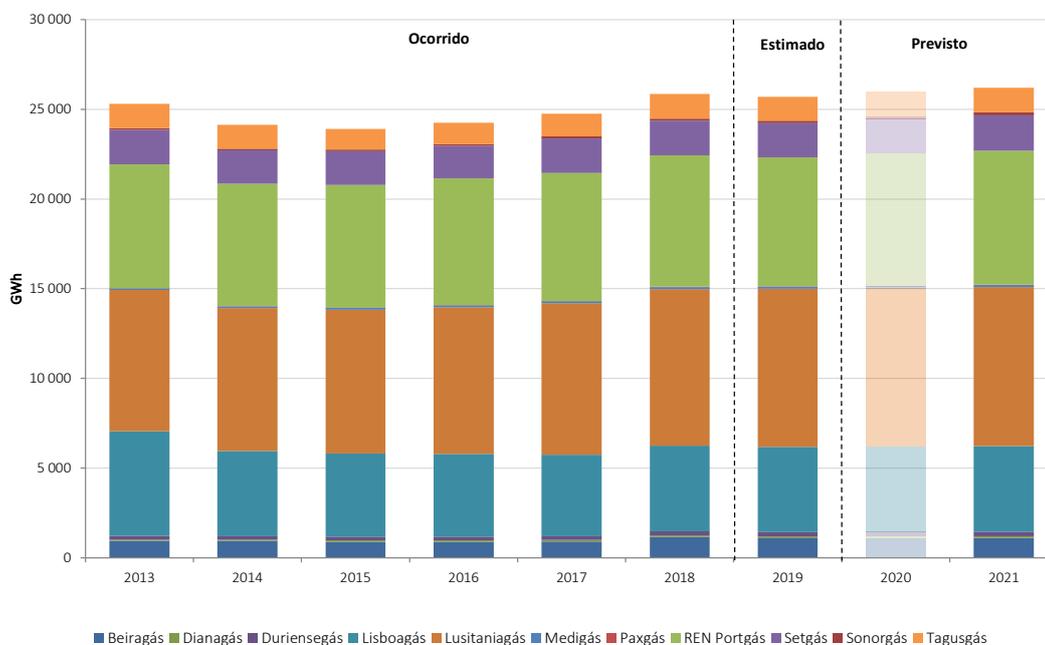
Quadro 4-3 – Número médio de pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: N.º médio Pts Entrega

	2020	2021
Beiragás	56 506	57 513
Dianagás	10 390	10 571
Sonorgás	24 075	27 309
Duriensegás	31 262	31 649
Lisboagás	536 339	536 906
Lusitaniagás	233 274	236 680
Medigás	24 411	24 885
Paxgás	6 144	6 153
Portgás	386 090	399 311
Setgás	173 464	174 990
Tagusgás	40 168	41 036
TOTAL	1 522 124	1 547 004

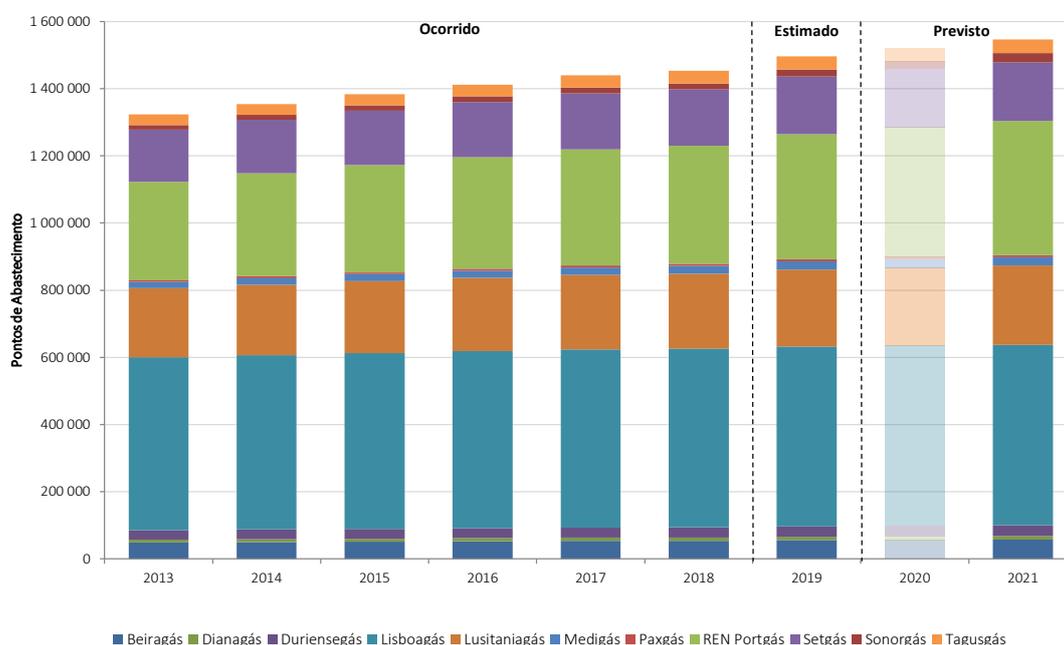
Na Figura 4-5 e na Figura 4-6 comparam-se as previsões com os valores ocorridos.

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



Nota: Devido à incerteza criada pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, os valores relativos a 2020 são indicativos.

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



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

O Quadro 4-5 e o Quadro 4-4 apresentam os valores adotados pela ERSE para a energia vendida e para o número de clientes por segmento, 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	
	2020	2021
CURR <10 000	797	735
CURR >10 000	181	149
TOTAL	977	884

Nota: Devido à incerteza criada pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, os valores relativos a 2020 são indicativos.

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

	Unidade: N.º médio de clientes	
	2020	2021
CUR <10 000	253 193	234 728
CUR >10 000	503	413
TOTAL	253 696	235 141

A função de comercialização de gás natural 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 natural 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 natural para os comercializadores de mercado. 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 natural superiores a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2022 e para clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 31 de dezembro de 2025.

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

	Unidade: GWh					
	2020		2020	2021		2021
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	38	12	50	36	10	46
Dianagás	6	2	8	6	2	7
Sonorgás	5	3	8	4	2	5
Duriensegás	27	1	29	26	1	28
Lisboagás	347	58	405	318	49	367
Lusitaniagás	130	28	158	121	23	144
Medigás	12	3	15	11	3	14
Paxgás	3	1	4	3	1	4
EDP Gás	135	48	182	124	37	161
Setgás	72	18	90	67	14	81
Tagusgás	20	7	28	18	7	25
TOTAL	797	181	977	735	149	884

Nota: Devido à incerteza criada pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19, os valores relativos a 2020 são

indicativos.

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

Unidade: N.º médio de clientes

	2020		2020	2021		2021
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	11 564	28	11 592	10 890	24	10 914
Dianagás	2 088	7	2 095	1 968	7	1 975
Sonorgás	1 854	2	1 856	1 509	1	1 511
Duriensegás	7 332	7	7 339	7 052	6	7 057
Lisboagás	107 411	188	107 599	99 290	157	99 447
Lusitaniagás	43 245	68	43 312	40 411	55	40 466
Medigás	5 129	4	5 133	4 847	4	4 851
Paxgás	1 668	4	1 672	1 598	3	1 601
EDP Gás	35 835	134	35 969	32 959	103	33 062
Setgás	30 805	44	30 848	28 495	37	28 532
Tagusgás	6 263	20	6 283	5 711	17	5 728
TOTAL	253 193	503	253 696	234 728	413	235 141

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 Sines, de 2016 a 2019. 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 2016 a 2019

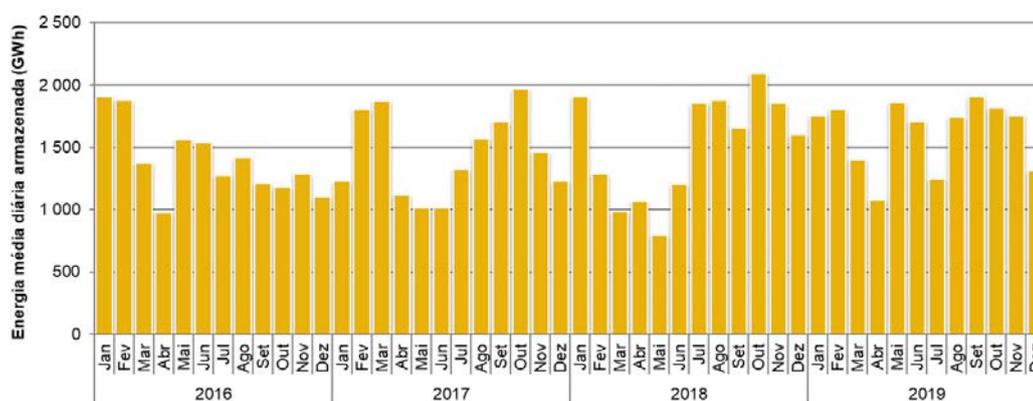
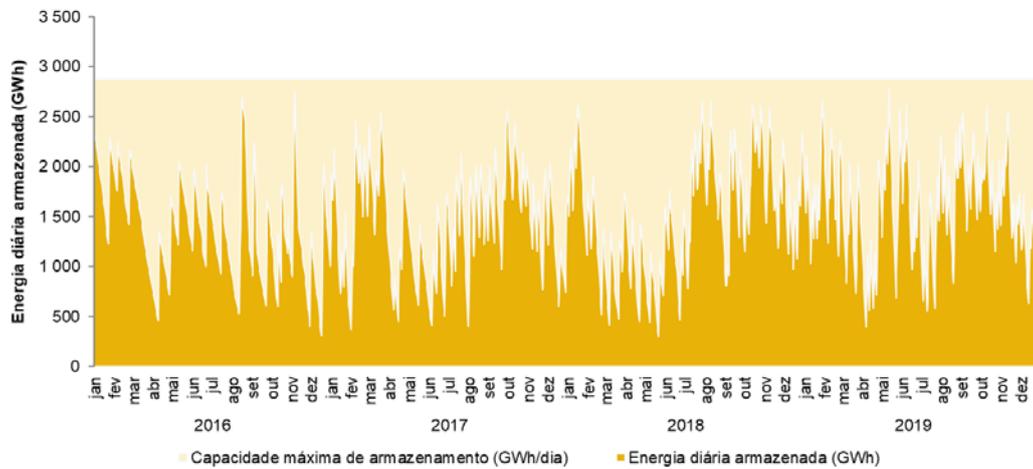


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2016 a 2019

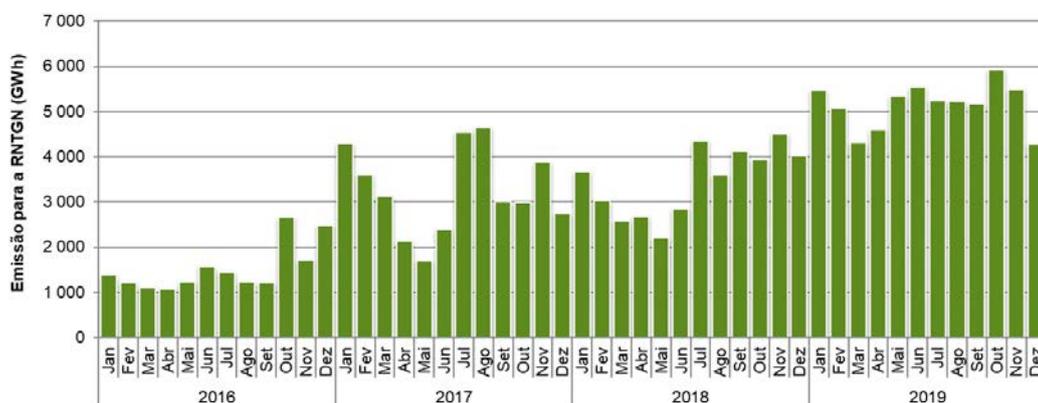


Verifica-se que o valor diário máximo de energia armazenada durante 2019 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil nos tanques de GNL no mês de maio, cerca de 2 775 GWh.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2019 é equivalente a aproximadamente 9 dias⁸ do consumo médio nacional.

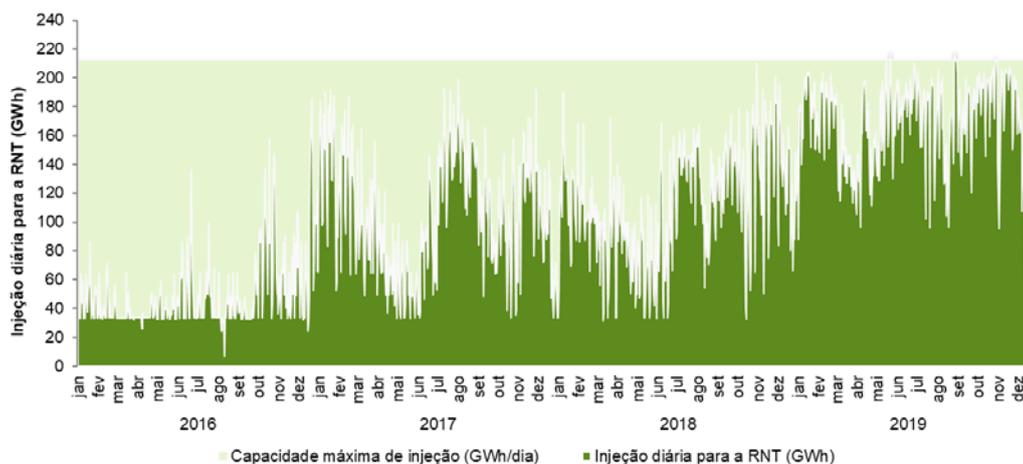
Na Figura 5-3 e Figura 5-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, no período de 2016 a 2019.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2016 a 2019



⁸ Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2019 na RNTGN de 66,1 TWh.

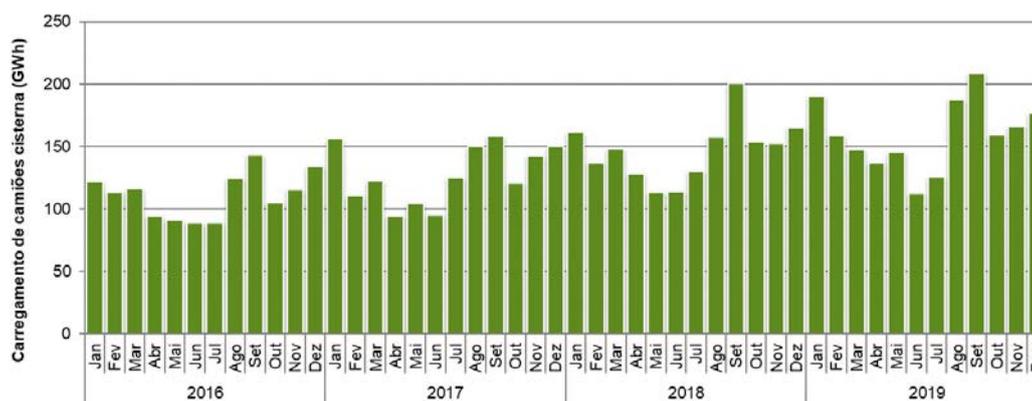
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2016 a 2019



Em 2019, a emissão de gás natural para a RNTGN correspondeu a uma modulação⁹ de cerca de 282 dias (utilização de 77%). Este valor é historicamente elevado.

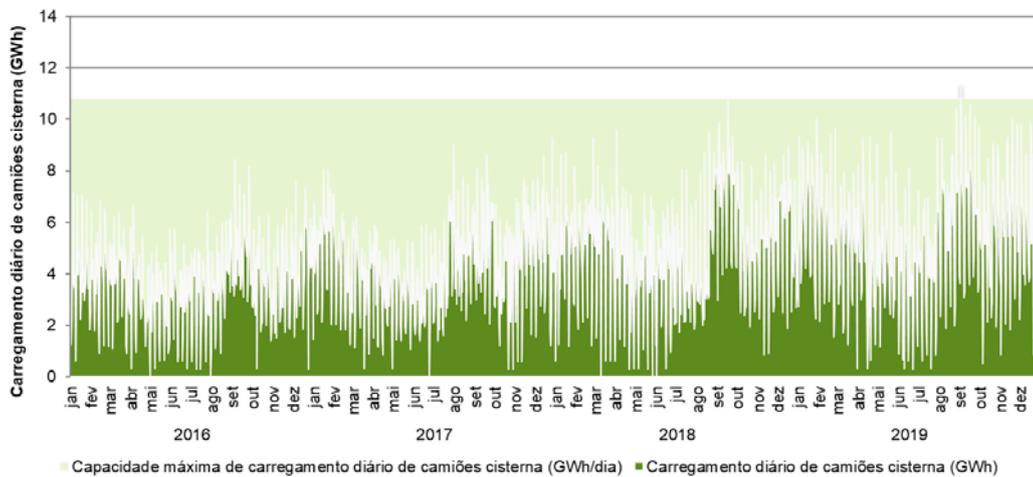
Na Figura 5-5 e Figura 5-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás natural para os camiões cisterna, de 2016 a 2019.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2016 a 2019



⁹ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia total regaseificada em 2019 e a capacidade máxima verificada em 2019.

Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2016 a 2019



Em 2019, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna correspondeu a uma modulação de cerca de 158 dias (utilização de 43%).

5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2016 a 2019.

Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2019 oscilou entre os 13 e os 21 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2016 a 2019

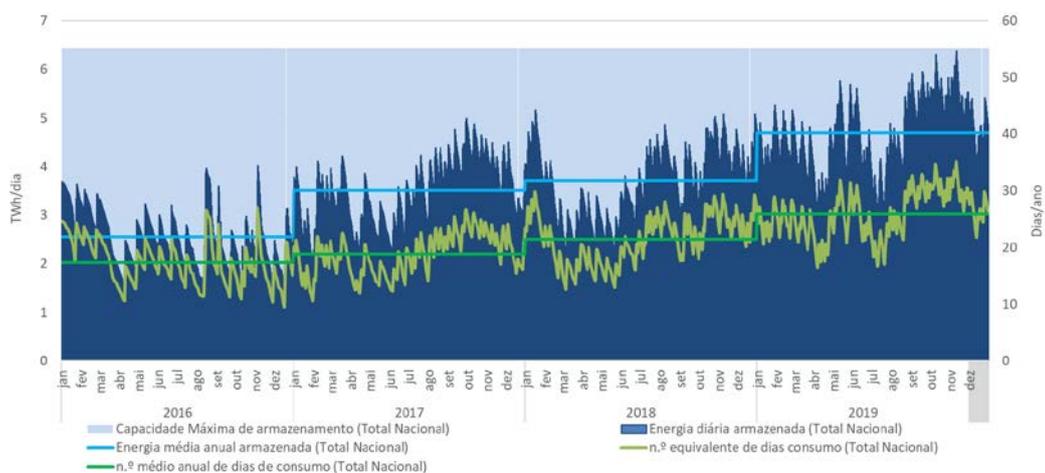


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2016 (54,4 TWh), ano 2017 (68,2 TWh), ano 2018 (62,5 TWh) e ano 2019 (66,1 TWh).

5.1.1.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS NATURAL

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 Sines, de 2016 a 2019.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2016 a 2019



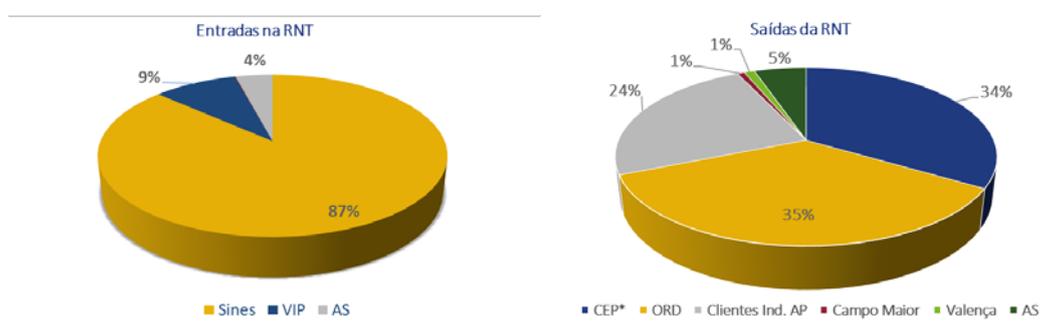
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2016 (54,4 TWh), ano 2017 (68,2 TWh), ano 2018 (62,5 TWh) e ano 2019 (66,1 TWh).

Em 2019, verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de Sines, foi em média, de 26 dias do consumo médio diário nacional.

5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2019, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT. Em termos de entradas, o Terminal de Sines e o VIP¹⁰ representaram 87% e 9%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou 4%, em relação ao total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos CEP, dos Clientes Industriais em Alta Pressão (AP), dos consumos nas redes de distribuição (ORD) e do Armazenamento Subterrâneo (AS) representaram em 2019, 34%, 24%, 35% e 5%, respetivamente, do total das saídas da RNT. Verificou-se pela primeira vez em 2019 a exportação por Campo Maior, representando aproximadamente 1% do total das saídas.

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2019



Na Figura 5-10 caracterizam-se as entradas na RNT (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 natural, durante o ano de 2019.

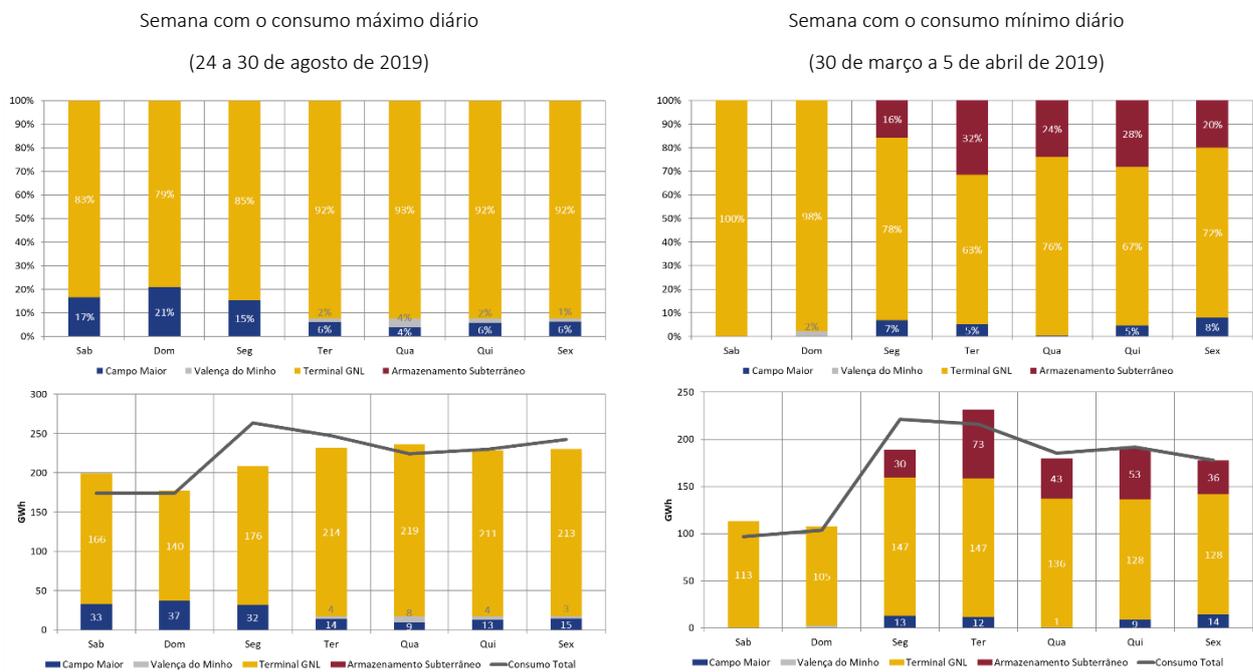
O consumo máximo de gás natural (265 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 26 de agosto de 2019 (segunda-feira) e o consumo mínimo de gás natural (96 GWh/dia) ocorreu no dia 30 de março de 2019 (sábado). No entanto, o dia de maior consumo¹¹ não corresponde ao dia onde se verifica o máximo de

¹⁰ Define-se o VIP como a agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

¹¹ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNT para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

entradas na RNT. A capacidade máxima nas entradas (265 GWh/dia) ocorreu no dia 19 de junho de 2019 (quarta-feira) e a capacidade mínima (102 GWh/dia) nas entradas ocorreu no dia 25 de dezembro de 2019 (quarta-feira). A existência de *linepack* na RNT e de injeções do armazenamento subterrâneo justifica a diferença entre os valores na entrada e na saída da RNT. Entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o mínimo consumo diário), o armazenamento subterrâneo e o terminal são utilizados para ajustar a oferta à procura de gás natural na RNT. Note a utilização historicamente baixa na semana de maior consumo e a utilização nula na semana de menor consumo de gás natural.

Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2019



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT de 2016 a 2019. Esta análise é feita no referencial da RNT. Ou seja, valores positivos representam entradas na RNT e valores negativos representam saídas da RNT. 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 RNT. A Figura 5-12 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2019, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 77 dias/ano, representando uma utilização de 21% da sua capacidade máxima de injeção na RNT. Esta utilização é historicamente baixa. Como a figura mostra, houve fluxo de exportação de gás natural para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2019, com uma modulação de injeção na RNT de 13 dias/ano, representando uma utilização de 4% da sua capacidade máxima de injeção.

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2016 a 2019

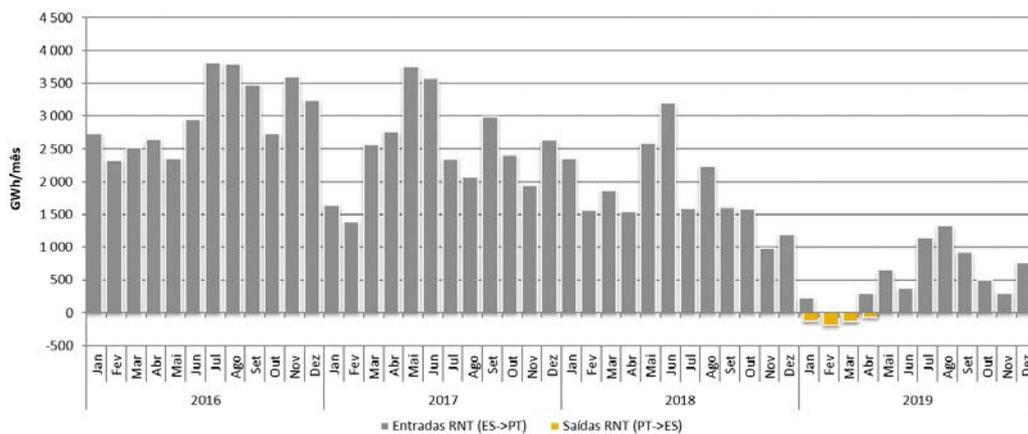
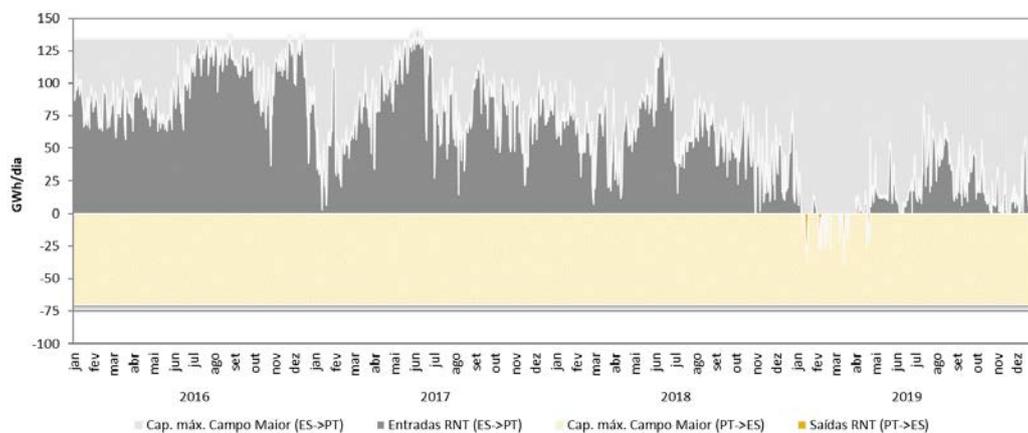


Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2016 a 2019



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2016 a 2019 em termos de energia mensal injetada/extraída na RNT. A Figura 5-14 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída na RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2019, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 5 dias/ano, representando uma utilização de 1% da sua capacidade máxima de injeção. Como a figura mostra, houve fluxo de exportação de gás natural para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2019, com uma modulação de injeção na RNT de 42 dias/ano, representando uma utilização de 12% da sua capacidade máxima de injeção.

Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2016 a 2019

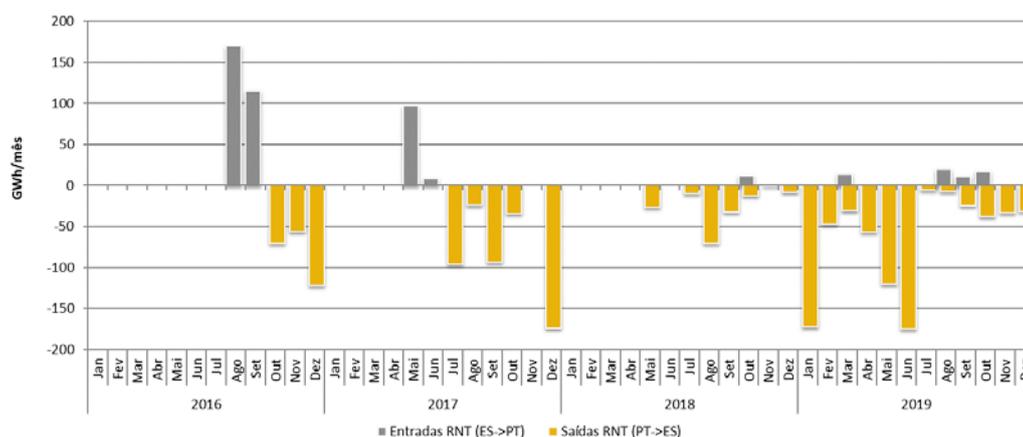
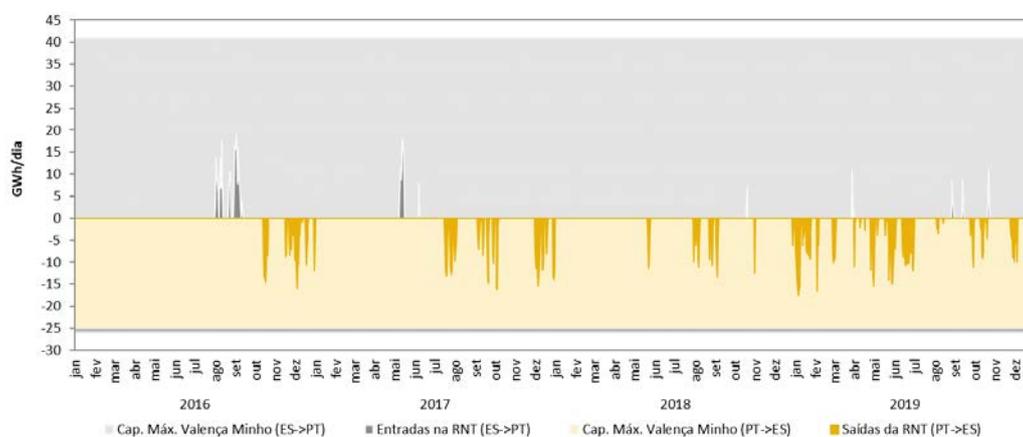


Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2016 a 2019



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 natural das interligações de Valença do Minho e Campo Maior, de 2016 a 2019. De janeiro a março de 2019 verificou-se exportação líquida para Espanha no VIP no valor de 456,3 GWh.

Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2016 a 2019

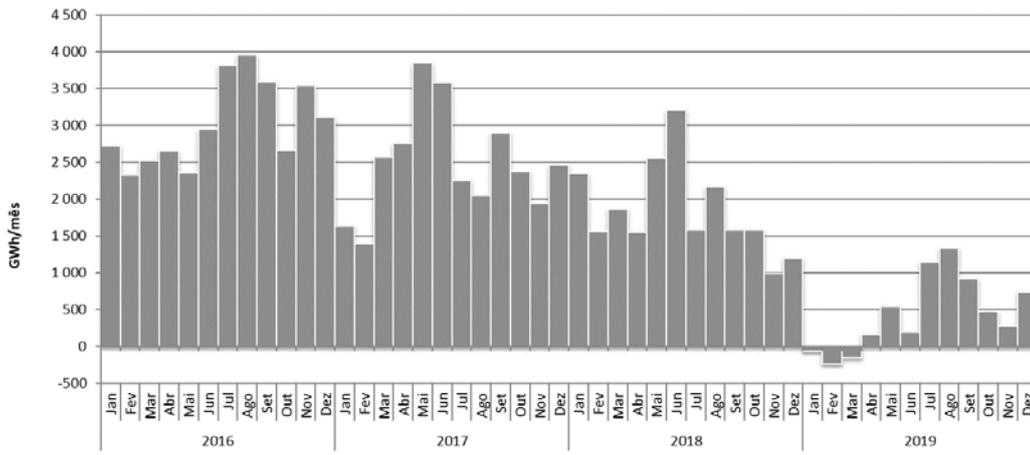
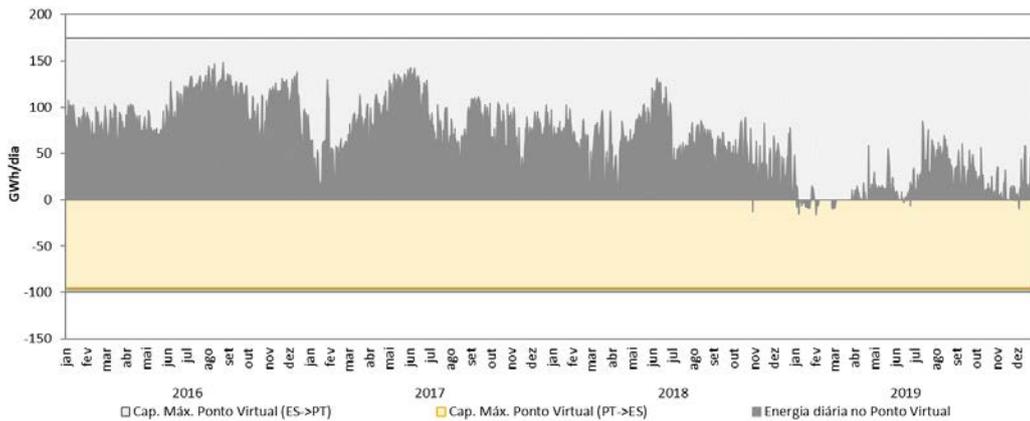


Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2016 a 2019



Nota: os valores de capacidades máximas no ponto virtual de interligação (quer de entrada, quer de saída da RNT) 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 RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT de 2016 a 2019. A Figura 5-18 caracteriza a fronteira entre a RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia diária injetada/extraída na RNT e de capacidade máxima de injeção/extração da mesma, de 2016 a 2019.

Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2016 a 2019

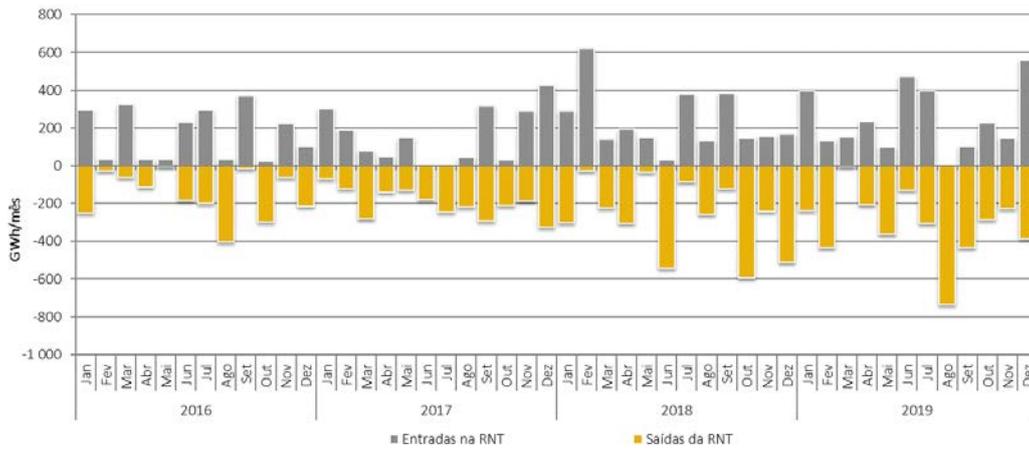
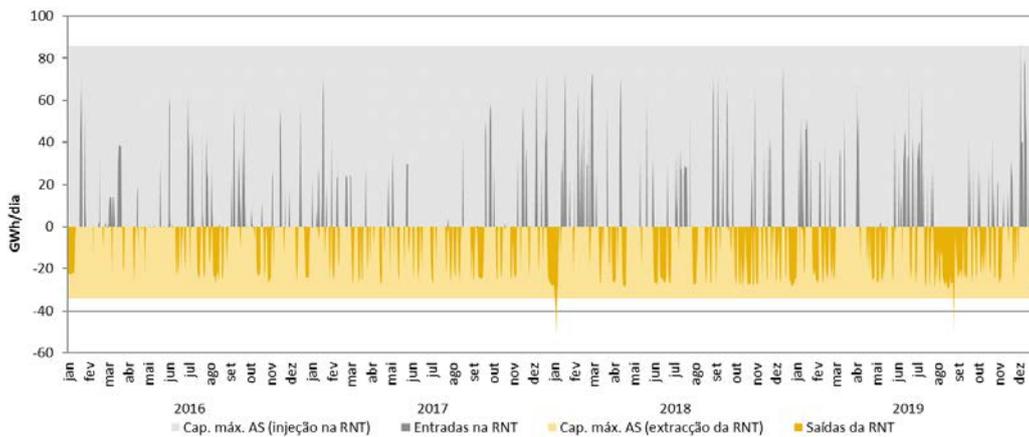


Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2016 a 2019



CENTROS ELETROPRODUTORES

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os centros eletroprodutores, em termos de energia mensal e diária extraída da rede de 2016 a 2019.

Em 2019, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração da RNT de 191 dias/ano, representando uma utilização de 52% das suas capacidades máximas utilizadas em 2019.

Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2016 a 2019

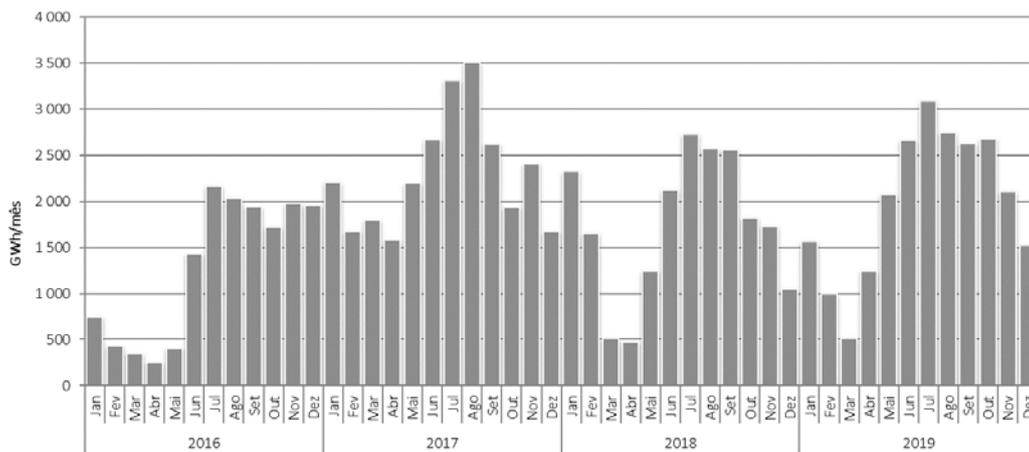
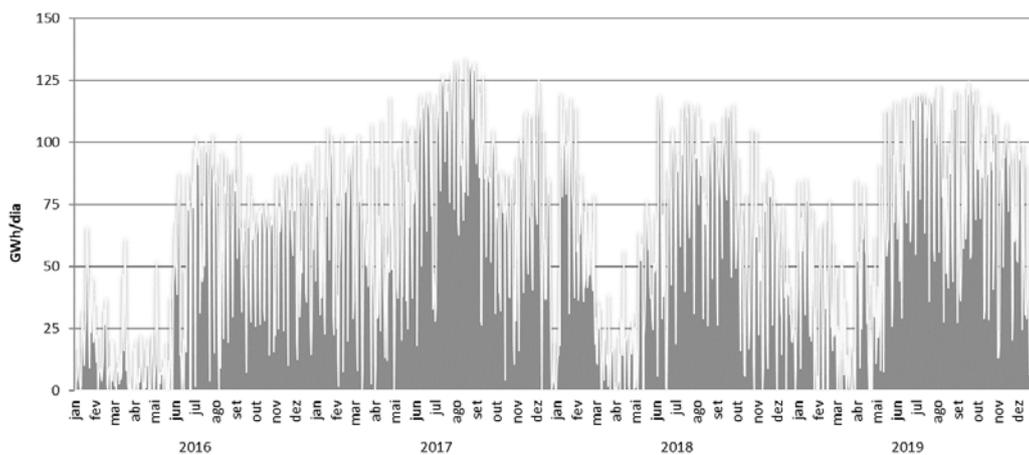


Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2016 a 2019



CLIENTES INDUSTRIAIS EM ALTA PRESSÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os clientes em alta pressão, em termos de energia mensal e diária extraída da rede. Em 2019, verifica-se que os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 317 dias/ano, representando uma utilização de 87% das capacidades máximas verificadas em 2019. Esta utilização mostra o perfil de consumo quase permanente destes consumidores, assim como uma boa utilização da sua potência.

Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2016 a 2019

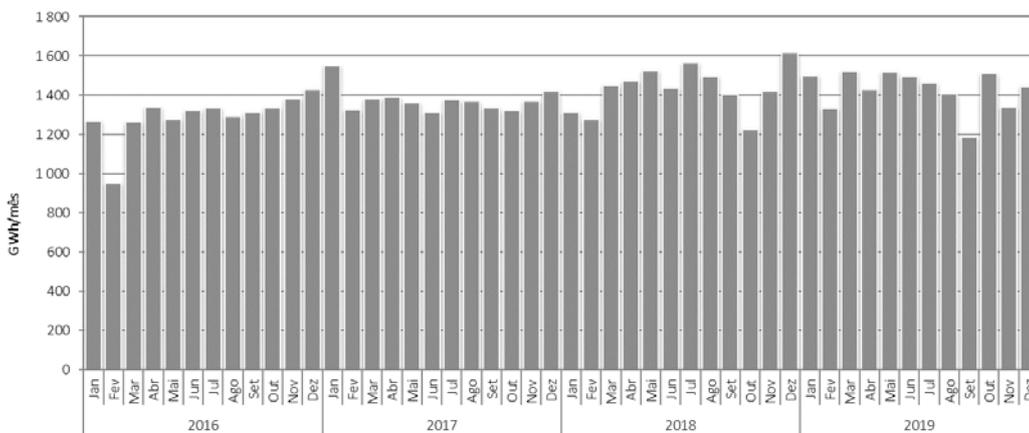
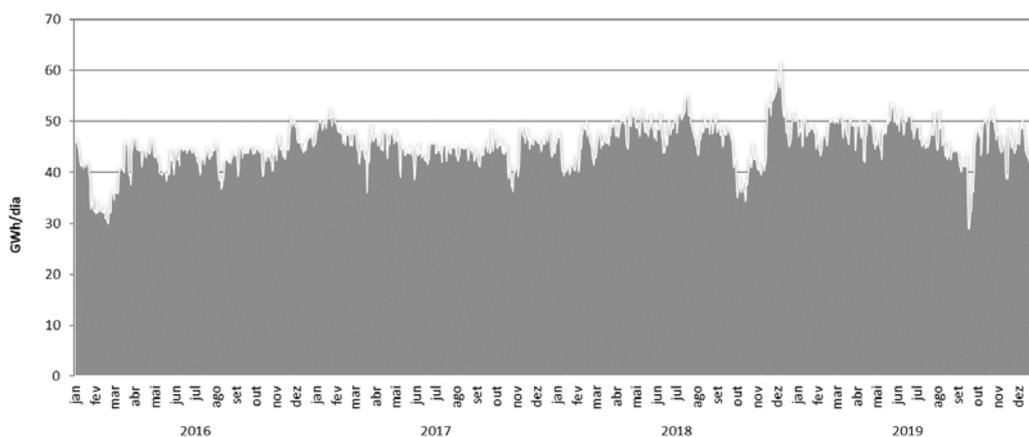


Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2016 a 2019



REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com a RND em termos de energia mensal e diária extraída da rede, de 2016 a 2019.

Em 2019, verifica-se que as entregas à RND correspondem a uma modulação de extração na RNT de 269 dias/ano, representando uma utilização de 74% da sua capacidade máxima total de extração verificada em 2019.

Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2016 a 2019

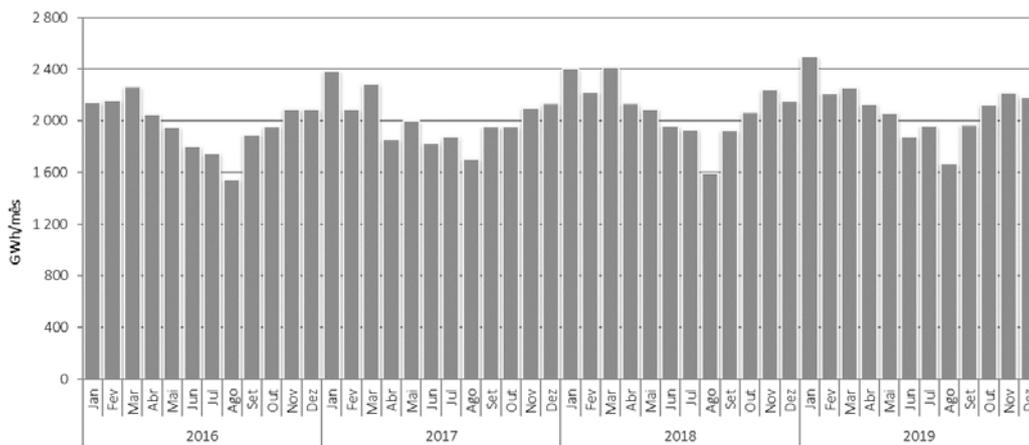
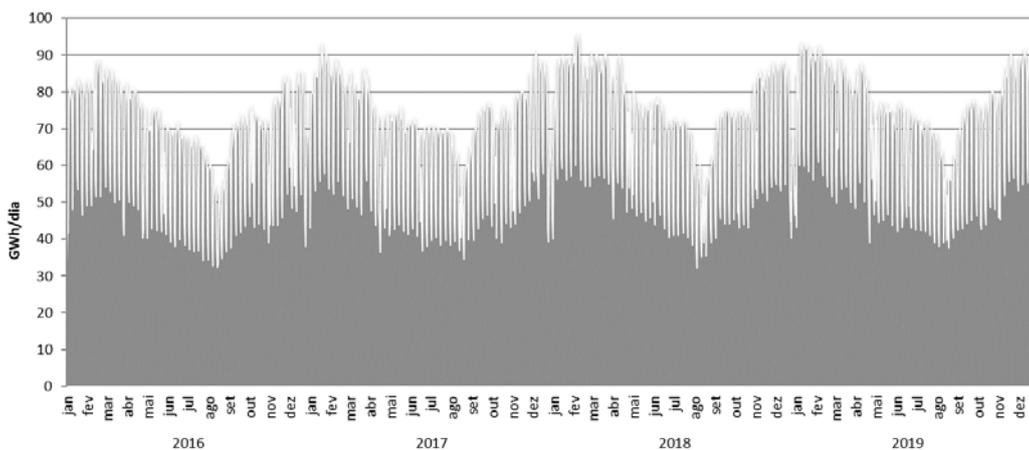


Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2016 a 2019



SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE

As figuras seguintes caracterizam as saídas da RNT para clientes em AP (incluindo os centros eletroprodutores) e para a RND, em termos de energia mensal e diária saída da rede RNT, de 2016 a 2019.

Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2016 a 2019

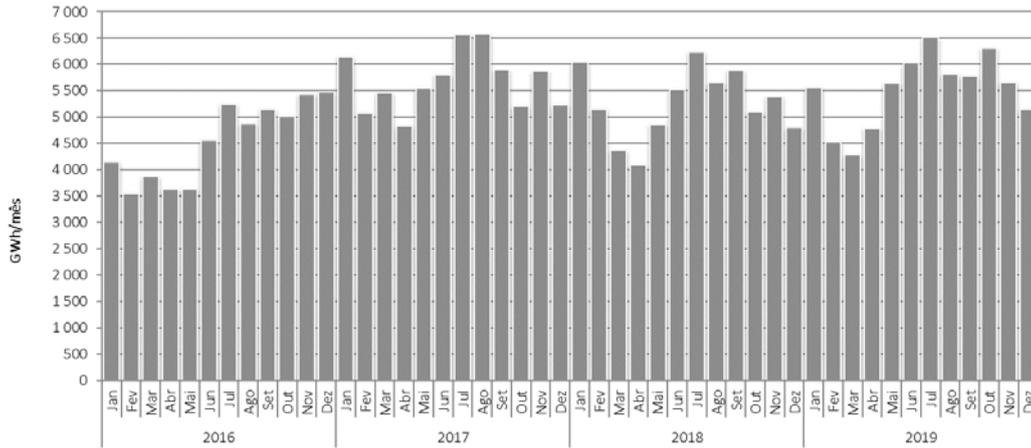
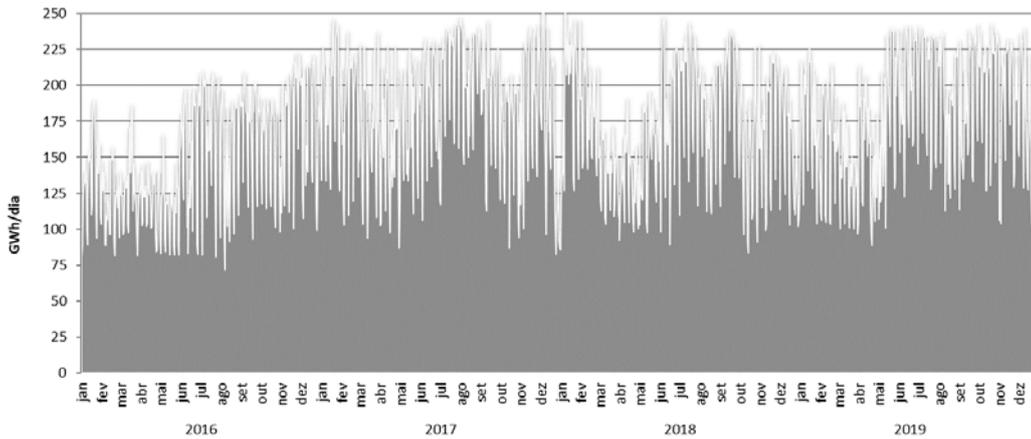


Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2016 a 2019

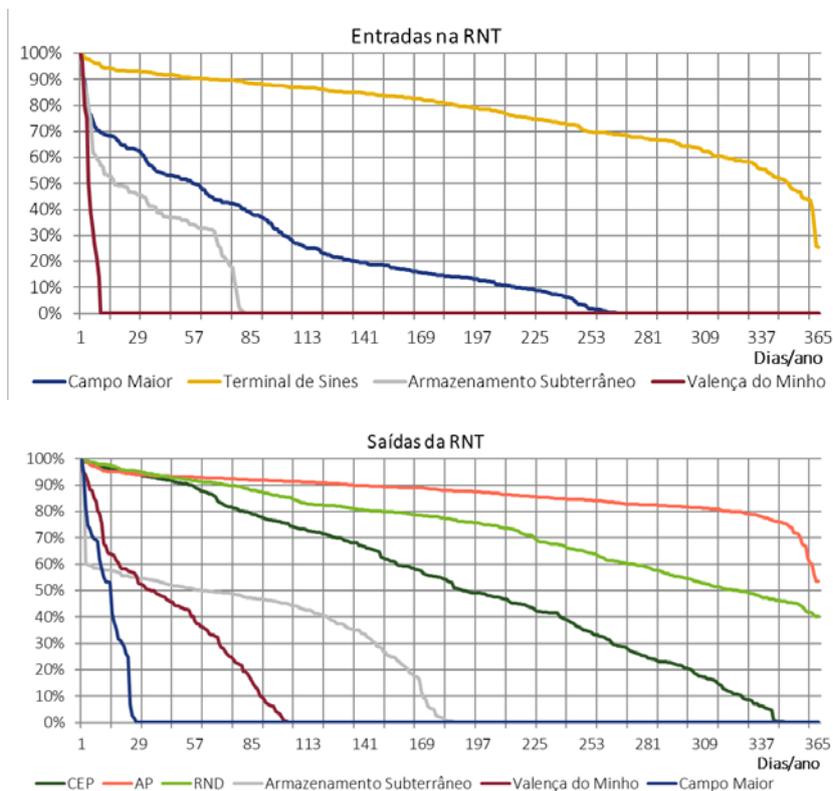


CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNT em função do respetivo valor máximo diário de energia, ocorrido durante o ano de 2019. A título de exemplo, e no que respeita à entrada na RNT com maior utilização, a fronteira da RNT com o Terminal de Sines, verificou durante 350 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 337 dias. No que respeita ao agregado das saídas para as RND, estes apresentam utilizações anuais superiores a 40% do valor máximo anual. Em 2019, Campo Maior é considerado pela primeira vez como ponto de saída e caracteriza-se como tendo a menor utilização anual, aproximadamente 29 dias/ano. Valença do Minho continua a ser a segunda fronteira da RNT com a menor utilização anual (100 dias/ano).

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



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

A utilização da RNT 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 natural que entra na RNT, oscila entre a interligação com Espanha (com origem na Argélia, por exemplo) e o terminal de Sines (com origem em países mais longínquos como a Nigéria), como ainda o consumo depende do preço do gás natural, 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 RNT e das infraestruturas em AP, que se preveem para o ano gás 2020-2021, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada anteriormente.

- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás natural 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 considerada a previsão da REN, que é um valor inferior aos valores reais dos últimos anos, mas mais prudente, tendo em conta o atual enquadramento de grande incerteza criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19.
- Na utilização da RNT assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: VIP (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo no Carriço. Assumem-se como pontos de saída os clientes ligados diretamente à rede de AP, as redes de distribuição, o Terminal de GNL em Sines (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 em Sines 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 Sines resultam do balanço de energia apresentado no capítulo 3, com a seguinte estrutura de aprovisionamento: (i) 87% da energia entra

pelo Terminal de Sines¹²; (ii) 13% da energia entra pelas interligações. Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de Sines são iguais à soma das quantidades regaseificadas com as quantidades carregadas em camiões cisterna, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (transhipment), para o ano gás 2020-2021.

- Considera-se que existe exportação de gás natural do VIP para Espanha, de acordo com o histórico verificado no ano de 2019.
- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 6 cavernas no ano gás 2020-2021, 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 natural na rede de distribuição foi determinada a partir da informação desagregada sobre a caracterização das quantidades no SNGN em 2018-2019, 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.

¹² Considera-se que 1% das quantidades recebidas pelo terminal de GNL de Sines 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	Leitura diária / Longas utilizações	Curtas utilizações	Leitura mensal	Periodicidade de leitura superior a 1 mês
Termo fixo mensal	€/mês	€/mês	€/mês	€/mês
Capacidade utilizada	€/(kWh/dia)	€/(kWh/dia)	n.a.	n.a.
Energia (com diferenciação de períodos horários em Fora de Vazio e Vazio)	€/kWh	€/kWh	€/kWh	n.a.
Energia (sem diferenciação de períodos horários)	n.a.	n.a.	n.a.	€/kWh

Quadro 5-2 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais (opção flexível)

Variável de faturação	Opção Flexível
Termo fixo mensal	€/mês
Capacidade base anual	€/(kWh/dia)
Capacidade mensal adicional	€/(kWh/dia)
Energia (com diferenciação de períodos horários em Fora de Vazio e Vazio)	€/kWh

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 natural em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás natural (em €/kWh) em AP é diretamente comparável com o preço de fornecimento de gás natural nos pequenos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás natural 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 natural 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 natural inferior ou igual a 10 000 m³). Nos fornecimentos em BP> (consumo anual de gás natural superior a 10 000 m³) e MP foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2018-2019. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 95% 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 2018-2019. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos ≤ 10 mil m³/ano – modulação entre 26 e 35 dias

- 10 mil m³/ano < Consumos ≤ 100 mil m³/ano – modulação de 46 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 natural, 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, para os anos civis de 2020 e 2021, 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 2020-2021. A diferença entre as previsões para o ORD e para os CUR caracteriza as quantidades e o número de clientes em regime de mercado.

Para caracterizar a procura nas tarifas transitórias foram aplicadas quotas de mercado liberalizado às previsões de cada ORD. Estas foram definidas com base na informação prestada pelos agentes, resultando nos seguintes valores:

- No ano gás 2020-2021 a quota de mercado prevista para clientes ligados em MP é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2020-2021 a quota de mercado prevista para clientes ligados em BP> é em média de 96% em energia e de 91% em número de clientes.
- No ano gás 2020-2021 a quota de mercado prevista para os clientes em BP< é em média de 83% em energia e de 84% em 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 Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, retira os centros eletroprodutores em regime ordinário do âmbito da comercialização de último recurso e, adicionalmente, desde 1 de janeiro de 2010 que todos os consumidores de gás natural podem escolher o seu fornecedor.

No Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estabelece-se o regime destinado a permitir a extinção, de forma gradual, por escalão de consumo anual, de todas as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais no território continental.

Pelo disposto no Decreto-Lei n.º 74/2012 as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ passaram a ter um caráter transitório a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes finais com consumos anuais superiores a 500 m³ e a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

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 2020-2021, para os fornecimentos em regime de mercado, para consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m³.

Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2020-2021

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	77%	95%	100%	81%	91%	100%
Dianagás	77%	94%	100%	81%	84%	100%
Duriensegás	75%	99%	100%	77%	97%	100%
Lisboagás	78%	94%	100%	81%	88%	100%
Lusitaniagás	82%	98%	100%	83%	93%	100%
Medigás	78%	93%	100%	80%	93%	100%
Paxgás	72%	89%	n.a.	74%	70%	n.a.
EDPgás	90%	97%	100%	91%	93%	100%
Setgás	82%	93%	100%	83%	84%	100%
Sonorgás	95%	97%	100%	94%	99%	100%
Tagusgás	83%	96%	100%	86%	91%	100%
Total	83%	96%	100%	84%	91%	100%

6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2020-2021

Neste capítulo apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das diversas tarifas reguladas por atividade e no cálculo das tarifas transitórias.

Nos quadros seguintes sumariza-se o número de clientes e energia, discriminados por nível de pressão e consumo, na perspetiva dos operadores de rede, previstos para o ano gás 2020-2021.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2020-2021

Fornecimentos (Tarifas 2020-21)	BP<		BP>	BP	MP	AP		N.º Clientes Total	
	≤ 500 m ³	> 500 m ³				≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³		Total
Beiragás	52 347	4 592	56 939	281	57 221	22			57 243
Dianagás	10 136	345	10 481	43	10 525	3			10 528
Sonorgás	33 332	1 670	35 002	227	35 229	4			35 233
Duriensegás	26 958	4 421	31 378	177	31 555	2			31 557
Lisboagás	501 953	33 405	535 357	1 350	536 707	59			536 766
Lusitaniagás	217 909	16 907	234 816	878	235 694	137			235 831
Medigás	24 127	581	24 708	59	24 767	1			24 768
Paxgás	6 064	79	6 142	10	6 152	0			6 152
REN Portgás	354 020	40 091	394 111	1 597	395 708	176			395 883
Setgás	170 375	3 969	174 344	242	174 586	20			174 606
Tagusgás	39 005	1 598	40 604	193	40 797	23			40 820
ORD	1 436 225	107 658	1 543 883	5 057	1 548 940	447			1 549 387
ORT							16	4	20
Total	1 436 225	107 658	1 543 883	5 057	1 548 940	447	16	4	1 549 407

* Centros eletroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2020-2021

Fornecimentos (Tarifas 2020-21)	BP<		BP>	BP	MP	AP		Total	
	≤ 500 m ³	> 500 m ³				≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³		Total
Beiragás	95	61	156	204	361	754			1 115
Dianagás	19	6	26	26	52	35			87
Sonorgás	63	25	88	61	148	31			179
Duriensegás	55	53	108	108	215	38			254
Lisboagás	982	484	1 466	869	2 334	2 418			4 752
Lusitaniagás	444	238	681	1 057	1 738	7 130			8 868
Medigás	38	14	52	45	96	20			116
Paxgás	11	2	12	7	19	0			19
REN Portgás	724	504	1 228	1 280	2 508	4 932			7 440
Setgás	311	62	373	222	595	1 353			1 949
Tagusgás	73	35	108	182	289	1 069			1 358
ORD	2 814	1 484	4 298	4 060	8 358	17 780			26 138
ORT							17 316	17 689	35 005
Total	2 814	1 484	4 298	4 060	8 358	17 780	17 316	17 689	61 143

* 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 2020-2021 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	Capacidade Utilizada
	(MWh/dia)/mês
Entregas a Redes de Distribuição	109 109
Entregas a Clientes em AP	133 431

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

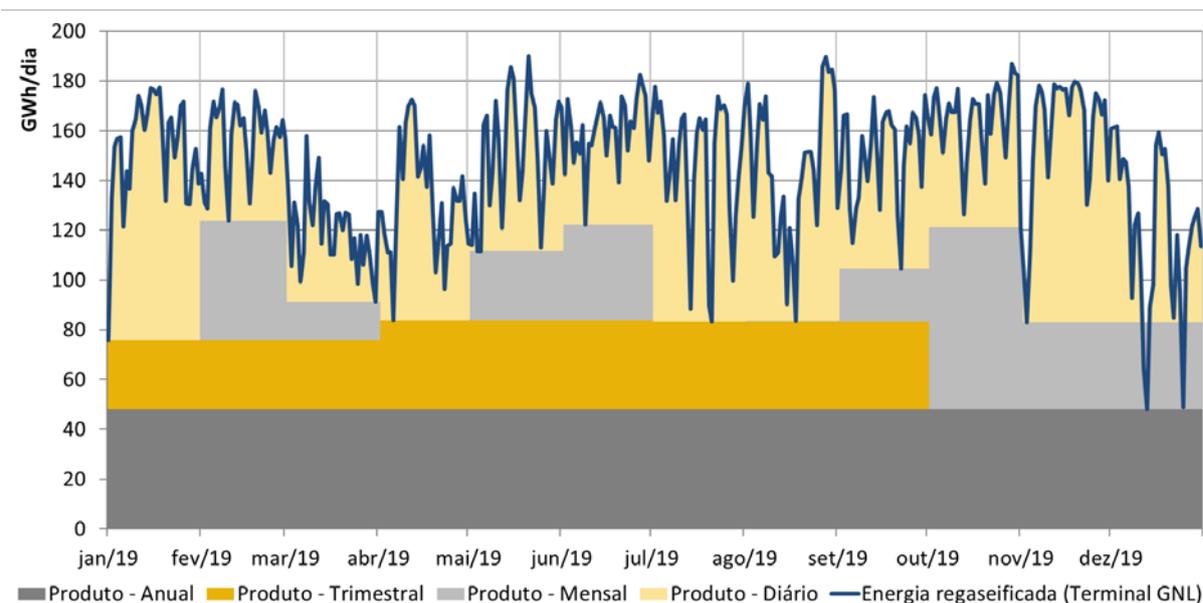
6.2.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

São apresentadas duas opções de contratação de capacidade de regaseificação, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) minimização da faturação de contratação de capacidade. Se forem considerados multiplicadores unitários os dois critérios de otimização conduzem a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores superiores a 1 aos preços dos produtos de menor maturidade resulta num incentivo para contratar produtos de maior maturidade com preços mais reduzidos, observando-se em alguns períodos situações de sobre-reserva, isto é, reserva de capacidade superior à necessária. Nesta situação os dois critérios de otimização conduzem a soluções diferentes.

Considerando o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL, em 2019, calcula-se a combinação de produtos de capacidade de regaseificação que minimiza a capacidade a contratar. A Figura 6-1 ilustra o resultado desta opção. A curva a azul representa o total de energia diária regaseificada pelo terminal para a RNT e os retângulos coloridos representam os diferentes produtos de capacidade contratada.

Figura 6-1 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada



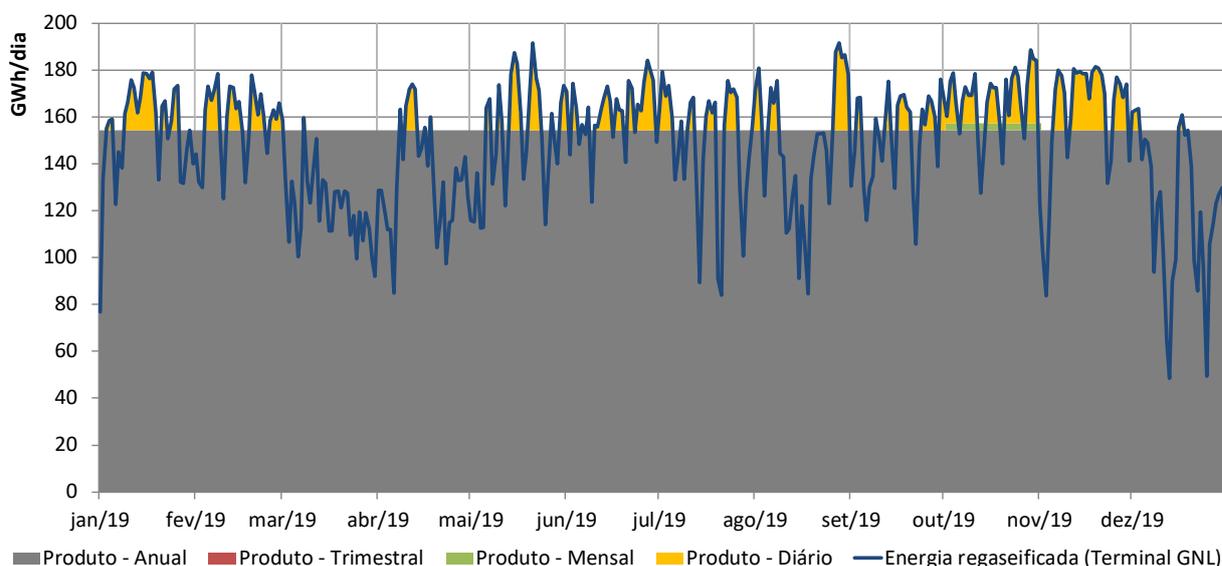
Verifica-se que a minimização da capacidade contratada leva a uma combinação de produtos, função do perfil diário de regaseificação do terminal de GNL, que não conduz à contratação de sobre-capacidade.

Por outro lado, e uma vez mais considerando o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL em 2019, analisa-se o caso em que os agentes de mercado¹³ adotam uma estratégia de contratação de capacidade que considere uma combinação de produtos de capacidade que minimiza a sua fatura total anual, i.e., privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos, em detrimento dos produtos de curto prazo mais caros. Os multiplicadores que relacionam os preços dos diversos produtos de capacidade de curto prazo com o produto de capacidade anual são os apresentados no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021”.

A Figura 6-2 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo. Este cenário tende a ser o adotado pelos agentes com maior previsibilidade nos seus fornecimentos anuais.

¹³ Considera-se apenas um agente de mercado e que este representa o total da procura nacional.

Figura 6-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada



Para o ano gás 2020-2021, considerando a recente utilização do terminal de Sines, considera-se que a previsão do operador da RNT é mais adequada do que os valores que resultam das estratégias de minimização apresentadas. Assim, para o produto de capacidade de regaseificação, considera-se que os agentes contratam toda a capacidade em produto anual e que não existe contratação de produtos de capacidade de curto prazo.

A energia rececionada e a energia entregue à RNTGN é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2020-2021, conforme apresentado no capítulo 3.

Não são estimadas quantidades para a opção de tarifa agregada e para a função de carregamento de navios metaneiros.

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 2020-2021 para a tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

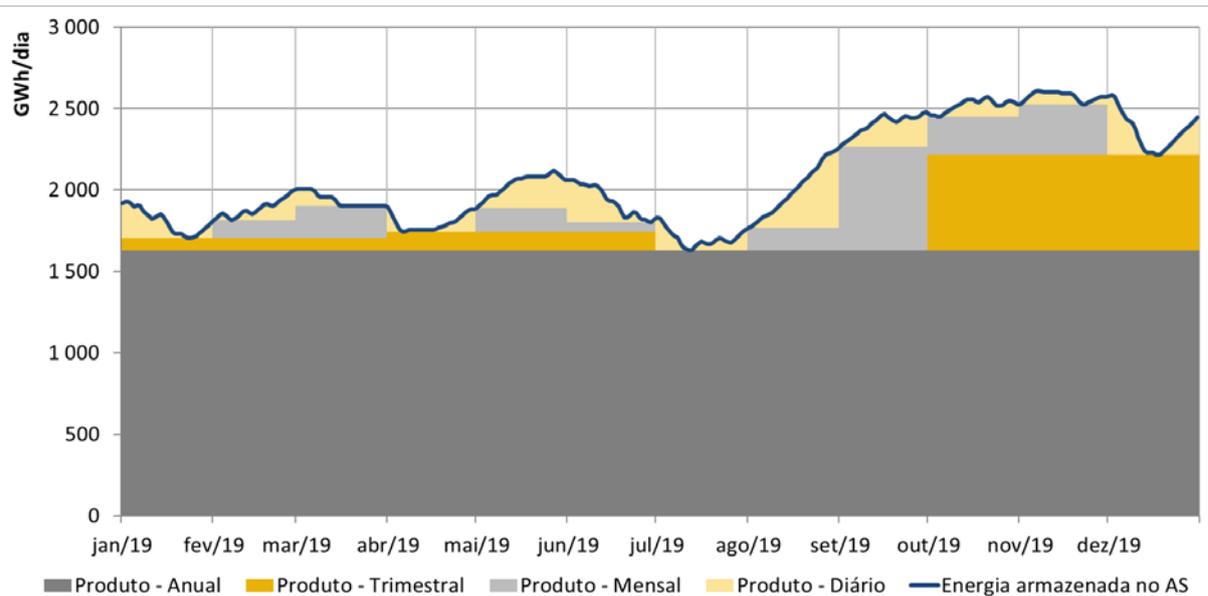
TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL			
Receção GNL	Energia Receção		
	(MWh)		
Entregas à RNTGN	53 469 591		
Entregas a camiões cisterna	1 960 676		
Armazenamento GNL	Capacidade de armazenamento contratada de GNL		
	(kWh/dia)		
	Produto de capacidade anual	1 449 345 142	
	Produto de capacidade trimestral		
	Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário			
Regaseificação GNL	Capacidade de regaseificação contratada	Energia	
	(kWh/dia)	(MWh)	
	Produto de capacidade anual	200 000 000	53 469 591
	Produto de capacidade trimestral	0	
	Produto de capacidade mensal	0	
	Produto de capacidade diário	0	
Produto de capacidade intradiário	0		
Entrega a camiões cisterna	Número de carregamentos		
	Carregamento de camiões cisterna		
	6 777		

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.

Conhecendo o perfil diário de energia armazenada no armazenamento subterrâneo, em 2019, é possível calcular a capacidade de armazenamento contratada, adotando uma estratégia de minimização da capacidade contratada. A Figura 6-3 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a azul representa o total de energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo e os retângulos coloridos representam os diferentes produtos de capacidade contratada.

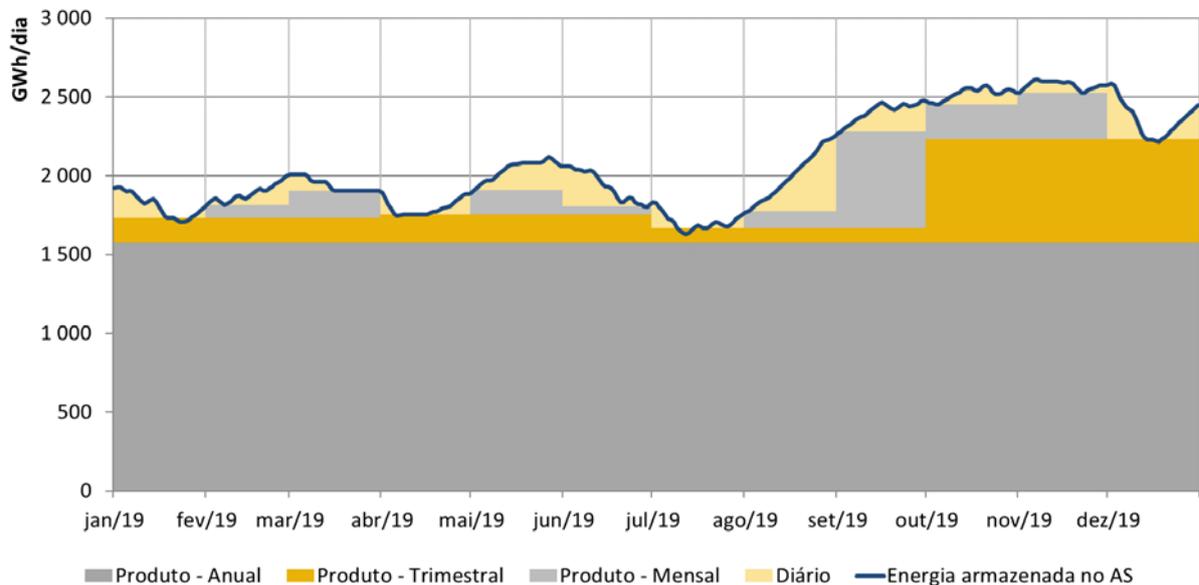
Figura 6-3 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada



A outra estratégia para a contratação de capacidade é a utilização de uma combinação de produtos de capacidade que minimizem a fatura anual da capacidade de armazenamento contratada, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Os multiplicadores que relacionam os preços dos diversos produtos de capacidade com o produto de capacidade anual são os apresentados no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021”.

A Figura 6-4 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo. Este cenário seria o adotado pelos agentes caso estes conseguissem prever os seus fornecimentos anuais.

Figura 6-4 - Produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual de capacidade contratada



A combinação de produtos apresentada na Figura 6-4 resulta de um processo de minimização, considerando (i) os preços diferenciados por produtos de capacidade, (ii) a existência de 1 produto anual, (iii) a existência de 4 produtos trimestrais, (iv) a existência de 12 produtos mensais e (v) que os produtos diários fazem o fecho de quantidades em relação à capacidade total diária requerida. Como foi referido, o objetivo deste método é minimizar a fatura anual da capacidade contratada, sendo a base do valor previsto para o ano gás 2020-2021.

A energia injetada e a energia extraída é a prevista no balanço de energia para o ano gás 2020-2021, conforme apresentado no capítulo 3.

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
Produto de Capacidade	Capacidade de armazenamento	Energia injectada	Energia extraída
	(kWh/dia)	(kWh)	(kWh)
Produto anual	1 575 858 583	4 004 319 300	4 004 319 300
Produto trimestral	270 215 792		
Produto mensal	140 945 769		
Produto diário	93 742 487		

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.

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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)/mês
Entregas a Redes de Distribuição	109 109
Entregas a Clientes em AP	133 431

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 2020-2021 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	17 689 424
Entregas a clientes em AP	17 315 775
Entregas aos operadores de redes de distribuição	26 184 853

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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	17 315 775
Entregas aos operadores de redes de distribuição	26 184 853

n.a.- Não aplicável

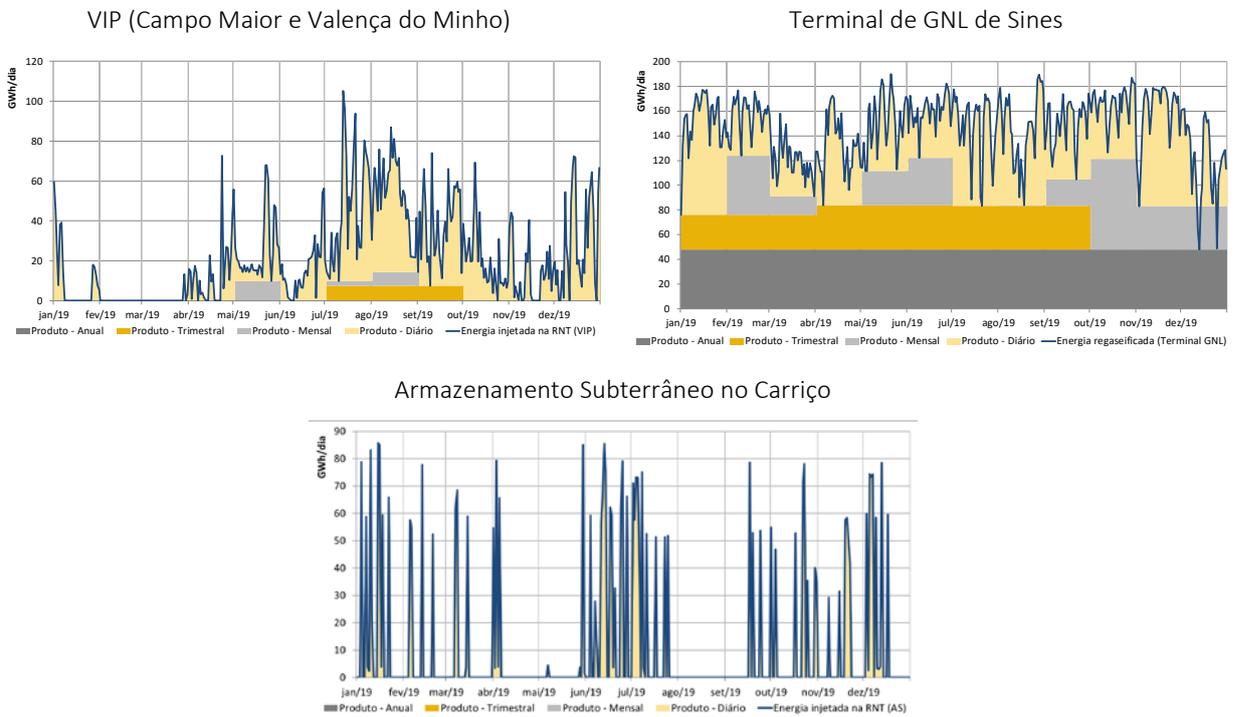
6.2.5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nesta secção apresentam-se as previsões de quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Começa por se efetuar uma análise semelhante à realizada para o Terminal de GNL e para o Armazenamento Subterrâneo, para os produtos de capacidade contratada nos diferentes pontos de entrada na RNT.

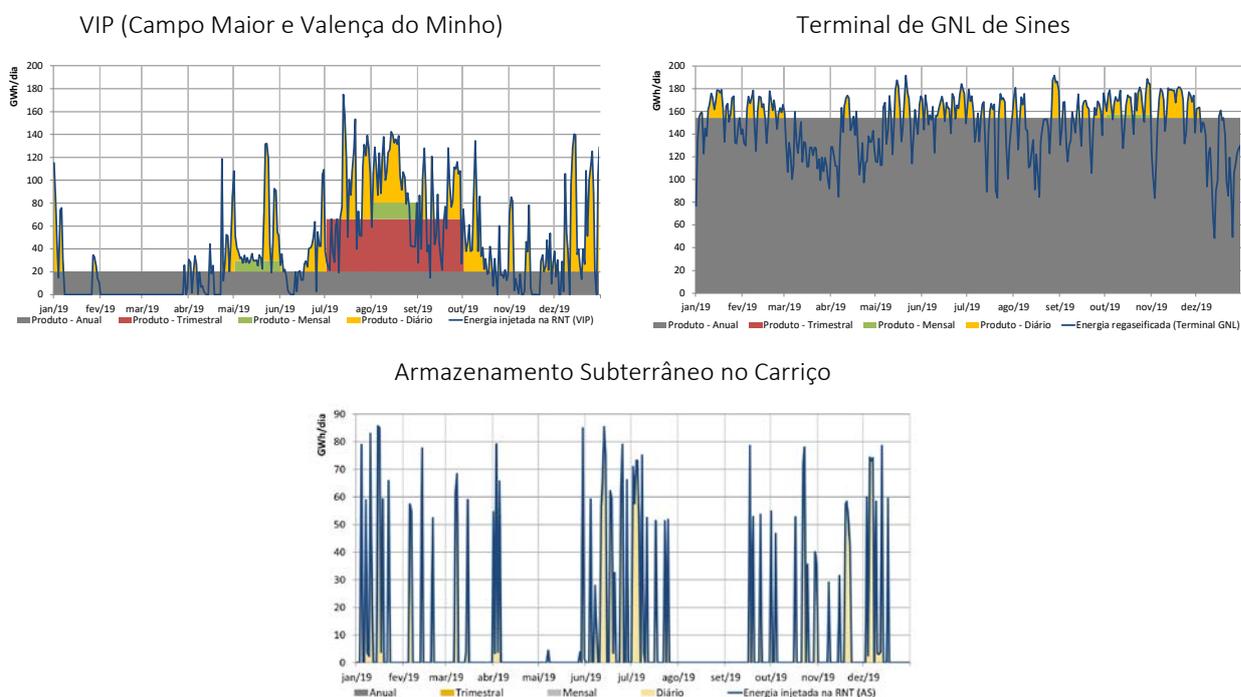
Conhecendo o perfil diário das injeções na RNT, por ponto de entrada em 2019, calcula-se a combinação de produtos a contratar em cada ponto de entrada que minimiza o valor da capacidade contratada. A Figura 6-5 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a azul representa o total de energia diária injetada para a RNT e os retângulos coloridos representam os diferentes produtos de capacidade contratada. Uma vez mais, esta solução privilegia uma combinação dos produtos de todos os prazos, nomeadamente o diário, o mensal, o trimestral e o anual, independentemente do ponto de entrada que se considere. Não estão a ser consideradas quantidades intra-diárias.

Figura 6-5 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT
– Minimização da capacidade contratada



A outra estratégia para a contratação de capacidade seria a utilização de uma combinação de produtos de capacidade que minimiza a fatura anual da capacidade contratada de entrada na RNT, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Este cenário tende a ser adotado pelos agentes com maior previsibilidade nos seus fornecimentos anuais. A Figura 6-6 ilustra o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo.

**Figura 6-6 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT
– Minimização da fatura anual de capacidade contratada**



Para o ano gás 2020-2021, dada a recente utilização das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, considera-se que a previsão do operador da RNT para o produto de capacidade anual é mais adequada do que os valores que resultam das estratégias de minimização apresentadas. As quantidades para os produtos de maturidade inferior resultam de um processo de otimização de minimização da fatura.

Para o produto de capacidade do ponto de entrada do Terminal de Sines, considera-se que 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.

São estimadas quantidades nulas para os produtos interruptíveis e para o horizonte temporal pluri-anual, quer nas entradas quer nas saídas da RNT.

Os quadros seguintes apresentam as quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os diferentes pontos de entrada e saída na RNT e para as diferentes opções tarifárias

Quadro 6-9 – Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)		
	(kWh/dia)	(kWh/h)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	58 521 925	0
Produto de capacidade anual	57 009 024	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	1 512 901	
Produto de capacidade intradiário		0
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	10 970 738	0
Produto de capacidade diário	10 970 738	
Produto de capacidade intradiário		0

Quadro 6-10 - Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)		
	(kWh/dia)	(kWh/h)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	3 473 591	0
Produto de capacidade anual	0	
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	0	
Produto de capacidade diário	3 473 591	
Produto de capacidade intradiário		0
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	10 970 738	0
Produto de capacidade diário	10 970 738	
Produto de capacidade intradiário		0

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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)/mês	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês
Entregas a Clientes em AP (Longas utilizações)	64 657 695		
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	47 438 582	15 072 355	
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		13 798 137	13 798 137
Entregas aos operadores de rede de distribuição	109 109 086		

A capacidade utilizada dos clientes em AP foi determinada considerando as previsões do ORT para o ano gás 2020-2021.

A capacidade utilizada dos operadores de rede de distribuição foi determinada considerando a capacidade prevista pelo ORT para o ano gás 2020-2021.

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 6-12 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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	1 549 387

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 6-13 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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)	26 184 853
Energia (Parcela II >)	21 869 551
Energia (Parcela II <)	4 315 301

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 6-14 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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	26 184 853

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 6-15 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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 >	209		20 970 378	1 505 560	97 259 316
URD _{MP} - Longas utilizações <	206	5	2 401 907	165 737	14 907 242
URD _{MP} - Curtas utilizações >	2		21 918	5 804	881 557
URD _{MP} - Curtas utilizações <	5		50 229	965	1 062 518
URD _{BP>} - Longas utilizações >	68		537 624	49 298	2 918 458
URD _{BP>} - Longas utilizações <	925	4 039	3 247 469	150 766	43 832 855
URD _{BP>} - Curtas utilizações >	0		0	0	0
URD _{BP>} - Curtas utilizações <	3		1 543	86	151 609
URD _{BP<}	1 543 883		4 119 527	178 144	150 474 756

Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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	10	400 884	16 824	2 438 557	3 710 388
URD _{BP>} - Flexível mensal	16	27 238	446	52 100	289 218

Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível anual)					
Tarifas	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível anual	10	577 511	48 818	4 920 061	26 931
URD _{BP>} - Flexível anual	5	43 118	2 593	382 506	2 871

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 6-18 – Quantidades para o ano gás 2020-2021 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	909 482

6.4.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL 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 inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-19 – Quantidades para o ano gás 2020-2021 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	752 805
Fornecimentos > 500 m ³ /ano	254 284
Fornecimentos ≤ 500 m ³ /ano	498 521

6.4.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL 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 natural superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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	156 677

6.4.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL 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 inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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)	239 676
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	15 788
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	223 888
Termo de Energia (MWh)	749 729
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	253 246
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	496 484

6.4.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL 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 natural superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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)	434
Termo de Energia (MWh)	156 037

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 6-23 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021

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	16 619 494	64 657 695	0	0
Flexível Anual	17 205 554	55 539 005	17 646 050	0
Flexível Mensal	1 180 151	0	4 905 629	4 905 629

6.5.2 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL 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 natural superiores a 10 000 m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	5	42 337	2 838	165 150	
Longas Utilizações <	42	65 133	4 553	551 877	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	232	84 013	1 859	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	3 643	0	10 604	25 221

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

Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	9	539 634	49 235	3 202 552	
Longas Utilizações <	12	153 299	10 957	1 490 463	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	637	65	91 514	
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	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	587	0	0	13 078

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

DIANAGÁS

Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	7	13 206	764	126 844	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	36	12 253	15	
	≥ 100 001	0	0	0	

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

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

Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	3	32 068	2 744	132 774	
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)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	0	0	0	0	0

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

DURIENSEGÁS

Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	1	8 568	0	13 314	
Longas Utilizações <	20	35 968	1 494	307 261	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	155	60 691	166	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	735	0	3 108	10 753

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

Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP – Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	2	35 675	2 734	175 210	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

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

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

LISBOAGÁS

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	9	73 080	6 492	303 165	
Longas Utilizações <	193	372 208	26 442	2 554 243	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	471	81	2 454	
Mensal	10 000 - 100 000	1 145	383 451	541	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	1 250	78	4 573	5 019

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	0	4 306	420	50 188	1 085

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	21	1 638 374	152 344	8 128 937	
Longas Utilizações <	26	331 185	26 377	2 044 873	
Curtas Utilizações>	1	13 403	1 468	784 820	
Curtas Utilizações<	1	2 309	176	70 516	
Mensal (10 000 - 100 000)	3	1 963	0		

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	4	182 246	6 833	798 382	1 248 151

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	55 878	5 132	314 701	0

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	24	193 598	21 685	978 858	
Longas Utilizações <	216	522 797	43 579	3 935 598	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	107	5	27 631	
Mensal	10 000 - 100 000	634	247 682	6 879	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	1 535	0	5 143	5 645

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	17 579	1 511	128 300	1 220

Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	69	5 407 849	507 250	24 453 559	
Longas Utilizações <	64	754 395	68 533	4 260 337	
Curtas Utilizações>	1	8 515	4 336	96 736	
Curtas Utilizações<	1	25 792	8	659 574	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	15 530	1 711	800 001	1 250 683

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	2	308 624	27 240	3 495 799	0

MEDIGÁS

Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	17	27 823	2 494	172 651	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	43	14 301	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

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

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

Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	1	9 583	2 088	46 163	
Longas Utilizações <	1	8 496	0	62 442	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

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

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

PAXGÁS

Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	1	3 532	199	20 784	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	9	3 402	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

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

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

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Paxgás

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

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

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

REN PORTGÁS

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	22	168 852	13 122	1 131 202	
Longas Utilizações <	337	661 220	24 665	4 350 921	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1 232	364 597	21 488	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	3	3 620	368	24 095	24 550

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	3	21 233	662	204 018	566

Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	93	3 665 795	247 373	17 988 763	
Longas Utilizações <	72	763 546	30 850	4 774 904	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	21 491	715	240 914	
Mensal (10 000 - 100 000)	2	402	19		

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	6 237	183	35 945	41 975

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	6	181 694	13 770	927 227	3 815

SETGÁS

Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	5	43 161	4 449	286 639	
Longas Utilizações <	35	75 570	4 553	640 519	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	964	0	121 524	
Mensal	10 000 - 100 000	197	88 170	59	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	4	5 521	0	4 577	62 231

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

Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	10	1 003 495	94 560	4 758 653	
Longas Utilizações <	9	134 689	7 374	811 364	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	2	112 592	643	395 676	735 357

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

SONORGÁS

Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	16	18 240	562	127 893	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	211	40 510	1 232	
	≥ 100 001	0	0	0	

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

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

Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	4	29 224	1 623	148 857	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

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

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em BP> - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	1	8 028	713	40 130	
Longas Utilizações <	41	103 710	6 683	982 544	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	146	48 991	2 540	
	≥ 100 001	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m ³ POR ANO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	5	10 933	0	0	155 800

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

Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021 em MP - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	7	699 644	70 061	2 684 368	
Longas Utilizações <	15	159 332	14 545	1 006 018	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal (10 000 - 100 000)	0	0	0	0	

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal (abril a setembro)	Capacidade Mensal (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Mensal	1	83 693	7 453	408 553	421 144

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)					TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível Anual	1	31 315	2 677	182 334	23 116

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 natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

Quadro 6-46 - Resumo das quantidades para o ano gás 2020-2021 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	156 276	56 939
Dianagás	25 881	10 481
Duriensegás	107 760	31 378
Lisboagás	1 465 597	535 357
Lusitaniagás	681 436	234 816
Medigás	51 644	24 708
Paxgás	12 229	6 142
REN Portgás	1 228 328	394 111
Setgás	372 814	174 344
Sonorgás	87 838	35 002
Tagusgás	107 868	40 604
Total BP<	4 297 671	1 543 883

Quadro 6-47 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)				
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	46 946	47 858	21 826	39 645	38 047	14 300	3 000	1 592
Dianagás	10 268	9 207	1 607	4 800	7 333	2 803	198	147
Duriensegás	24 912	29 673	23 691	29 483	19 053	7 905	3 016	1 405
Lisboagás	478 076	503 999	167 103	316 420	357 235	144 718	21 988	11 417
Lusitaniagás	211 191	232 536	92 315	145 394	155 325	62 584	11 608	5 299
Medigás	24 284	13 755	1 993	11 612	19 921	4 206	246	335
Paxgás	6 387	4 173	364	1 305	4 803	1 260	48	31
REN Portgás	324 085	400 305	204 472	299 466	237 554	116 466	28 007	12 085
Setgás	178 822	132 035	19 621	42 335	131 578	38 797	2 568	1 401
Sonorgás	55 331	7 690	7 209	17 607	30 980	2 352	898	771
Tagusgás	42 132	30 402	7 182	28 152	30 071	8 934	958	641
Total BP<	1 402 434	1 411 635	547 383	936 219	1 031 900	404 325	72 535	35 123

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.

Quadro 6-48 - Resumo das quantidades para o ano gás 2020-2021 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	3 558	1 634
Dianagás	720	311
Duriensegás	2 160	984
Lisboagás	35 013	15 257
Lusitaniagás	12 892	6 130
Medigás	1 329	772
Paxgás	470	256
REN Portgás	12 054	4 864
Setgás	9 139	4 562
Sonorgás	489	329
Tagusgás	2 008	903
Total BP<	79 832	36 000

Quadro 6-49 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2020-2021 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	1 762	1 796			1 188	446		
Dianagás	380	341			225	86		
Duriensegás	986	1 174			695	288		
Lisboagás	17 044	17 969			10 858	4 399		
Lusitaniagás	6 136	6 756			4 369	1 760		
Medigás	849	481			637	135		
Paxgás	284	186			203	53		
REN Portgás	5 393	6 661			3 264	1 600		
Setgás	5 257	3 882			3 523	1 039		
Sonorgás	429	60			305	23		
Tagusgás	1 167	842			696	207		
Total BP<	39 686	40 146			25 963	10 037		

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 NATURAL 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 natural inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-50 - Resumo das quantidades para o ano gás 2020-2021 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	36 474	11 055
Dianagás	5 953	1 997
Duriensegás	26 522	7 121
Lisboagás	324 960	101 197
Lusitaniagás	123 128	41 078
Medigás	11 223	4 916
Paxgás	3 382	1 615
EDPGás	127 113	33 678
Setgás	68 163	29 030
Sonorgás	4 238	2 146
Tagusgás	18 575	5 844
Total BP<	749 729	239 676

Quadro 6-51 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2020-2021 para as Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR								
CUR	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano) 0 - 220	(m ³ /ano) 221 - 500	(m ³ /ano) 501 - 1 000	(m ³ /ano) 1 001 - 10 000	(m ³ /ano) 0 - 220	(m ³ /ano) 221 - 500	(m ³ /ano) 501 - 1 000	(m ³ /ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	10 957	11 170	5 094	9 253	7 387	2 776	582	309
Dianagás	2 362	2 118	370	1 104	1 397	534	38	28
Duriensegás	6 131	7 303	5 831	7 256	4 324	1 794	684	319
Lisboagás	106 001	111 749	37 051	70 158	67 527	27 356	4 156	2 158
Lusitaniagás	38 160	42 017	16 680	26 271	27 172	10 948	2 031	927
Medigás	5 277	2 989	433	2 523	3 964	837	49	67
Paxgás	1 766	1 154	101	361	1 263	331	13	8
EDPGás	33 538	41 425	21 160	30 990	20 300	9 952	2 393	1 033
Setgás	32 695	24 140	3 587	7 740	21 909	6 460	428	233
Sonorgás	2 669	371	348	849	1 899	144	55	47
Tagusgás	7 255	5 235	1 237	4 848	4 328	1 286	138	92
Total BP<	246 812	249 672	91 891	161 355	161 469	62 419	10 567	5 221

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 NATURAL 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 natural superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 milhões de m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas Utilizações >	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	25	10 279	227	
	≥ 100 001	0	0	0	

DIANAGÁS

Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	7	1 593	2	
	≥ 100 001	0	0	0	

DURIENSEGÁS

Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	6	1 354	4	
	≥ 100 001	0	0	0	

LISBOAGÁS

Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas Utilizações >	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	163	51 183	72	
	≥ 100 001	0	0	0	

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas Utilizações >	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	58	23 410	650	
	≥ 100 001	0	0	0	

MEDIGÁS

Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas Utilizações >	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	4	3 255	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

PAXGÁS

Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas Utilizações >	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	3	803	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas Utilizações >	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	111	36 822	2 170	
	≥ 100 001	0	0	0	

SETGÁS

Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas Utilizações >	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	39	15 127	10	
	≥ 100 001	0	0	0	

SONORGÁS

Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	2	1 787	54	
	≥ 100 001	0	0	0	

TAGUSGÁS

Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2020-2021 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	18	6 877	357	
	≥ 100 001	0	0	0	

7 PERÍODO DE VAZIO E DE FORA DE VAZIO

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

Na RNDGN 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 RNDGN para o ano gás 2020-2021

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

8 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), o ORT, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, 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 SNGN, devidamente justificada.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infraestrutura, nomeadamente terminal de GNL, armazenamento subterrâneo de gás natural, RNTGN, 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 natural que os agentes de mercado devem colocar à entrada das infraestruturas da RNTGN, de modo a garantir a entrega do gás natural 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 GNL, armazenamento subterrâneo e RNTGN) para vigorar no ano gás 2020-2021. No quadro seguinte apresenta-se a referida proposta.

Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos

Infraestrutura	Fator de ajustamento (%)
RNTGN	0,10
Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,60

Nota: as eventuais purgas e queimas de gás natural 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.

A proposta do ORT representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2019-2020.

Esta proposta encontra-se justificada e tem por base o histórico de purgas, fugas e autoconsumos de gás natural 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 ORD em atividade no SNGN, tendo comunicado à ERSE que esses operadores propõem a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as infraestruturas de distribuição, designadamente para as redes em MP e BP e para as UAG, aprovados para o ano gás 2019-2020.

8.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

Tendo por base a informação prestada nos anos anteriores, as perdas e autoconsumos na RNTGN são compostas por duas parcelas: os “autoconsumos” e as “purgas e fugas”, sendo de salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Efetivamente, entre 1 de julho de 2016 e 30 de junho de 2019 verifica-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99,1%) das perdas e autoconsumos verificados na RNTGN. 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 se 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 se manteve constante, propondo por isso a REN Gasodutos manter o valor vigente.

Relativamente à proposta dos ORD, 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. A maioria dos operadores de redes manifestou esta necessidade na proposta apresentada.

8.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURAS DO SNGN PARA O ANO GÁS 2020-2021

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN a vigorarem no ano gás de 2020-2021.

Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN, para o ano gás 2020-2021

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2020-2021 (%)
RNTGN	0,10
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,60
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,00