

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2018-2019**

Junho 2018

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 2018-2019	11
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural	11
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN	12
3.1.2	Perdas e autoconsumos nas redes.....	15
3.2	Balanço de energia no SNGN para 2018-2019	15
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	18
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2018-2019	21
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS	31
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão	31
5.1.1	Caracterização da utilização das infraestruturas em alta pressão	31
5.1.1.1	Terminal de GNL	31
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo.....	34
5.1.1.3	Armazenamento Nacional de Gás Natural.....	35
5.1.1.4	Rede de transporte	36
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	47
5.2	Redes de distribuição.....	48
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária.....	48
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	49
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais	50
5.3	Comercialização de último recurso.....	51
5.4	Comercialização em regime de mercado	52
6	CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2018-2019	55
6.1	Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC).....	56
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	56
6.2.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	56
6.2.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	59
6.2.3	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	61
6.2.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	62
6.2.5	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	62
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	66
6.3.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	66

6.3.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	66
6.3.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	67
6.3.4	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	67
6.4	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	68
6.4.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	68
6.4.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	69
6.4.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	69
6.4.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	69
6.4.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M ³	70
6.5	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	70
6.5.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão.....	70
6.5.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	71
6.5.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP < 10 000 m ³ /ano.....	94
6.5.4	Tarifa Social de Acesso às redes.....	95
6.6	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	96
6.6.1	Tarifa Transitória de venda a clientes finais dos comercializadores retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais 10 000 m ³	96
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	97
7	PERÍODOS TARIFÁRIOS	105
8	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	107
8.1	Proposta da REN Gasodutos para os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	107
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	108
8.3	Análise da ERSE às propostas.....	108
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas do SNGN para o ano gás 2018-2019	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal por ano gás	4
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal por ano civil.....	5
Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2018-2019, para os grandes grupos de consumidores	9
Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2018-2019 para os comercializadores	10
Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2018-19 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	14
Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2018-19 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³	15
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2018-2019.....	19
Figura 4-1 - Energia regaseificada pelo Terminal de GNL na RNTGN (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)	21
Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	22
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)	23
Figura 4-4 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões)	24
Figura 4-5 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos	26
Figura 4-6 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN	26
Figura 4-7 - Previsão da ERSE para 2018 e 2019 das vendas totais de energia dos CUR.....	29
Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2018 e 2019 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	29
Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2018 e 2019 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m ³	30
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2014 a 2017	31
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2014 a 2017	32
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2014 a 2017... ..	32
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2014 a 2017	33
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2014 a 2017	33
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2014 a 2017	34
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2014 a 2017.....	35
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2014 a 2017	35
Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2017	36
Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2017	37
Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2014 a 2017	38

Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2014 a 2017	38
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2014 a 2017	39
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2014 a 2017	39
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2014 a 2017	40
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2014 a 2017	40
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2014 a 2017	41
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2014 a 2017	41
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2014 a 2017	42
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2014 a 2017	42
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2014 a 2017	43
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2014 a 2017	43
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2014 a 2017	44
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2014 a 2017	44
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2014 a 2017	45
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2014 a 2017	45
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2017, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	46
Figura 6-1 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada	57
Figura 6-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	58
Figura 6-3 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada.....	60
Figura 6-4 - Produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	60
Figura 6-5 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da capacidade contratada	63
Figura 6-6 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	64

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2018-2019	16
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2018-2019	17
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2018-2019	17
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2018-2019	18
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos	25
Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos	25
Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	27
Quadro 4-4 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	27
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	28
Quadro 4-6 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	28
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	48
Quadro 5-2 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais (opção flexível).....	49
Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2018-2019.....	53
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2018-2019.....	55
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2018-2019.....	55
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	56
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	59
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	61
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo ORT.....	62
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema.....	62
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema.....	62
Quadro 6-9 – Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	65
Quadro 6-10 - Quantidades da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas)	65
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)	66
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição.....	66
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição	67
Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição.....	67

Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	67
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal).....	68
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual).....	68
Quadro 6-18 – Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	68
Quadro 6-19 – Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano.....	69
Quadro 6-20 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano.....	69
Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m ³ /ano.....	70
Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³ /ano	70
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019	71
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 (opção flexível mensal).....	71
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 (opção flexível anual).....	71
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Beiragás	72
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Beiragás (opção flexível mensal).....	72
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Beiragás (opção flexível anual).....	72
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP - Beiragás.....	73
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Beiragás (opção flexível mensal)	73
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Beiragás (opção flexível anual)	73
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Dianagás	74
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Dianagás (opção flexível mensal).....	74
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Dianagás (opção flexível anual).....	74
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Dianagás.....	75
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Dianagás (opção flexível mensal)	75
Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Dianagás (opção flexível anual)	75

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Duriensegás	76
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Duriensegás (opção flexível mensal)....	76
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Duriensegás (opção flexível anual).....	76
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Duriensegás.....	77
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Duriensegás (opção flexível mensal)	77
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Duriensegás (opção flexível anual)	77
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lisboa gás.....	78
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lisboa gás (opção flexível mensal).....	78
Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lisboa gás (opção flexível anual)	78
Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Lisboa gás	79
Quadro 6-48 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Lisboa gás (opção flexível mensal)	79
Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Lisboa gás (opção flexível anual)	79
Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lusitaniagás	80
Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível mensal)....	80
Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível anual).....	80
Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Lusitaniagás.....	81
Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Lusitaniagás (opção flexível mensal)	81
Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Lusitaniagás (opção flexível anual)	81
Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Medigás.....	82
Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Medigás (opção flexível mensal)	82
Quadro 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Medigás (opção flexível anual)	82
Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Medigás	83
Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Medigás (opção flexível mensal)	83

Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Medigás (opção flexível anual)	83
Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Paxgás	84
Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Paxgás (opção flexível mensal)	84
Quadro 6-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Paxgás (opção flexível anual)	84
Quadro 6-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Paxgás	85
Quadro 6-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Paxgás (opção flexível mensal)	85
Quadro 6-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Paxgás (opção flexível anual)	85
Quadro 6-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - REN Portgás	86
Quadro 6-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - REN Portgás (opção flexível mensal) ...	86
Quadro 6-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - REN Portgás (opção flexível anual)	86
Quadro 6-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - REN Portgás	87
Quadro 6-72 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – REN Portgás (opção flexível mensal)	87
Quadro 6-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – REN Portgás (opção flexível anual)	87
Quadro 6-74 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Setgás	88
Quadro 6-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Setgás (opção flexível mensal)	88
Quadro 6-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Setgás (opção flexível anual)	88
Quadro 6-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Setgás	89
Quadro 6-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Setgás (opção flexível mensal)	89
Quadro 6-79 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Setgás (opção flexível anual)	89
Quadro 6-80 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Sonorgás	90
Quadro 6-81 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Sonorgás (opção flexível mensal)	90
Quadro 6-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Sonorgás (opção flexível anual)	90
Quadro 6-83 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Sonorgás	91

Quadro 6-84 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Sonorgás (opção flexível mensal)	91
Quadro 6-85 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Sonorgás (opção flexível anual)	91
Quadro 6-86 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Tagusgás	92
Quadro 6-87 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Tagusgás (opção flexível mensal)	92
Quadro 6-88 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Tagusgás (opção flexível anual)	92
Quadro 6-89 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Tagusgás	93
Quadro 6-90 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Tagusgás (opção flexível mensal)	93
Quadro 6-91 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Tagusgás (opção flexível anual)	93
Quadro 6-92 - Resumo das quantidades para o ano gás 2018-2019 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<.....	94
Quadro 6-93 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<.....	94
Quadro 6-94 - Resumo das quantidades para o ano gás 2018-2019 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<	95
Quadro 6-95 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2017 - 2018 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	95
Quadro 6-96 - Resumo das quantidades para o ano gás 2018-2019 das Tarifas Transitórias em BP<	96
Quadro 6-97 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2018 - 2019 para as Tarifas Transitórias em BP<.....	96
Quadro 6-98 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	97
Quadro 6-99 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás	97
Quadro 6-100 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	98
Quadro 6-101 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás	98
Quadro 6-102 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	98
Quadro 6-103 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás	99
Quadro 6-104 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboagás.....	99
Quadro 6-105 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboagás	99
Quadro 6-106 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	100

Quadro 6-107 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás	100
Quadro 6-108 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás	100
Quadro 6-109 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás	101
Quadro 6-110 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	101
Quadro 6-111 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás	101
Quadro 6-112 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás	102
Quadro 6-113 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU	102
Quadro 6-114 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás	102
Quadro 6-115 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás	103
Quadro 6-116 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	103
Quadro 6-117 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás	103
Quadro 6-118 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás	104
Quadro 6-119 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás	104
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2018-2019	105
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos	107
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN, para o ano gás 2018-2019	109

1 INTRODUÇÃO

A previsão da procura de gás natural tem incidência nos preços das várias tarifas e nos proveitos permitidos previstos. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determina a utilização esperada para o ano gás das diversas infraestruturas do sistema de gás natural, bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de faturação.

A evolução dos consumos verificada até 2011, quer por via dos consumos domésticos e industriais, quer pela instalação de novos centros eletroprodutores, determinou grandes investimentos na rede de transporte e nas infraestruturas de alta pressão, os quais foram alinhados com a previsão da procura futura.

No capítulo 2 deste documento analisam-se os cenários adotados na previsão do consumo de gás natural por tipo de consumidores, para o ano gás 2018-2019.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2018 - 2019, bem como a metodologia e pressupostos subjacentes à sua elaboração.

No capítulo 4 são transpostos os pressupostos que sustentam o balanço de energia para o ano gás 2018 - 2019 para as variáveis relacionadas com o consumo de gás natural, 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.

No capítulo 6 é apresentada uma caracterização das quantidades associadas às tarifas reguladas de uso das infraestruturas, as quantidades associadas às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelos comercializadores de último recurso e as quantidades associadas às tarifas sociais de acesso, sendo igualmente descritos os pressupostos que determinaram os resultados obtidos.

Está ainda incluída neste documento uma definição dos períodos tarifários nas redes de transporte e de distribuição (capítulo 7) e a definição e justificação 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 2018 - 2019”.

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

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 nos últimos 6 anos. Até 2015, 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 últimos dois anos, o peso do consumo dos centros eletroprodutores no consumo nacional aumentou significativamente, por um lado devido ao período de seca que o país atravessou, e por outro lado devido ao aumento da competitividade das centrais de ciclo combinado em relação às centrais a carvão (do ponto de vista económico e ambiental).

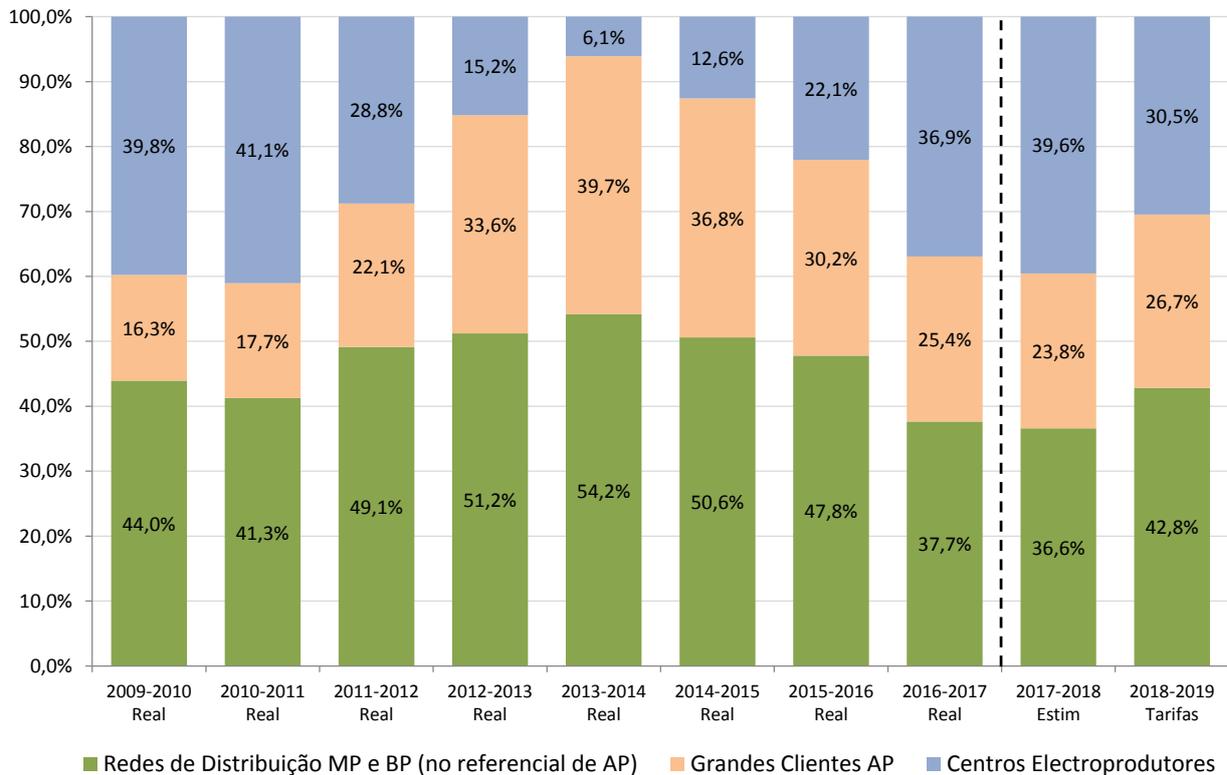
Nos anos de 2013 e 2014, o consumo anual de gás natural dos centros eletroprodutores ligados à rede de transporte em alta pressão foi da ordem de 3 TWh, que são os valores mínimos registados desde 2008, o que representou apenas cerca de 6,1 % do total do consumo de gás natural no ano gás 2013-2014. Desde o ano gás 2014-2015, o peso dos centros eletroprodutores no consumo nacional voltou a crescer, passando de 12,6% em 2014-2015 para 36,9% em 2016-2017. Para o ano gás de 2017-2018, a última estimativa aponta para um peso de 40%, valor que está em linha com o verificado em 2010-2011.

A fração de consumo dos centros eletroprodutores manteve-se consistentemente abaixo dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão entre o ano gás 2012-2013 e o ano gás 2015-2016, tendência que se inverteu no último ano real, onde estes equivaleram a cerca de 25,4% do total de gás natural consumido.

No que respeita ao consumo agregado dos pequenos e médios consumidores, abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, nos últimos anos, este atingiu uma quota que se situou em torno de 50% do consumo nacional até 2015, tendo sofrido uma queda significativa em 2016-2017, representando apenas 37,7%. No entanto, importa assinalar que a alteração na estrutura de consumos por segmento que se observou recentemente deveu-se quase exclusivamente ao crescimento do consumo dos centros eletroprodutores, já que o consumo dos grandes consumidores industriais ligados à rede de transporte e o consumo abastecido pelas redes de distribuição se manteve estável após 2014.

A Figura 2-1 ilustra a alteração da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal, incluindo os dados previsionais até ao ano gás 2018-2019 que serão adiante explicitados.

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



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 alta pressão 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 a eólica e a das grandes centrais hídricas. Adicionalmente, observou-se desde 2015 que aspetos conjunturais nos sistemas elétricos de Espanha e França podem influenciar substancialmente a utilização das centrais de ciclo combinado portuguesas, o que se reflete no seu consumo de gás natural, o que acontecerá com maior recorrência à medida que forem reforçadas as interligações das redes elétricas da Península Ibérica com o resto da Europa.

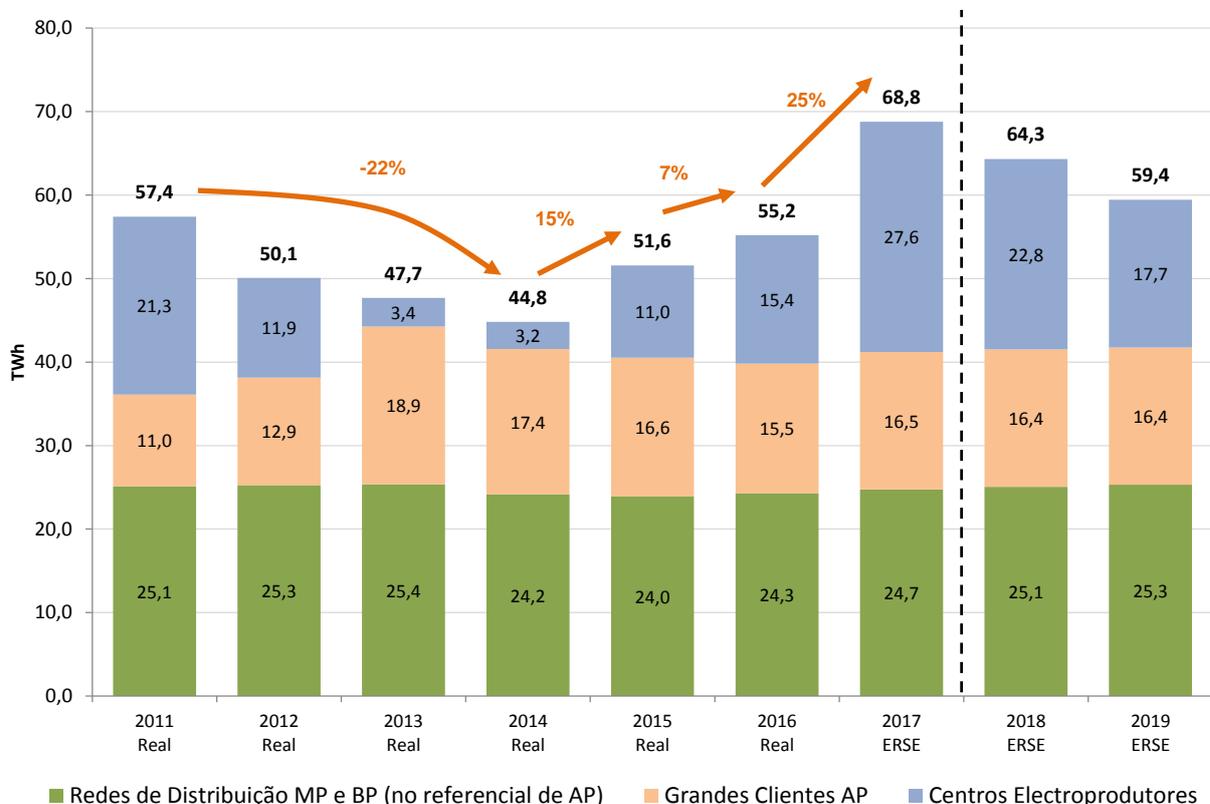
Importa ainda sublinhar as indivisibilidades existentes no setor do gás natural em Portugal que, devido à sua pequena dimensão, regista variações relevantes na evolução do consumo nacional quando ocorrem arranques ou paragens de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial. Devido a estes fatores, a previsão da procura de gás natural para estes dois grupos de consumidores, que

representaram cerca de 62% do consumo nacional de gás natural em 2016-2017, tem estado sujeita a desvios significativos.

Em oposição ao segmento dos consumos abastecidos em alta pressão, 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 2018 e 2019 da ERSE, 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, apesar do crescimento verificado no mesmo período no consumo dos grandes clientes em alta pressão. Em 2015, o consumo de gás a nível nacional inverteu esta tendência, tendo registado um crescimento de cerca de 15%, justificado pelo crescimento do consumo dos ciclos combinados, apesar da ligeira redução observada nos restantes grandes clientes abastecidos em Alta Pressão (AP). Estas tendências, de crescimento dos centros eletroprodutores e de ligeiro decréscimo dos grandes clientes em AP, mantiveram-se para 2016 e 2017, com o consumo nacional de gás natural a registar um crescimento de 7% e 25%, respetivamente.

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



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 fontes de informação que englobam tanto uma avaliação crítica às previsões das empresas, como uma análise do quadro económico e regulatório que se perspetiva.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELETROPRODUTORES

Nas previsões do consumo de gás natural dos centros eletroprodutores, há que considerar as particularidades da central da Turbogás, devido ao vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime *take-or-pay*, que condiciona de forma determinante a estratégia de colocação da produção deste centro electroprodutor, dada a necessidade de respeitar as quantidades mínimas e máximas de gás natural estipuladas no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) para cada período temporal. A evolução do consumo de gás natural desta central entre 2012 e 2017 esteve também dependente de aditamentos sucessivos a este AGC, que reduziram os valores mínimos de consumo nele estabelecidos para evitar uma situação de *pay*.

A ERSE assumiu, nas suas previsões para os anos de 2018 e 2019, a conjugação de vários fatores que condicionam o consumo de gás natural dos centros eletroprodutores, designadamente:

- O novo aditamento ao AGC da central da Turbogás, que vigora desde 2017 e que estabelece novamente valores mínimos de consumo desta central abaixo dos inicialmente previstos no AGC. Adicionalmente, a ERSE considerou que esta redução dos valores mínimos do AGC se manterá em 2018 e 2019;
- A neutralização no *mix* de produção elétrica, de 2018 e 2019, dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade que se registaram em 2015, 2016 e 2017, considerando anos hidrológicos e eólicos médios, bem como a normalização do saldo exportador de eletricidade para uma situação em que o país é tendencialmente importador líquido;
- O facto do custo variável de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural dever aproximar-se do custo variável das centrais a carvão, sendo equacionável que a ordem de mérito destas tecnologias possa inverter-se a médio ou a longo prazo, tendo em conta os preços futuros do carvão, do gás natural e das licenças de emissão de CO₂, bem como uma política ambiental que favorece a produção a gás natural em detrimento do carvão.
- A tendência de ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica que se perspetiva para 2018 e que assumiu manter-se em 2019.

Com estes pressupostos, o consumo dos centros eletroprodutores perspetivado pela ERSE para o ano gás 2018-2019 é de 17,7 TWh. 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 46%, 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 18%.

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 de consumo deste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir que os consumos semestrais em 2018 e 2019 deverão manter-se nos níveis registados no ano 2017, que correspondem aos dados reais mais recentes para este segmento. Com este pressuposto, no ano gás 2018-2019 o consumo dos grandes consumidores em alta pressão será de 16,4 TWh.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL ABASTECIDO PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No que concerne ao agregado dos consumos de gás natural abastecidos pelas redes de distribuição no ano gás 2016-2017, constatou-se uma diferença residual entre o valor obtido com os dados provenientes dos operadores das redes de distribuição e o valor obtido com os dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do Terminal de GNL¹. Confirma-se assim a coerência entre os dados provenientes dos diferentes agentes, que se registou nos últimos 5 exercícios tarifários. Não obstante, e seguindo a prática dos últimos anos, a ERSE assumiu como valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano gás 2016-2017, os valores que se obtêm com os dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do Terminal de GNL conforme acima referido, num total de 24,4 TWh.

Relativamente às previsões do consumo abastecido pelas redes de distribuição, verifica-se que os valores agregados indicados pelos operadores das redes de distribuição são superiores à previsão do operador da rede de transporte em 2018 (+1,3 TWh) e em 2019 (+1,2 TWh). Em 2018, os operadores da rede de distribuição preveem um total de entregas a clientes na ordem de 25,1 TWh, cerca de 0,7% acima da sua melhor estimativa para 2017 (24,9 TWh), seguido de um crescimento de 1,3% para 2019, atingindo 25,4 TWh.

¹ 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.

Numa análise qualitativa, esta diferença poderá atribuir-se ao facto dos operadores das redes de distribuição terem um conhecimento mais aprofundado 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. Estas diferenças refletem igualmente o facto das previsões dos operadores da rede de distribuição não serem neutras para os proveitos permitidos destas empresas.

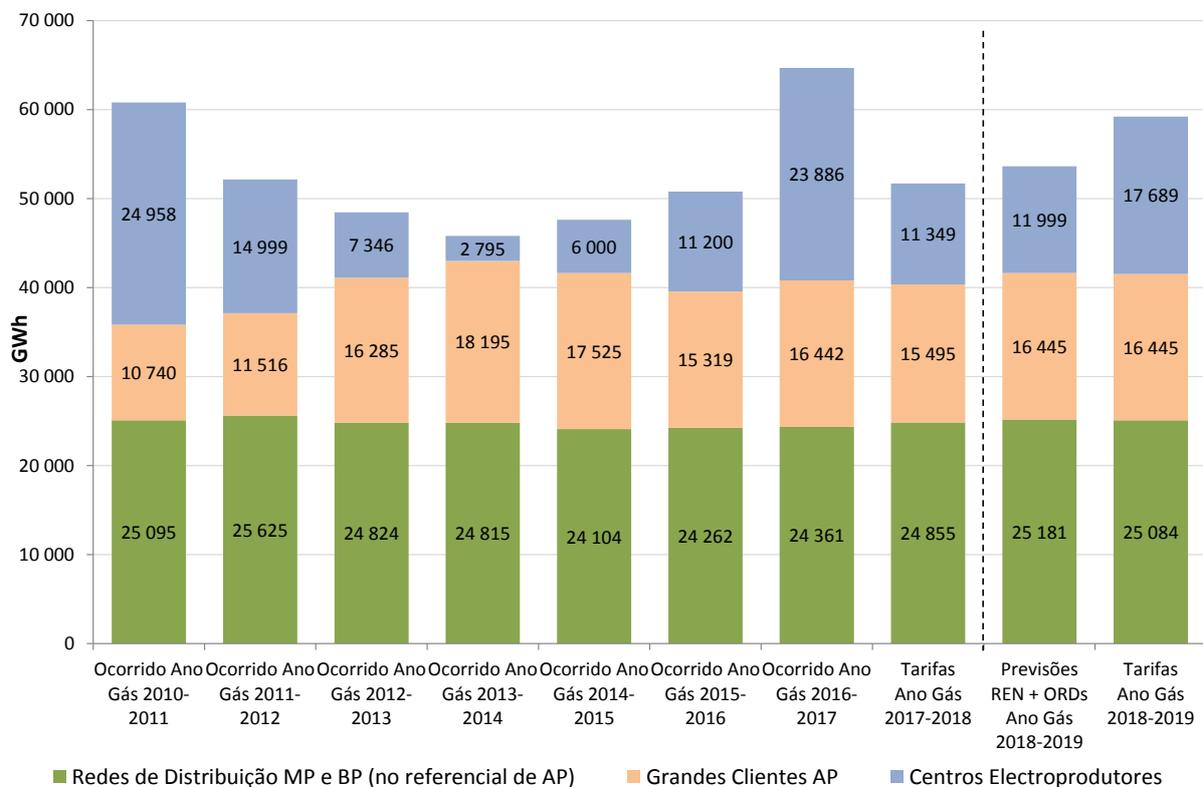
Após ponderação, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos fornecimentos e número de pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2018-2019, para o agregado de MP (média pressão) e BP (baixa pressão), exceto no caso da Sonorgás. Esta empresa considera nas suas previsões um aumento de energia que sai da sua rede de distribuição e do número de pontos de entrega, que incorpora o abastecimento a 18 novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás natural em novas zonas geográficas. No cálculo de proveitos e tarifas para o ano gás 2018-2019, a ERSE considerou, na globalidade, a previsão da empresa para o consumo e número de pontos de entrega referentes aos polos existentes, mas, face aos dados recentes à disposição da ERSE, bem como a repetida falta de aderência das previsões da Sonorgás relativamente ao verificado, para os 18 novos polos atribuídos à Sonorgás foi introduzido um atraso de 12 meses no início do abastecimento face à previsão da empresa, prevendo-se que o mesmo ocorra no primeiro semestre de 2019.

Para os operadores das redes de distribuição Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás e Setgás procedeu-se à correção da estrutura de fornecimentos na BP, com transferência de energia do nível de pressão BP> (consumos anuais superiores a 10 000 m³) para o nível de pressão BP< (consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³), por forma a manter a estrutura tarifária real destes quatro operadores de rede de distribuição no ano gás 2018-2019.

Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição adotado pela ERSE apresenta um acréscimo de cerca de 3% em dois anos gás, passando de 24,4 TWh em 2016-2017 para 25,1 TWh em 2018-2019.

A Figura 2-3 explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2018-2019, 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 2018-2019, para os grandes grupos de consumidores



PREVISÕES DO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

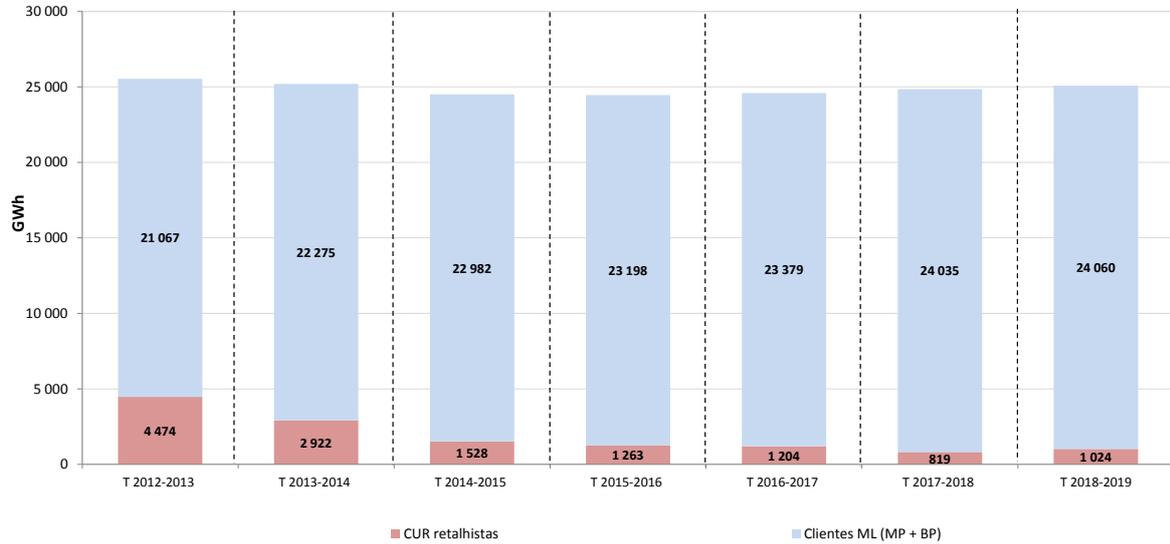
Na perspetiva comercial, há que considerar outro aspeto determinante na caracterização da procura: o ritmo de saída de clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) para comercializadores em mercado.

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 2017) para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de cerca de 91,8% do consumo e de 83,9% no número de clientes, enquanto o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ revelam uma quota de 73,9% do consumo e de 77,2% 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 calculadas com os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2018-2019 para os comercializadores



3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2018-2019

A caracterização do balanço de energia do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) tem por objetivo determinar a previsão de quantidades de gás natural para as saídas e entradas do SNGN, em particular nas infraestruturas da rede de transporte em Alta Pressão (AP) e nas redes de distribuição.

O balanço de energia é apresentado segundo duas perspetivas diferentes: a perspetiva física e a perspetiva comercial. Ambas devem ser coerentes entre si, permitindo satisfazer as necessidades criadas pelo cálculo de tarifas reguladas de uso das infraestruturas e de tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Este capítulo detalha a metodologia utilizada na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2018-2019.

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

A metodologia de previsão do balanço de energia é um exercício de conciliação entre as abordagens *top-down* e *bottom-up*. Em particular, deve conciliar a determinação global e agregada do consumo nacional (relacionada com indicadores de tendência, macroeconómicos, novos investimentos, etc.) com a informação distribuída das previsões regionais, elaboradas pelos diversos operadores da rede e comercializadores.

Na previsão do consumo nacional foram consideradas as previsões dos operadores das redes para os grandes consumidores industriais e para os consumidores de menor consumo (residenciais, terciário e pequena indústria) e as previsões individuais efetuadas pela ERSE para cada centro eletroprodutor ligado à rede de transporte.

Uma vez definido o consumo nacional, a construção do balanço de energia acontece por desagregação sucessiva dos valores agregados de consumo e a sua distribuição física no sistema de gás natural (por nível de pressão de ligação, por região, etc.).

Em seguida sumarizam-se diversos pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2018-2019.

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, através do Terminal de Sines de GNL e das interligações, de 39% e 61%, respetivamente, verificando-se um aumento do aprovisionamento através do terminal de Sines de GNL em relação ao considerado nas tarifas do ano gás 2017-2018.
- O abastecimento dos consumos de gás natural em Portugal continental para o ano gás 2018-2019 é determinado considerando as previsões do (i) operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) e do (ii) operador do Terminal de Sines e a (iii) evolução histórica da estrutura de abastecimento entre o Terminal de Sines e Campo Maior. De acordo com as previsões do Operador da Rede de Transporte (ORT), considera-se uma exportação nula na saída internacional de Valença do Minho. Adicionalmente assume-se a inexistência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).

CENTROS ELECTROPRODUTORES

- As quantidades previstas contratualmente no Acordo de Gestão de Consumos da central da Turbogás implicam uma utilização desta central superior ao previsto pela REN para o ano de 2018, tendo a ERSE considerado que o valor contratual anual de 2018 se manterá em 2019;
- A neutralização no *mix* de produção elétrica previsto para 2018 e 2019 dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade registados em 2015, 2016 e 2017, conjuntamente com um ligeiro acréscimo da previsão do consumo de energia elétrica nesses anos;
- Agravamento, em 2018 e 2019, dos preços do carvão e dos preços das licenças de emissão de CO₂, em relação aos preços do petróleo, que aumentam a utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural face às centrais a carvão, uma vez que os custos com a emissão de CO₂ são mais penalizadores para as centrais a carvão.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Consideram-se as previsões do operador da infraestrutura (REN Armazenagem) no que se refere às injeções no armazenamento subterrâneo, extrações do armazenamento subterrâneo e a energia média diária armazenada.
- Considera-se que no ano gás 2018-2019 estão em operação 6 cavernas.

CLIENTES INDUSTRIAIS

- Considera-se que o consumo de gás natural atingiu um nível estável, sem entradas e saídas de instalações relevantes para o nível de consumo neste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes.
- A previsão da REN Gasodutos relativamente aos consumos dos clientes industriais em alta pressão, para o ano gás 2018-2019 apresenta um aumento em 0,8% em relação à sua previsão de consumo para o ano gás 2017-2018.
- A ERSE optou por assumir as previsões do ORT para o ano gás 2018-2019, que são próximos dos consumos reais verificados no ano gás 2016-2017. Com este pressuposto, no ano gás 2018-2019 o consumo dos grandes consumidores em alta pressão será de 16,4 TWh.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Para o ano gás 2016-2017, 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 operadores das redes de distribuição e as respetivas perdas e autoconsumos.
- Nas previsões de quantidades para o ano gás 2018-2019 foram consideradas as taxas de evolução previstas por cada um dos operadores da rede de distribuição, exceto para a Sonorgás, correspondendo a uma variação média de 3,0% face ao ano gás 2016-2017.
- Para os operadores da rede de distribuição Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás e Setgás procedeu-se a uma transferência de energia do nível de pressão BP> para o nível de pressão BP<, ao longo dos semestres com valores de consumo previsionais (do 2.º semestre de 2017 ao 2.º semestre de 2019), por forma a manter a estrutura tarifária real destes quatro operadores de rede de distribuição.
- A Sonorgás considera nas suas previsões um aumento na energia saída das redes de distribuição e do número de pontos de entrega, incorporando o abastecimento a 18 novos polos de consumo relativos a licenças de distribuição de gás natural em novas zonas geográficas. No cálculo de proveitos e tarifas para o ano gás 2018-2019, a ERSE considerou, na globalidade, a previsão da empresa para o consumo e número de pontos de entrega referentes aos polos existentes, mas, face aos dados recentes à disposição da ERSE, bem como a repetida falta total de aderência das previsões da Sonorgás relativamente ao verificado, para os 18 novos polos atribuídos à Sonorgás foi introduzido um atraso de 12 meses no início do abastecimento face à previsão da empresa, prevendo-se que o mesmo ocorra no primeiro semestre de 2019.

COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

- Na previsão de quantidades e número de clientes para os níveis de pressão BP<, BP>, MP e AP, para o 2.º semestre de 2017 e para os anos civis de 2018 e 2019, foram consideradas as previsões de cada comercializador de último recurso.

COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

- Estimaram-se as quantidades e o número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso.
- No ano gás 2018-2019 a quota de mercado prevista para clientes ligados em MP é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2018-2019 a quota de mercado prevista para clientes ligados em BP> é em média de 96% (energia) e de 90% (número de clientes).
- No ano gás 2018-2019 a quota de mercado prevista para os clientes em BP< é em média de 80% (energia) e de 81% (número de clientes).

ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA 2018-2019

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, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2018-19 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³

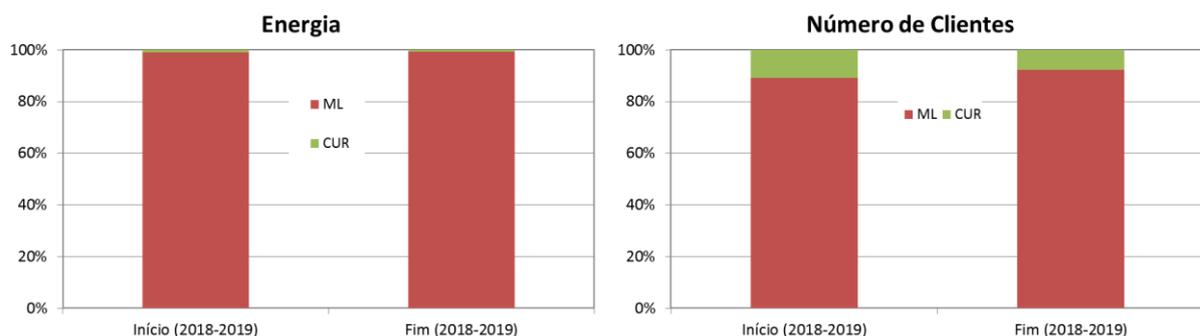
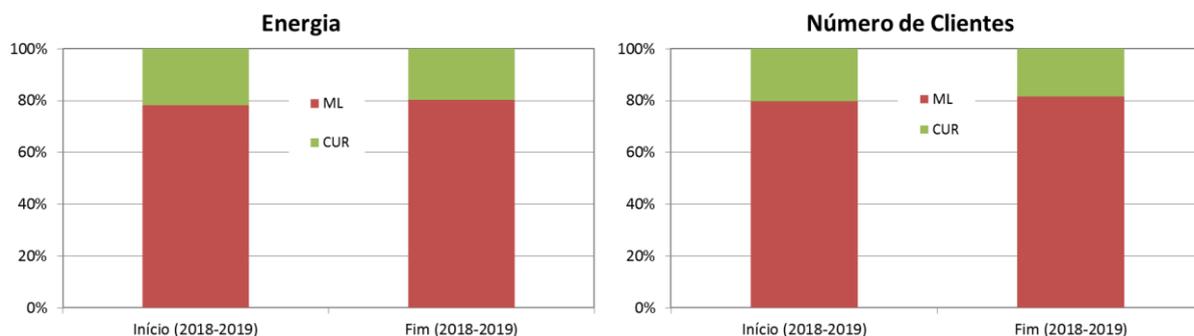


Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2018-19 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³



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 2018-2019

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 Sistema Nacional de Gás Natural para 2018-2019. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da rede de transporte (RNTGN) e das redes de distribuição de gás natural (RNDGN).

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2018-2019

RNTGN	Balanço comercial de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Gasodutos	35 511
	1.1 Campo Maior	35 511
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	24 614
	2.1 Injecções RNT	23 065
	2.2 Camião cisterna	1 550
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extrações do Arm. Subterrâneo	1 662
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	61 788
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	60 238
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 662
	8 Centros electroprodutores	17 689
	9 Clientes industriais em AP	16 445
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 382
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	60 178
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	60
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	58 516

RNDGN	Balanço comercial de gás natural na RNDGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	24 382
	16 Redes abastecidas por UAG	702
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 084
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	17 101
	19 Clientes em BP	7 938
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	45
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	25 084
	Saídas da RNDGN	
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	25 039
	22.1 Beiragás	921
	22.2 Dianagás	82
	22.3 Sonorgás	124
	22.4 Duriensegás	209
	22.5 Lisboagás	4 600
	22.6 Lusitaniagás	8 593
	22.7 Medigás	104
	22.8 Paxgás	16
	22.9 REN Portgás	7 231
	22.10 Setgás	1 870
	22.11 Tagusgás	1 290

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 2018-2019

Unidades: n.º clientes

Número de clientes	CUR	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	19	19
Centros eletroprodutores		4	4
Clientes Industriais		15	15
Cientes nas redes de distribuição	284 932	1 197 692	1 482 623
Beiragás	12 815	41 694	54 509
Dianagás	2 168	8 023	10 191
Sonorgás	1 504	17 359	18 863
Duriensegás	7 346	22 954	30 300
Lisboagás	122 518	413 481	535 998
Lusitaniagás	47 781	178 898	226 678
Medigás	5 517	17 314	22 831
Paxgás	1 803	4 304	6 106
REN Portgás	41 086	326 663	367 749
Setgás	35 386	135 404	170 790
Tagusgás	7 011	31 597	38 608
Total de consumidores de GN	284 932	1 197 711	1 482 642

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 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 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2018-2019

Unidades: GWh

Balanço comercial de energia	CUR	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	34 134	34 134
Centros eletroprodutores		17 689	17 689
Clientes Industriais		16 445	16 445
Cientes nas redes de distribuição	1 020	24 020	25 039
Beiragás	52	869	921
Dianagás	8	75	82
Sonorgás	4	119	124
Duriensegás	28	181	209
Lisboagás	432	4 168	4 600
Lusitaniagás	155	8 438	8 593
Medigás	14	90	104
Paxgás	4	12	16
REN Portgás	206	7 025	7 231
Setgás	90	1 780	1 870
Tagusgás	26	1 264	1 290
Total de consumidores de GN	1 020	58 154	59 173

Nas previsões do Balanço de Energia para 2018-2019 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 nacional estará no mercado livre.

Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2018-2019

Estrutura de mercado		
Consumo		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	100%	0%
RNT	100%	0%
RND	99%	1%
Cientes BP < 10 000 m3	80%	20%
Total	98%	2%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Estrutura de mercado		
Número de clientes		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	91%	9%
RNT	100%	0%
RND	91%	9%
Cientes BP < 10 000 m3	81%	19%
Total	81%	19%

Obs.: Não inclui centros eletroprodutores

Estrutura de mercado			
Consumo			GWh
	ML	MR	Total
Centros eletroprodutores (RNT)	17 689	0	17 689
Cientes > 10 000 m3	37 062	157	37 219
RNT	16 445	0	16 445
RND	20 617	157	20 774
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	3 403	863	4 265
Total clientes	40 465	1 020	41 484
Total (inc. centros eletroprodutores)	58 154	1 020	59 173

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			
Número de clientes			Total
	ML	MR	Total
Centros eletroprodutores (RNT)	4	0	4
Cientes > 10 000 m3	4 610	469	5 078
RNT	15	0	15
RND	4 595	469	5 063
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	1 193 097	284 463	1 477 560
Total clientes	1 197 707	284 932	1 482 638
Total (inc. centros eletroprodutores)	1 197 711	284 932	1 482 642

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

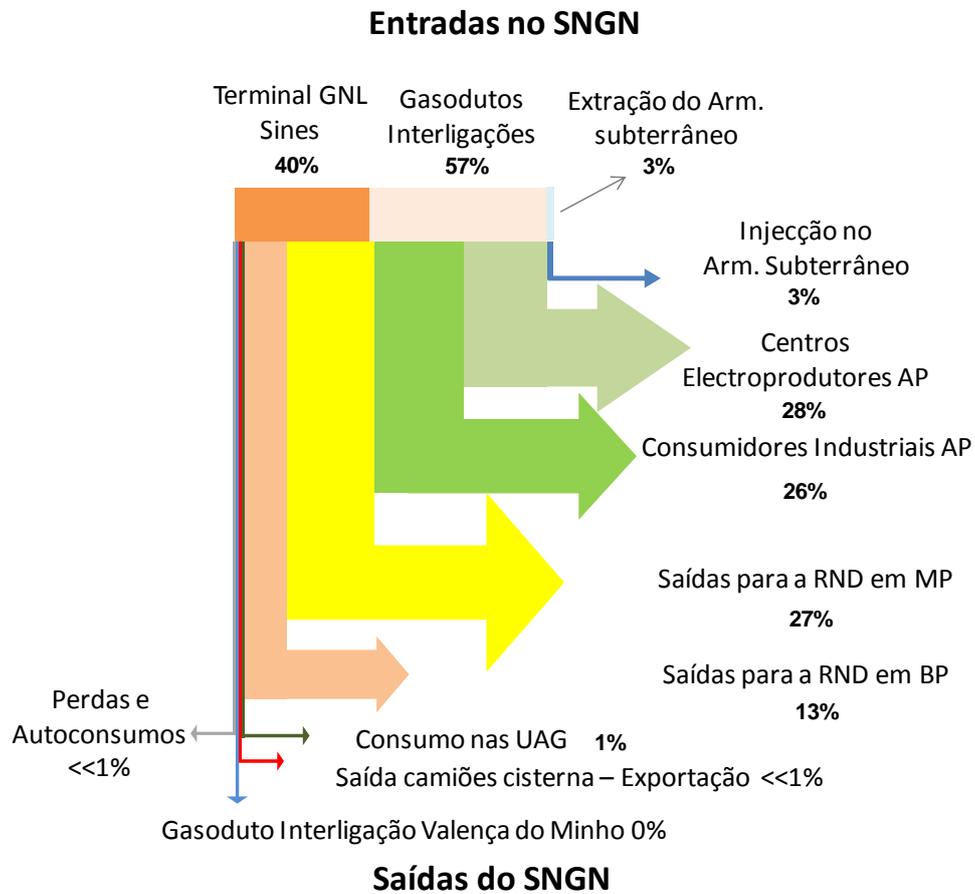
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

Globalmente importa caracterizar a distribuição dos consumos de gás natural nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o consumo das centrais elétricas 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 qualitativamente os fluxos de energia no SNGN.

Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2018-2019

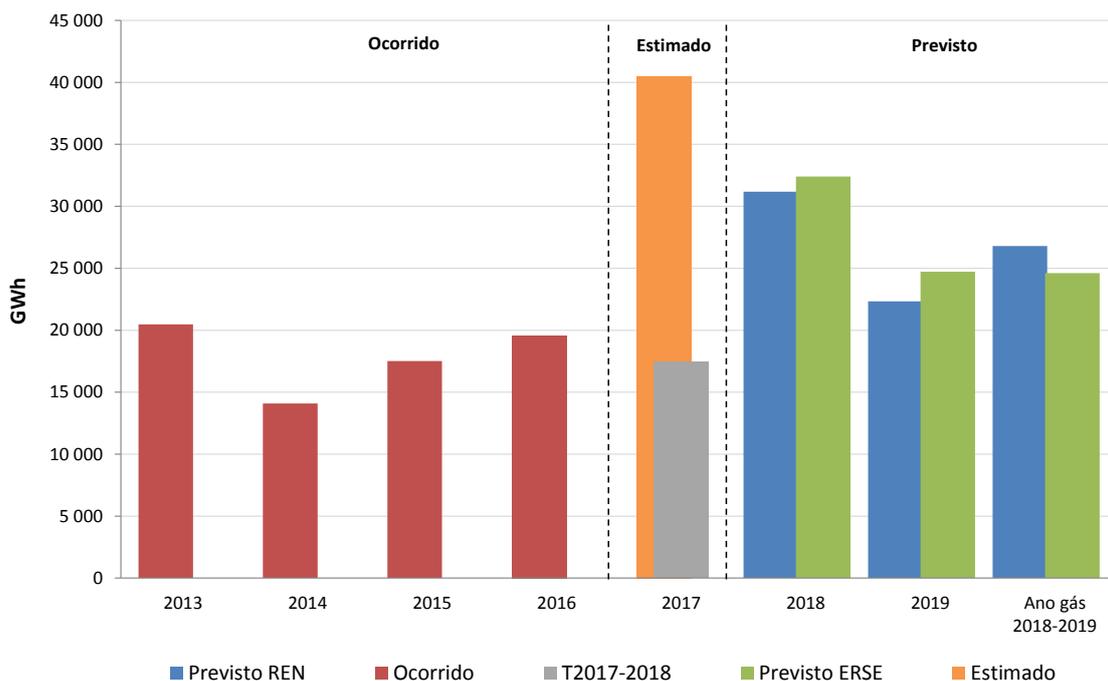


4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2018-2019

QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS 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 2018 e 2019 e para o ano gás 2018-2019. As quantidades de gás natural previstas à saída do Terminal de GNL pela ERSE são superiores às previsões da REN, apesar de a ERSE ter considerado uma estrutura de aprovisionamento diferente da REN, na qual o terminal contribui com menos energia para a rede de transporte. Tal deve-se ao facto das previsões de consumo da ERSE dos centros eletroprodutores serem superiores às da REN.

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

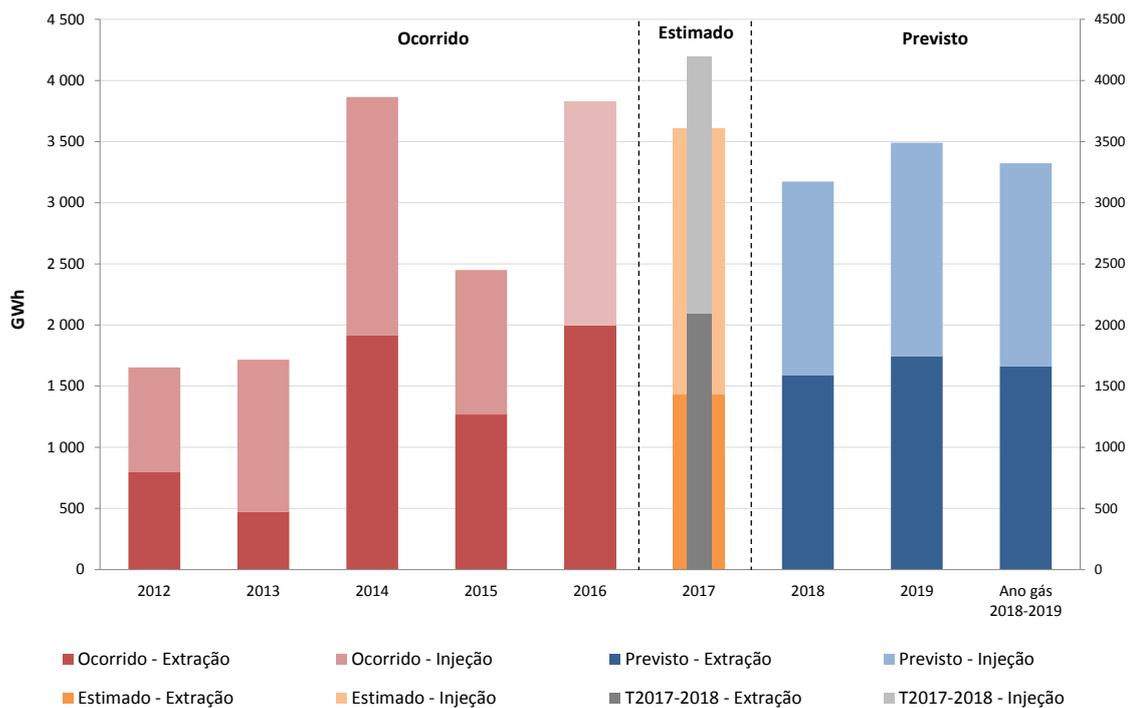


QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

No período regulatório que se iniciou no ano gás 2016-2017, a metodologia de regulação dos custos de exploração da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural manteve-se do tipo *price cap*, com parcelas fixa e variável, mantendo-se apenas como indutor de custo a soma da energia extraída e injetada para o cálculo da parcela variável dos custos de exploração aceites para a REN Armazenagem².

A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo (referencial de faturação) é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2012 a 2016, a melhor estimativa para 2017 e os valores previstos pela empresa para 2018 e 2019, 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)



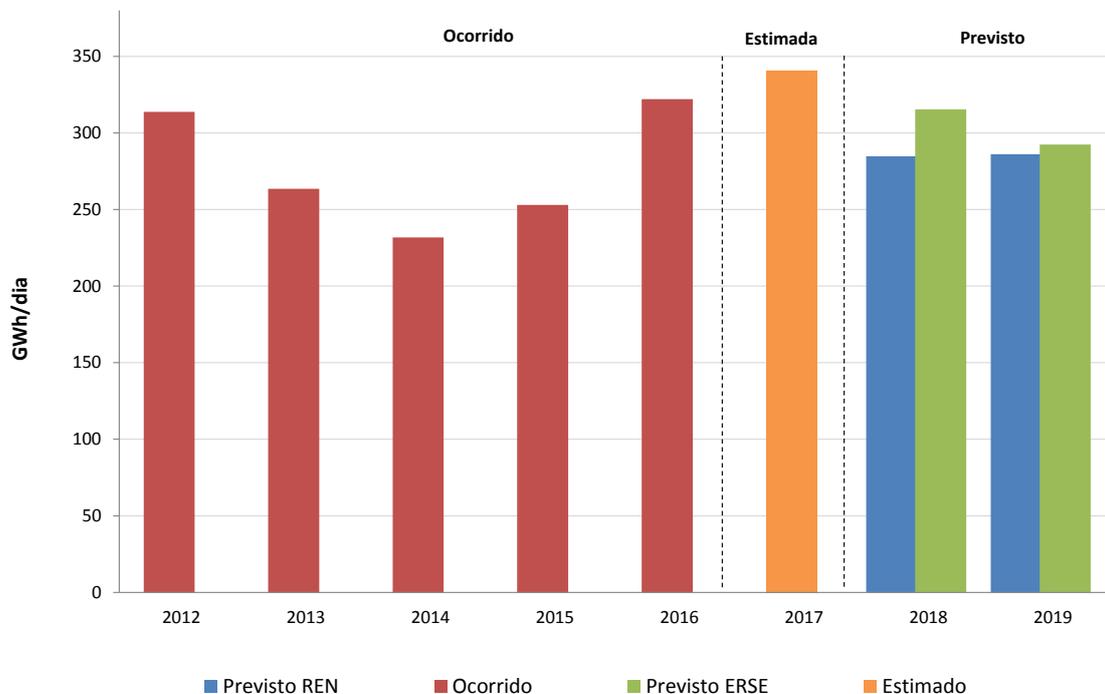
Nota: Os valores da energia injetada e extraída que são apresentados nesta figura estão no referencial de faturação.

² Em maio de 2015, a exploração das cavidades TGC 1 e TGC 2 foi transferida da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem, passando esta última a ser o único operador de Armazenamento Subterrâneo.

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

No atual período regulatório, o indutor de custo do *price cap* aplicados aos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural corresponde apenas à capacidade utilizada na saída da RNTGN. Este indutor de custo foi definido como a soma dos máximos de capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte³, 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 2012 e 2016, a melhor estimativa para 2017 e as previsões da ERSE e REN para 2018 e 2019.

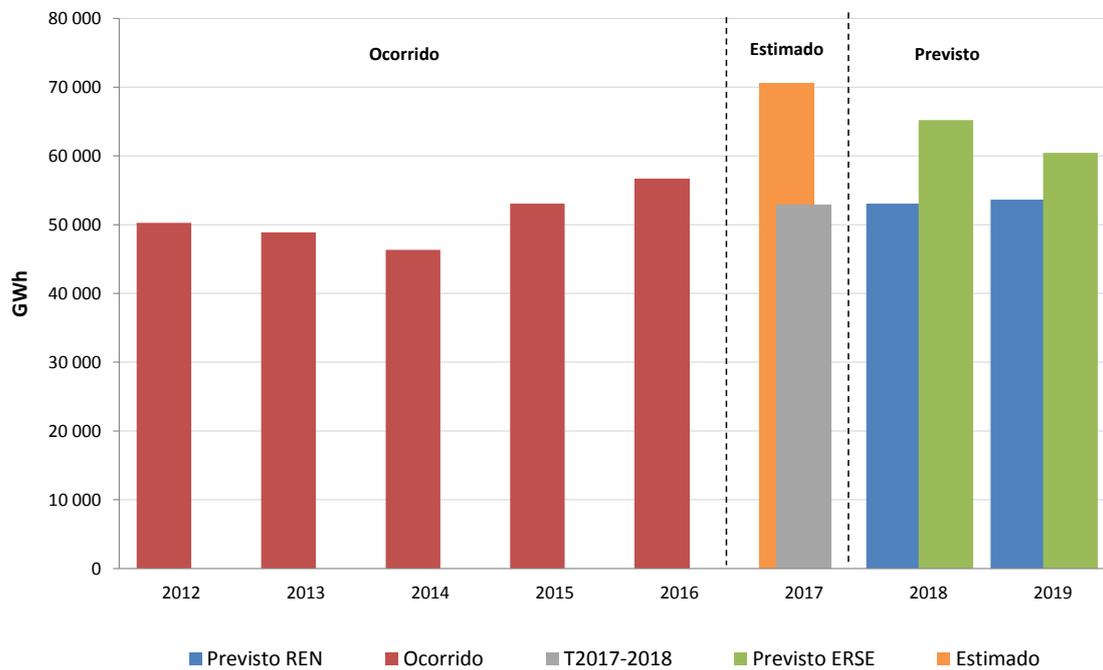
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)



Apesar da quantidade anual de gás natural saída da RNTGN não ser indutor de custo (desde o ano 2013-2014), na Figura 4-4 é apresentada a evolução desta variável desde o ano 2012, bem como os valores previstos para os anos 2018 e 2019 e para o ano gás 2018-2019. 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.

³ Excluindo pontos de interligação com Espanha, pontos de ligação ao Terminal e ao Armazenamento Subterrâneo.

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



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 para os anos 2018 e 2019 são apresentadas nos quadros seguintes.

Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: GWh	
	2018	2019
Beiragás	917	923
Dianagás	82	83
Sonorgás	114	155
Duriensegás	208	210
Lisboagás	4 569	4 618
Lusitaniagás	8 566	8 593
Medigás	103	105
Paxgás	16	16
Portgás	7 301	7 393
Setgás	1 865	1 874
Tagusgás	1 279	1 295
Total	25 021	25 264

Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: N.º médio Pts Entrega	
	2018	2019
Beiragás	54 200	54 929
Dianagás	10 095	10 277
Sonorgás	16 905	21 629
Duriensegás	30 162	30 516
Lisboagás	534 220	537 720
Lusitaniagás	225 394	228 367
Medigás	22 678	23 021
Paxgás	6 092	6 123
Portgás	360 547	375 887
Setgás	169 533	171 838
Tagusgás	38 051	39 177
Total	1 467 874	1 499 481

Na Figura 4-5 e na Figura 4-6 comparam-se as previsões para 2018 e 2019 com os valores ocorridos.

Figura 4-5 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos

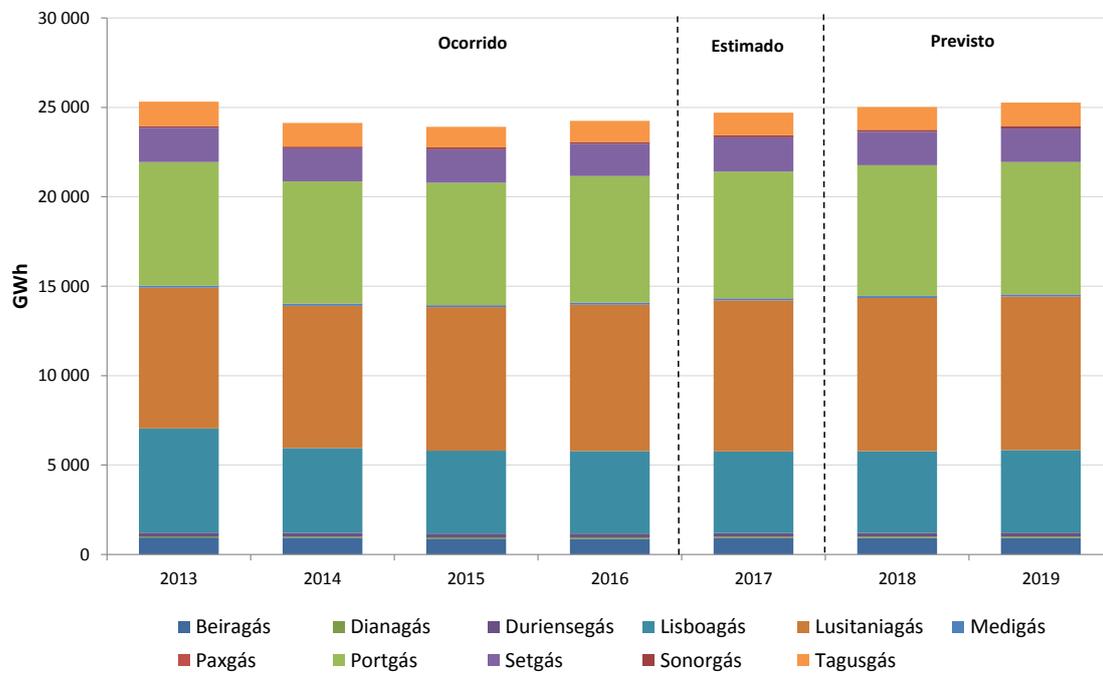
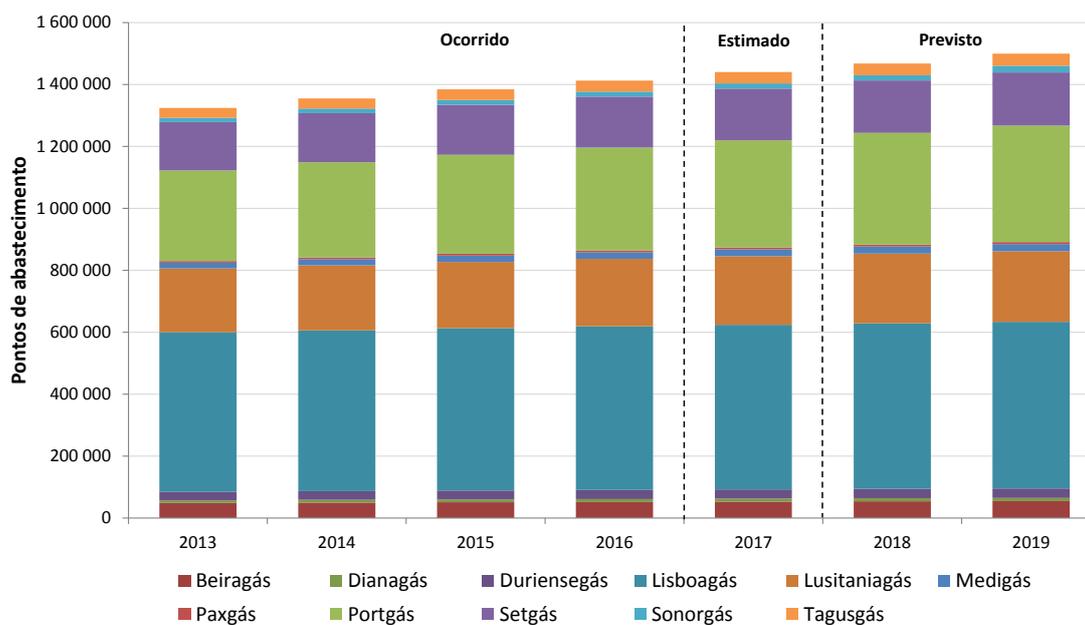


Figura 4-6 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN



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

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-3 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 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: GWh	
	2018	2019
CURR Total	1 115	971
CURR < 10000	912	834
CURR > 10000	203	137

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

	Unidade: N.º médio de clientes	
	2018	2019
CURR Total	297 831	273 027
CURR < 10000	297 286	272 631
CURR > 10000	545	396

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 comercializada.

O Quadro 4-5 e o Quadro 4-6 apresentam os valores considerados para estas duas variáveis, por escalão, para cada CUR, que correspondem aos valores previsionais das empresas.

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

	Unidade: GWh					
	2018		2018	2019		2019
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	42	15	57	39	10	50
Dianagás	6	2	8	6	1	7
Sonorgás	5	3	7	2	0	3
Duriensegás	28	3	31	25	2	27
Lisboagás	405	57	462	372	41	413
Lusitaniagás	141	27	169	128	19	147
Medigás	13	3	16	12	0	12
Paxgás	4	1	4	3	0	4
EDP Gás	163	69	232	150	49	199
Setgás	80	17	97	74	11	85
Tagusgás	25	6	31	22	2	24
Total	912	203	1 115	834	137	971

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

	Unidade: N.º médio clientes					
	2018		2018	2019		2019
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	13 230	39	13 269	12 379	29	12 408
Dianagás	2 278	8	2 286	2 044	6	2 050
Sonorgás	1 874	3	1 877	1 136	1	1 137
Duriensegás	7 747	10	7 757	6 964	8	6 972
Lisboagás	127 819	197	128 016	117 411	156	117 567
Lusitaniagás	49 850	70	49 920	45 793	50	45 843
Medigás	5 719	2	5 720	5 332	1	5 333
Paxgás	1 853	3	1 856	1 746	2	1 748
EDP Gás	42 814	162	42 976	39 084	113	39 196
Setgás	36 793	41	36 833	34 050	29	34 078
Tagusgás	7 311	13	7 324	6 693	5	6 698
Total	297 286	545	297 831	272 631	396	273 027

As figuras seguintes ilustram as previsões de vendas de energia dos CUR adotadas pela ERSE, por escalões de consumo e totais. Note-se que a liberalização do mercado retalhista para ambos os segmentos de consumo que está implícita nestas previsões está em linha com a tendência verificada nos últimos anos reais.

Figura 4-7 - Previsão da ERSE para 2018 e 2019 das vendas totais de energia dos CUR

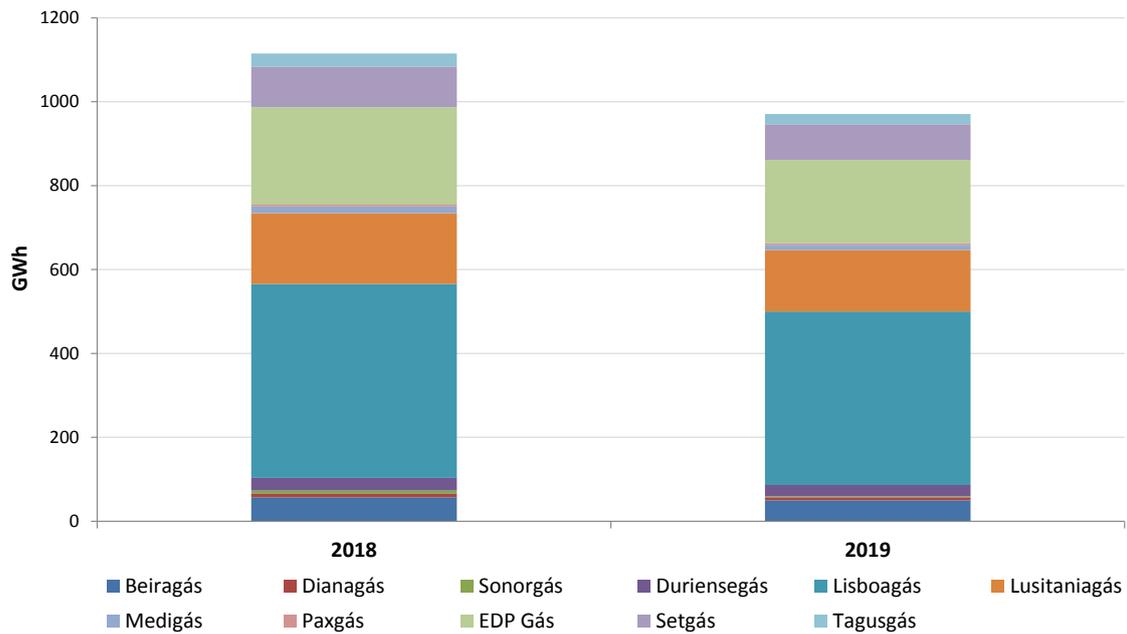


Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2018 e 2019 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³

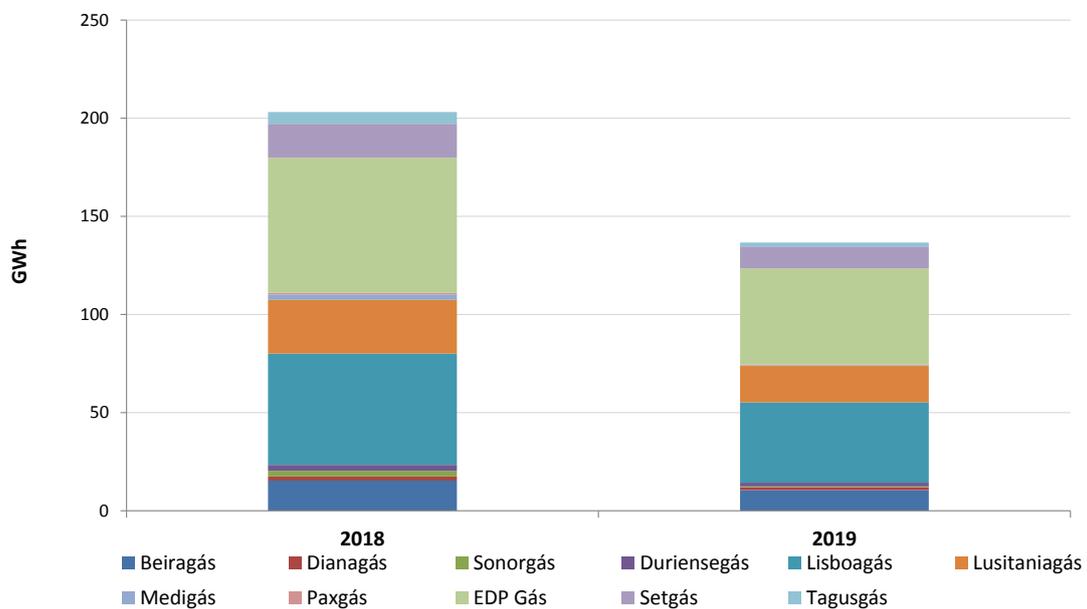
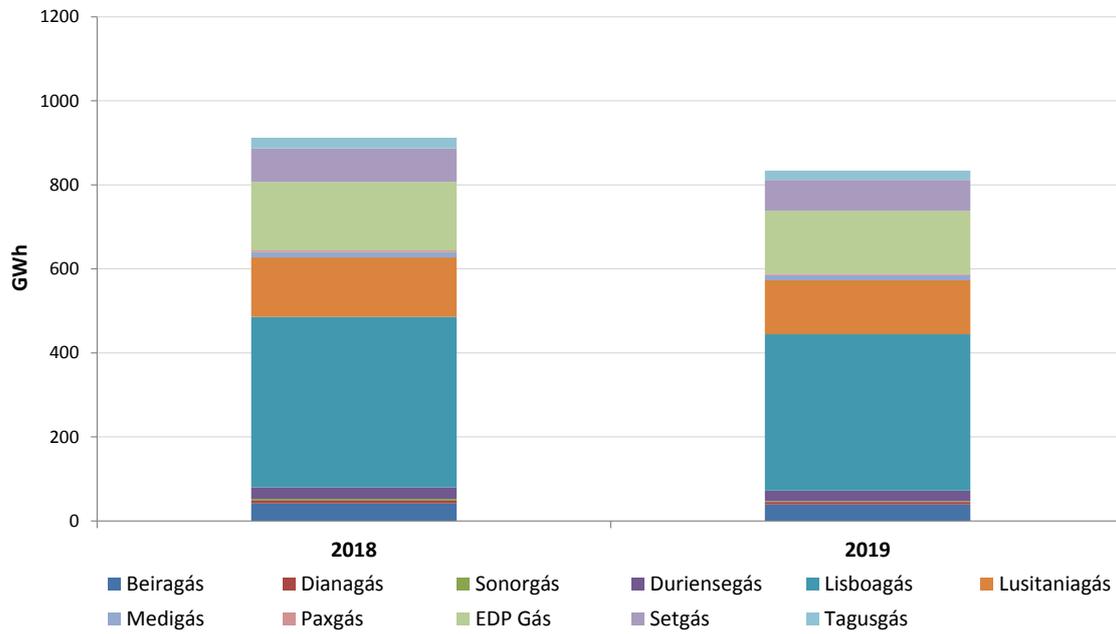


Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2018 e 2019 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m³



5 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

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

Para a rede de transporte e infraestruturas de alta pressão é apresentada uma análise histórica de algumas variáveis relevantes, 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 é feita a análise do armazenamento de GNL no Terminal de Sines, em termos de energia média diária, de 2014 a 2017. Na Figura 5-2 é feita a análise da variação diária da energia armazenada, para o mesmo período.

Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2014 a 2017

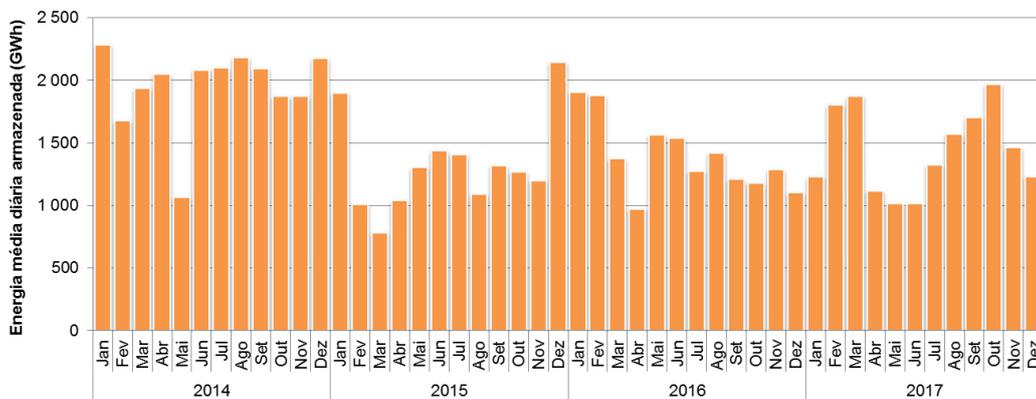
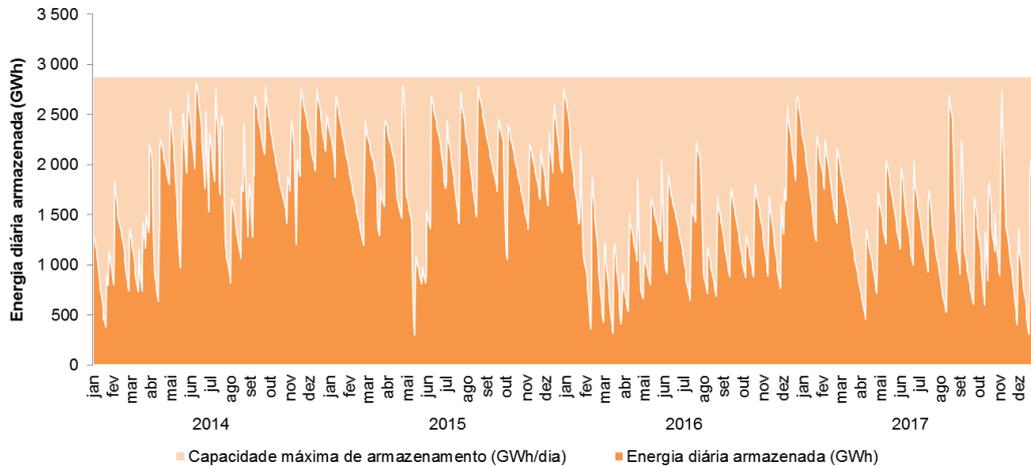


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2014 a 2017

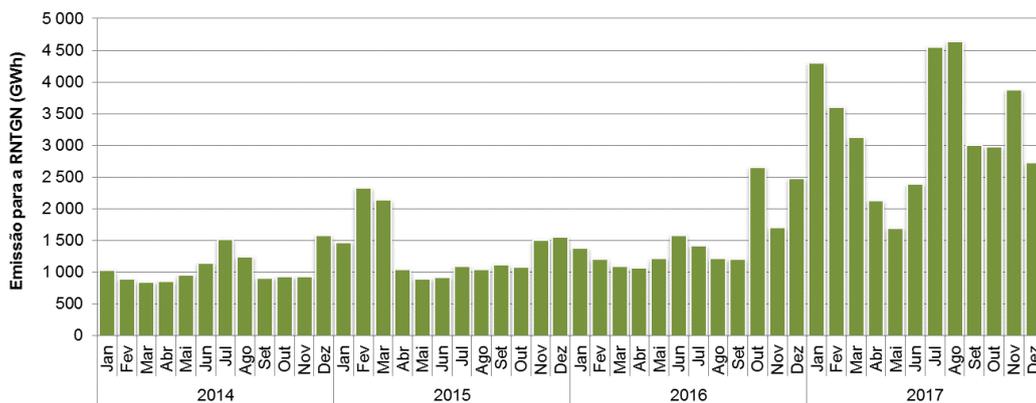


O valor máximo de energia armazenada durante 2017 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil dos tanques de GNL no mês de setembro, cerca de 2 564 GWh.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2017 é equivalente a aproximadamente 13 dias⁴ do consumo médio nacional dos clientes industriais e domésticos (excluindo os centros eletroprodutores).

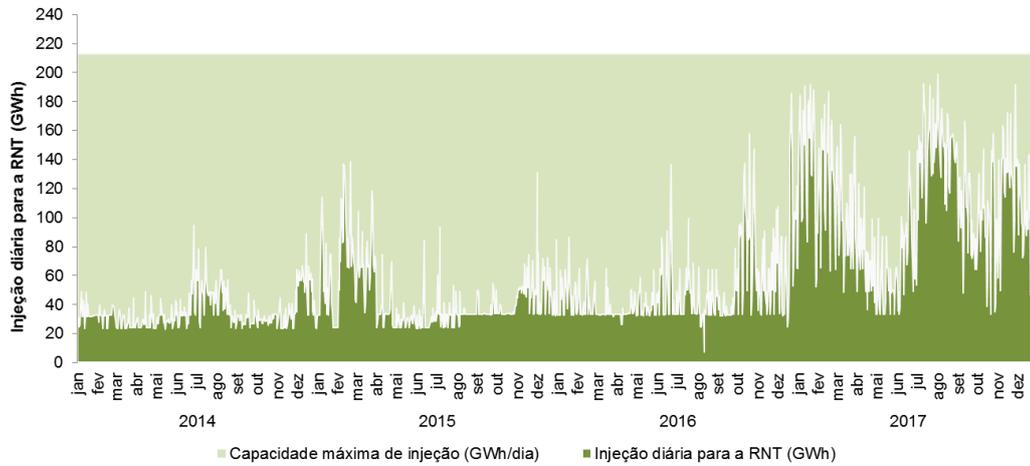
Na Figura 5-3 e Figura 5-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás natural para a RNTGN, no período de 2014 a 2017.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2014 a 2017



⁴ Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual em 2017 na RNTGN de 68,2 TWh.

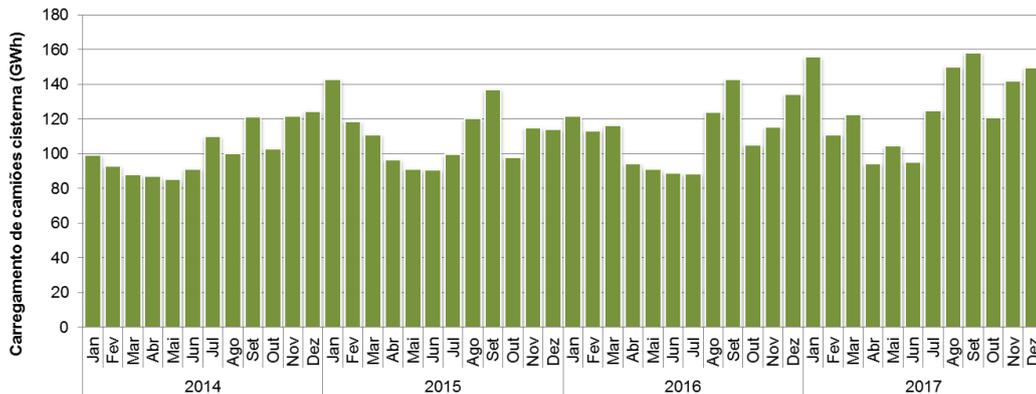
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2014 a 2017



A emissão de gás natural para a RNTGN em 2017 correspondeu a uma modulação⁵ de cerca de 196 dias (utilização de 54%).

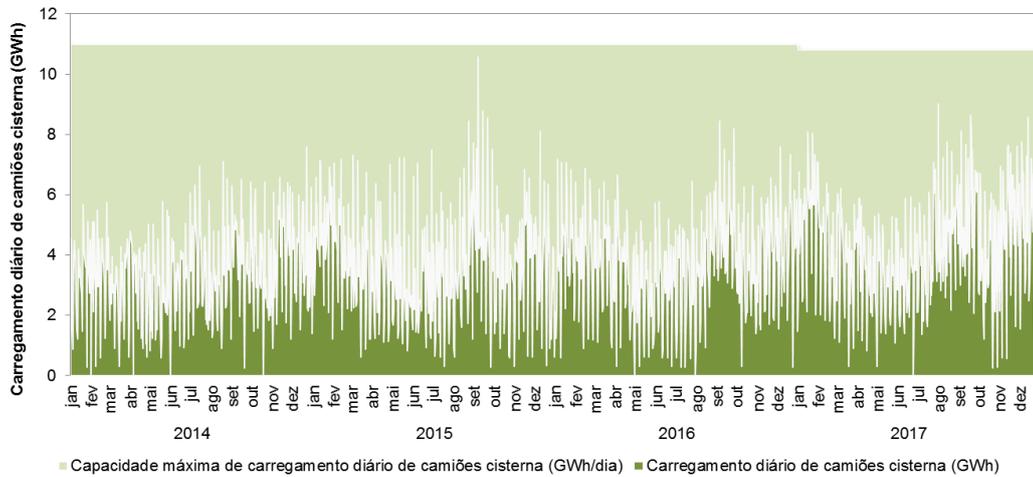
Na Figura 5-5 e Figura 5-6 observa-se a evolução do carregamento mensal e diário de gás natural para os camiões cisterna, de 2014 a 2017.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2014 a 2017



⁵ A modulação é obtida pelo rácio entre a energia em 2017 e a capacidade máxima em 2017.

Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2014 a 2017



Em 2017, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna corresponde a uma modulação de cerca de 164 dias (utilização de 45%).

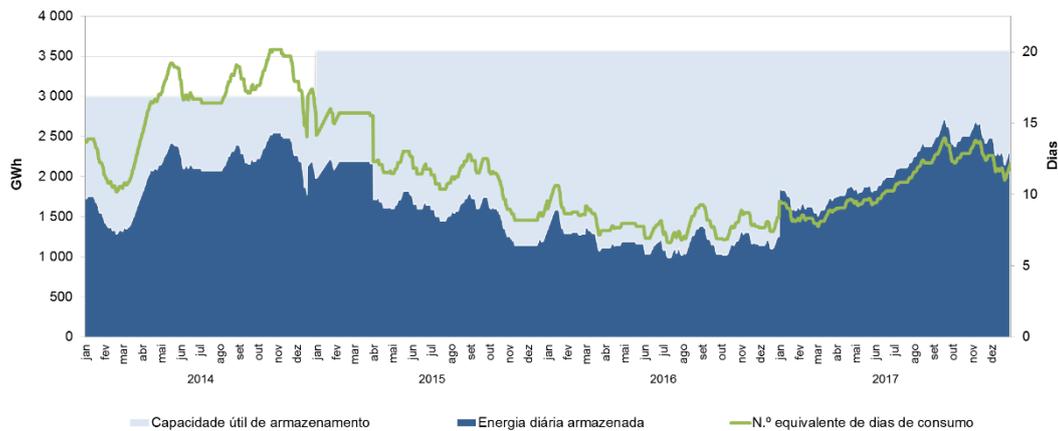
5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2014 a 2017.

Considerou-se a entrada em exploração, em janeiro de 2015, de 2 novas cavernas (5.^a e 6.^a cavernas), resultando num aumento da capacidade útil de armazenamento, tal como se verifica na figura.

Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2017 oscilou entre os 8 e os 14 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2014 a 2017

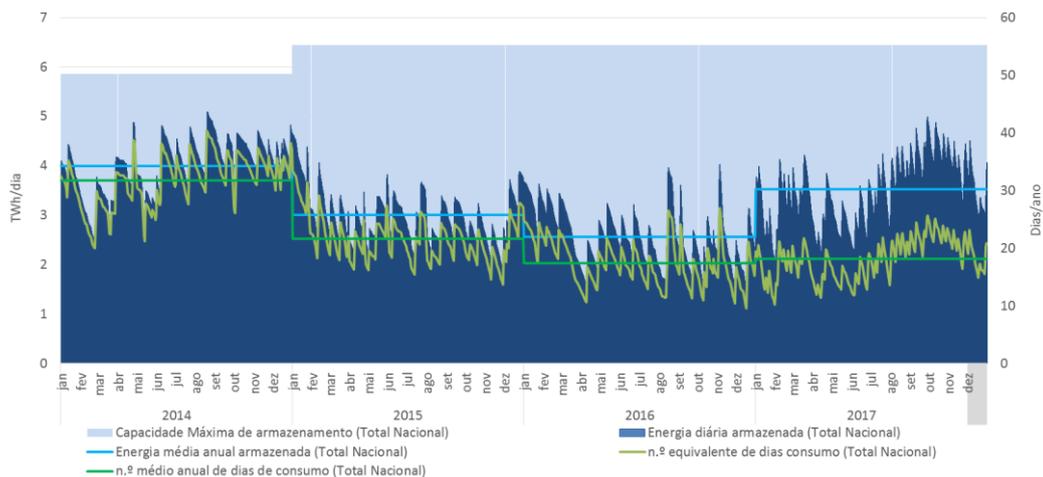


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2014 (46,0 TWh), ano 2015 (50,9 TWh), ano 2016 (54,4 TWh) e ano 2017 (68,2 TWh).

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 2014 a 2017.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2014 a 2017



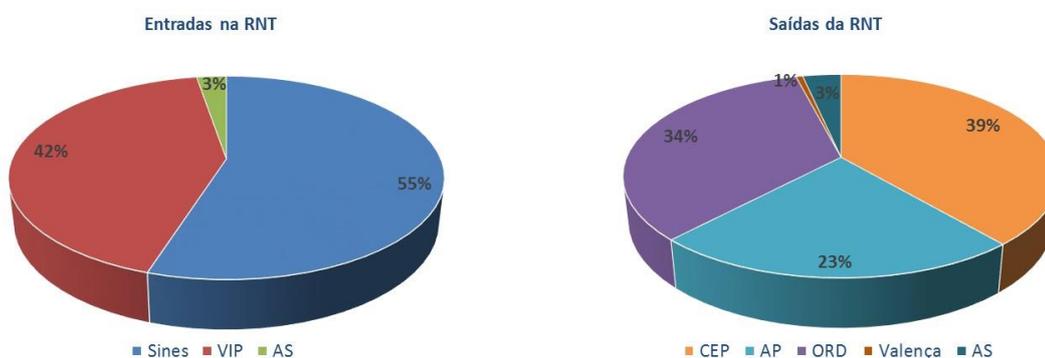
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2014 (46,0 TWh), ano 2015 (50,9 TWh), ano 2016 (54,4 TWh) e ano 2017 (68,2 TWh).

Verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de Sines, ao longo do ano de 2017, oscilou entre os 10 dias e os 26 dias de consumo médio nacional diário.

5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2017, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT. Em termos de entradas, o Terminal de Sines e o VIP⁶ representaram 55% e 42%, respetivamente, e o Armazenamento Subterrâneo (AS) representou 3%, em relação ao total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos centros eletroprodutores (CEP), clientes industriais em alta pressão (AP) e dos consumos nas redes de distribuição (ORD) representaram em 2017, 39%, 23% e 34%, respetivamente, do total das saídas da RNT.

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2017



* Centros eletroprodutores

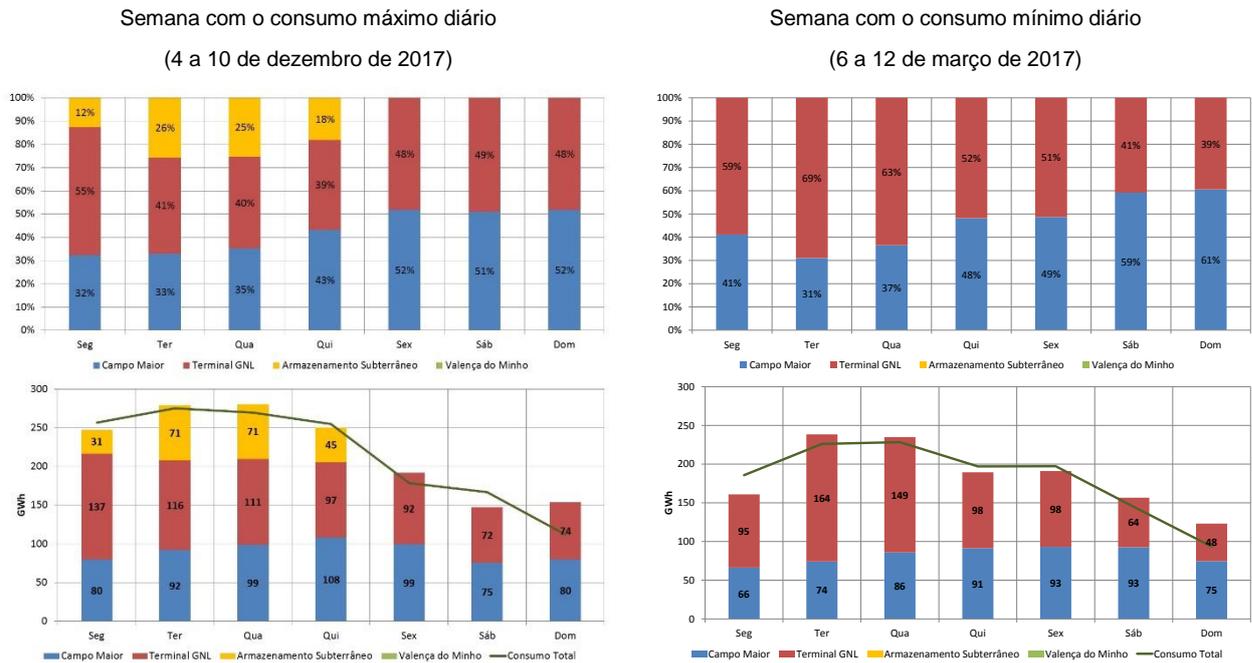
Na Figura 5-10 caracterizam-se as entradas na RNT (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o máximo consumo, quer o mínimo consumo de gás natural, durante o ano de 2017.

O consumo máximo de gás natural (275 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 5 de dezembro de 2017 (terça-feira) e o consumo mínimo de gás natural (96 GWh/dia) ocorreu no dia 12 de março de 2017 (domingo). No entanto, o dia de maior consumo⁷ não corresponde necessariamente ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNT. A capacidade máxima nas entradas (281 GWh/dia) ocorreu no dia 6 de dezembro de 2017 (quarta-feira) e a capacidade mínima (84 GWh/dia) nas entradas ocorreu no dia 1 de abril de 2017 (sábado). A existência de *linepack* na RNT e de injeções do armazenamento subterrâneo justificam esta ocorrência. Entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o mínimo consumo diário), o armazenamento subterrâneo é utilizado para ajustar a oferta à procura de gás natural na RNT.

⁶ Define-se o VIP como a agregação das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

⁷ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNT para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2017



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT de 2014 a 2017. Esta análise é feita no referencial da RNT, isto é, 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 à rede 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 2017, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 212 dias/ano, representando uma utilização de 58% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2014 a 2017

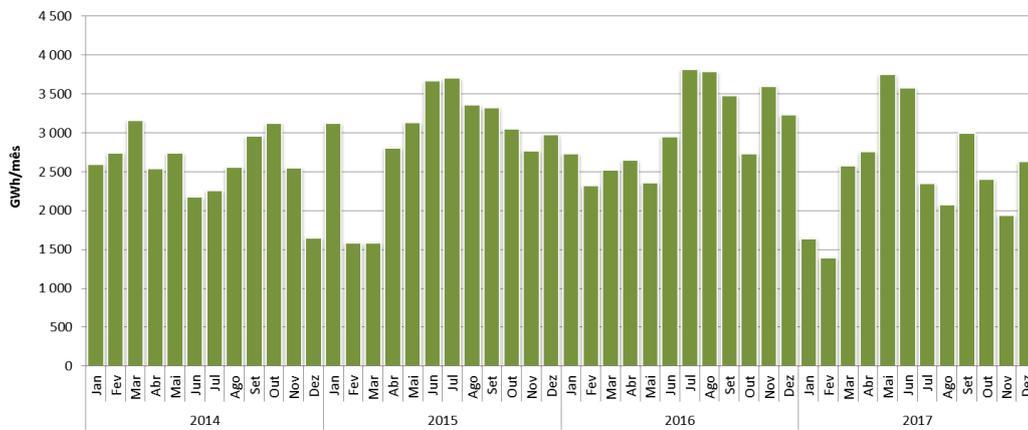
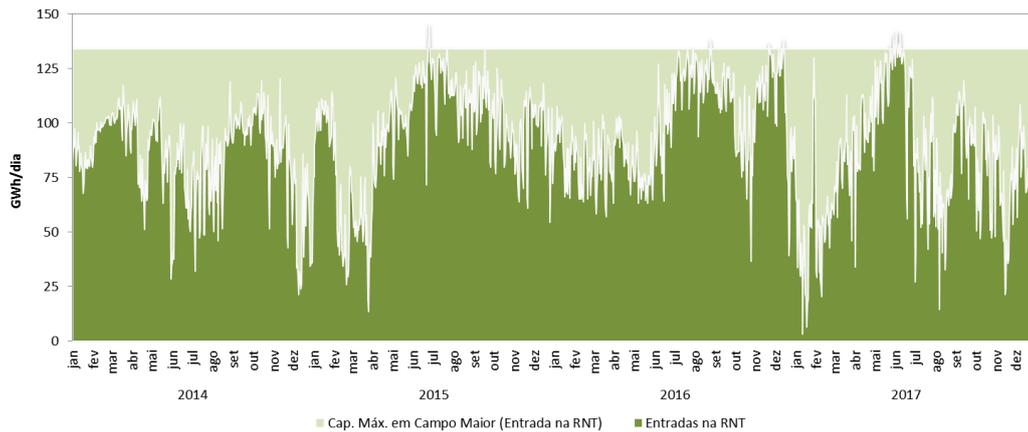


Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2014 a 2017



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2014 a 2017 em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-14 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2017, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 6 dias/ano, representando uma utilização de 2% 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 2017, com uma modulação de injeção na RNT de 26 dias/ano, representando uma utilização de 7% da sua capacidade máxima de injeção.

Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2014 a 2017

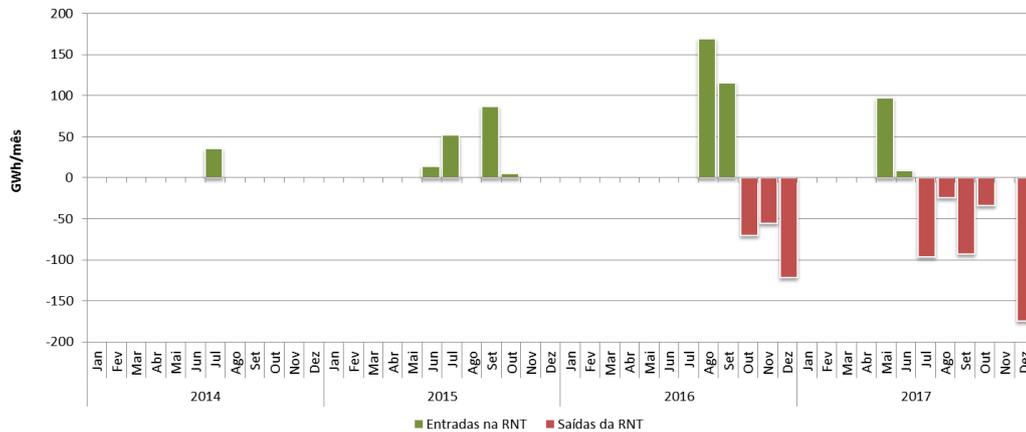
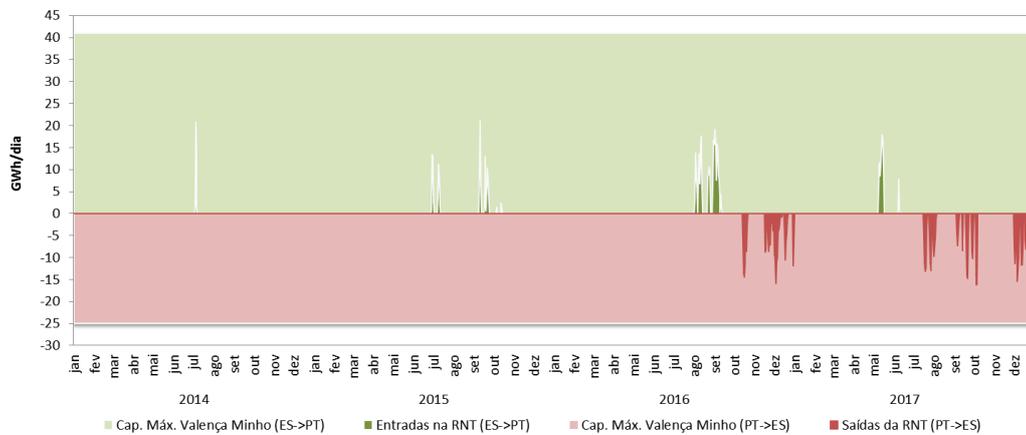


Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2014 a 2017



PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)

A Figura 5-15 e Figura 5-16 caracterizam o fluxo no ponto de interligação virtual que resulta do somatório das entradas e saídas de gás natural das interligações de Valença do Minho e Campo Maior, de 2014 a 2017.

Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2014 a 2017

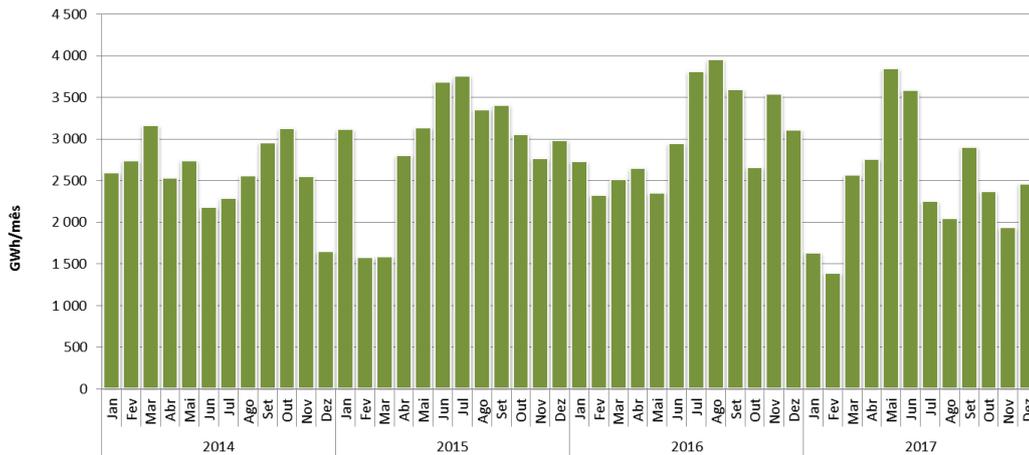
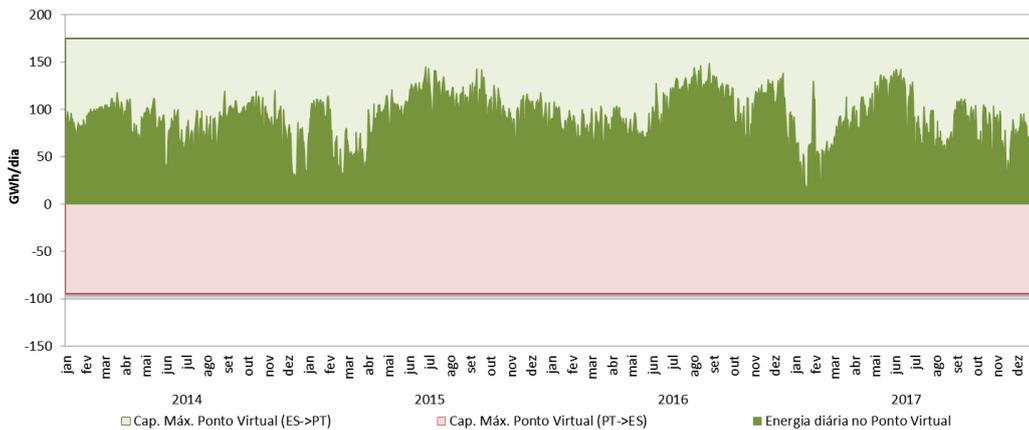


Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2014 a 2017



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 ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT de 2014 a 2017. A Figura 5-18 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção/extração da mesma, de 2014 a 2017.

Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2014 a 2017

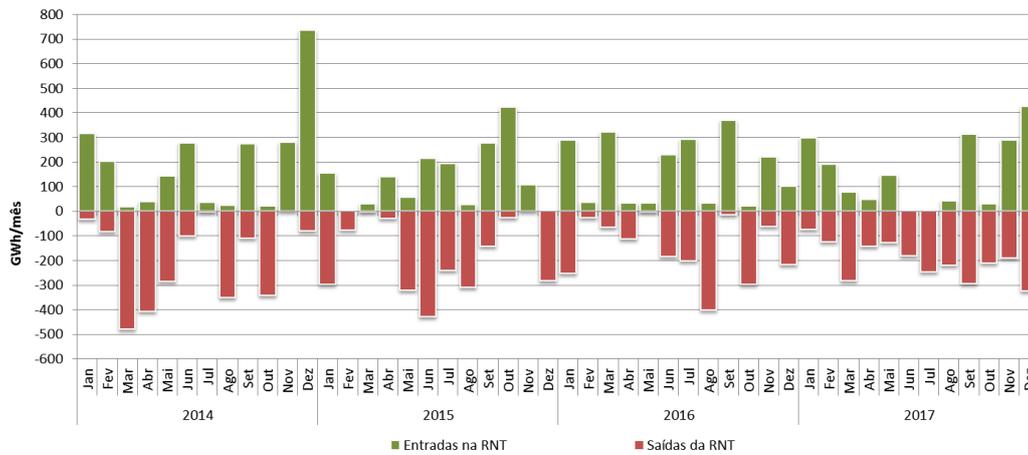
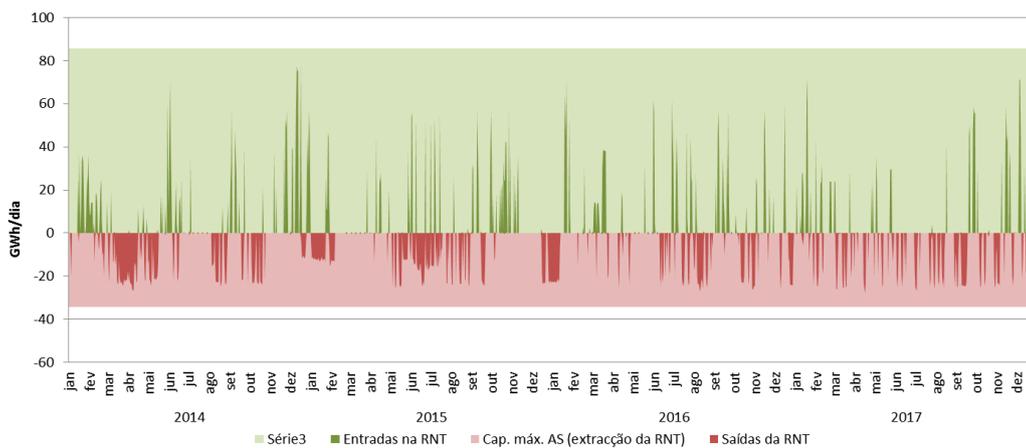


Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2014 a 2017



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 2014 a 2017.

Em 2017, verifica-se que os centros eletroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 205 dias/ano, representando uma utilização de 56% das suas capacidades máximas utilizadas em 2017.

Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2014 a 2017

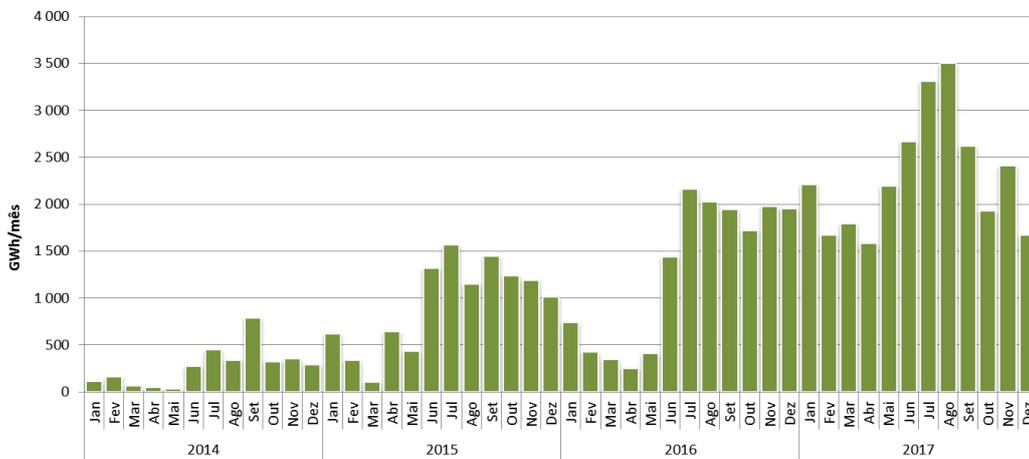
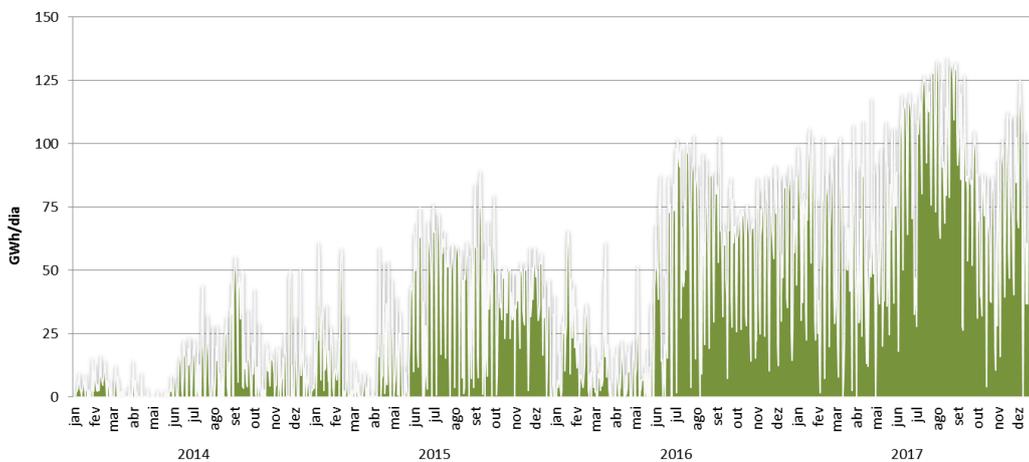


Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros eletroprodutores, de 2014 a 2017



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 2017, verifica-se que os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 312 dias/ano, representando uma utilização de 86%.

Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2014 a 2017

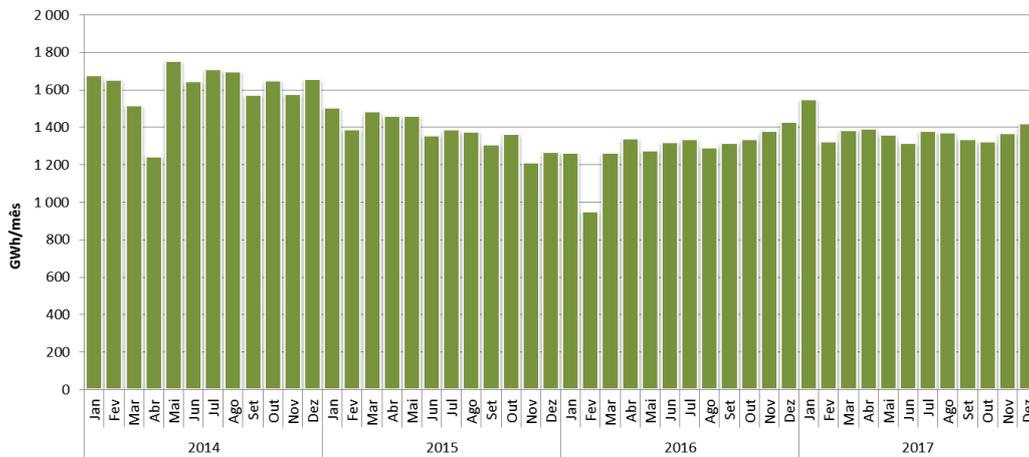
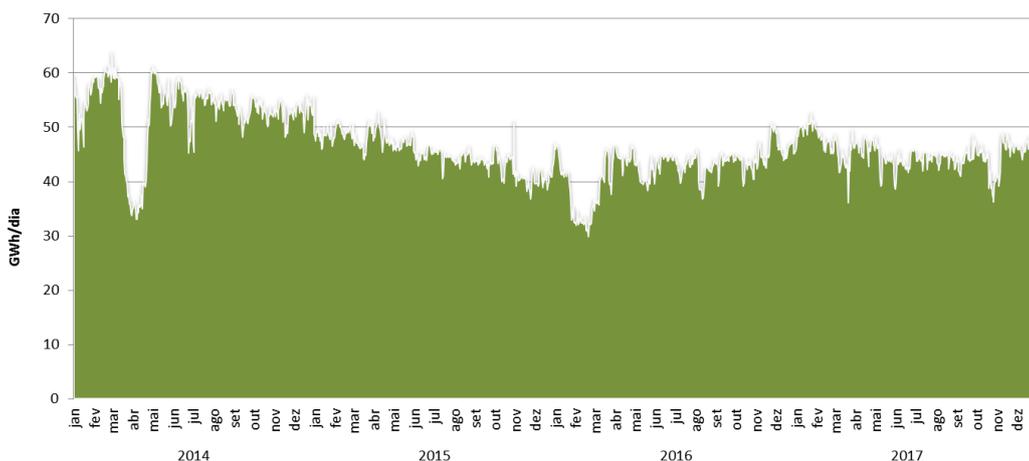


Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2014 a 2017



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 2014 a 2017.

Em 2017, verifica-se que as entregas à RND correspondem a uma modulação de extração na RNT de 259 dias/ano, representando uma utilização de 71% da sua capacidade máxima total de extração.

Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2014 a 2017

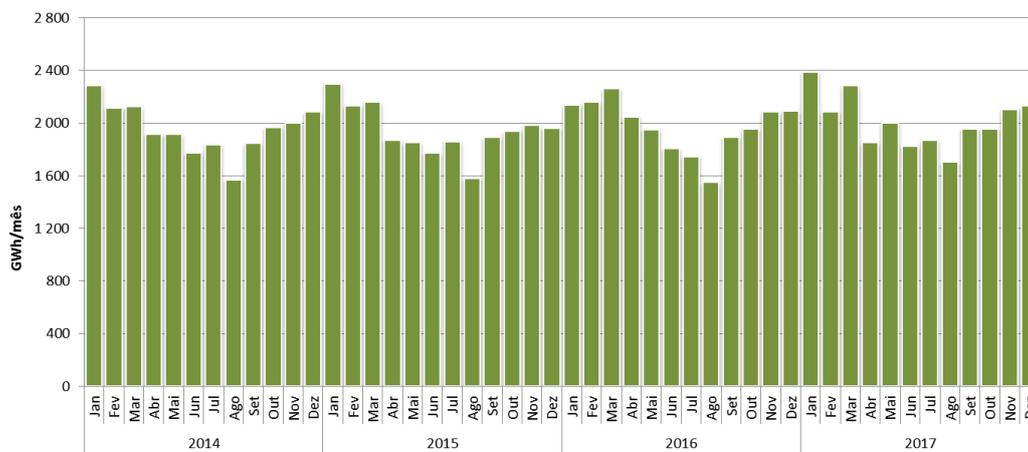
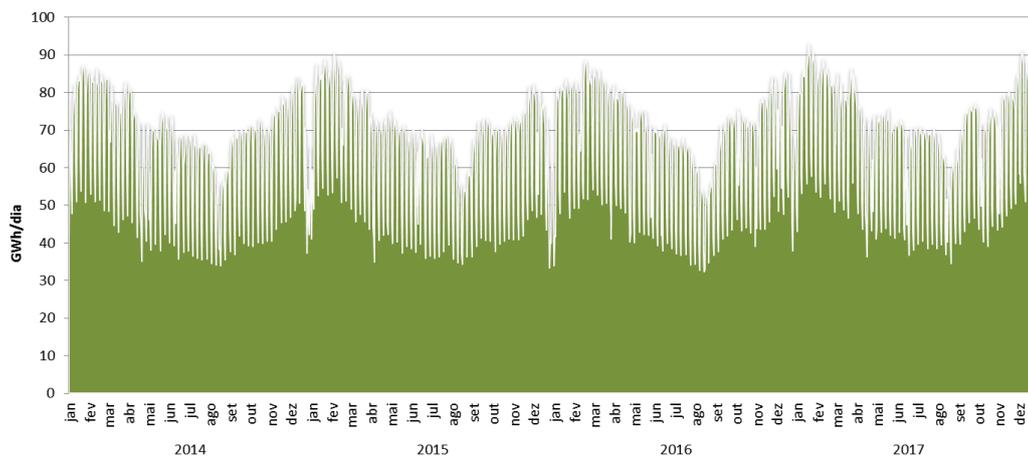


Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2014 a 2017



SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE

As figuras seguintes caracterizam as saídas da RNT para clientes em alta pressão (incluindo os centros eletroprodutores) e para a RND, em termos de energia mensal e diária saída da rede RNT, de 2014 a 2017.

Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2014 a 2017

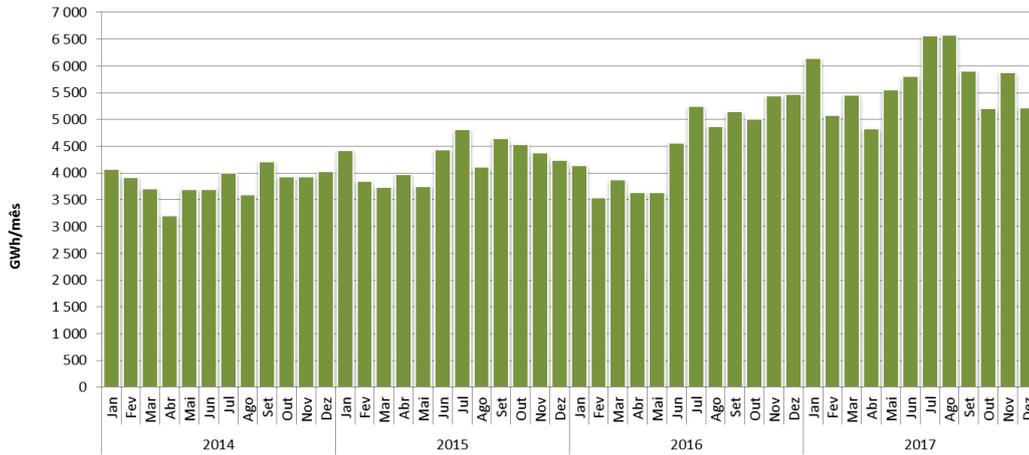
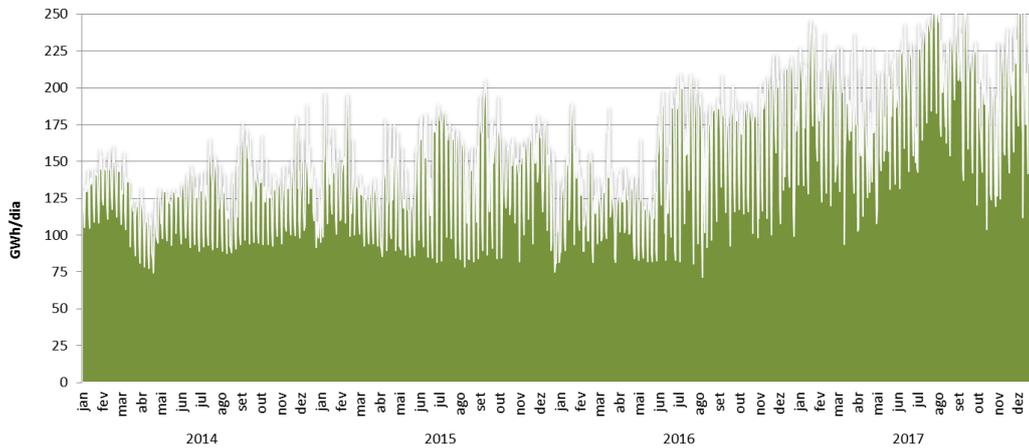


Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2014 a 2017

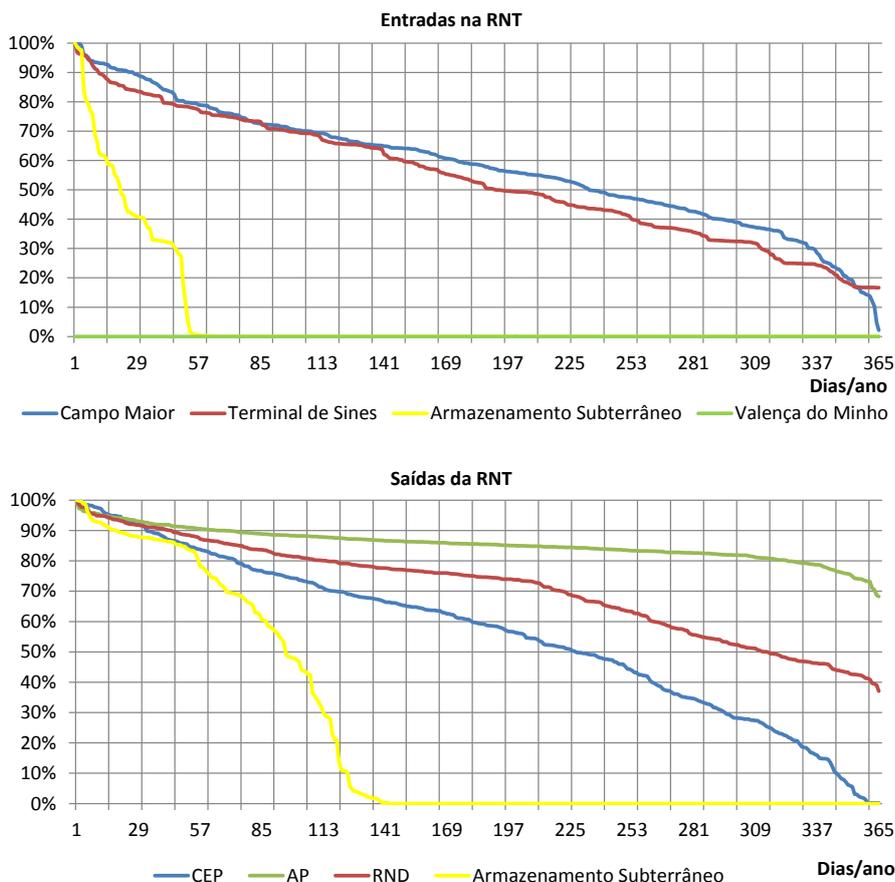


CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNT em função do respetivo valor máximo de energia de cada ponto, ocorrido durante o ano de 2017. A título de exemplo, e no que respeita às entradas na RNT, verifica-se que, durante mais de metade do ano (188 dias), a interligação em Campo Maior e o Terminal de Sines apresentam valores de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. Verifica-se que os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida, em 2017, foram o Armazenamento Subterrâneo e a interligação de Valença do Minho.

No que respeita às saídas, verifica-se que os clientes industriais em AP apresentaram durante quase a totalidade do ano valores de energia diários superiores a 70% do valor máximo anual. No entanto, no que respeita ao agregado das saídas para as RND, estes apresentam valores anuais de energia diários próximos de 40% do valor máximo anual. O ponto de saída com a menor utilização anual é o Armazenamento Subterrâneo.

Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2017, 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 rede de transporte e das infraestruturas de alta pressão é especialmente afetada pela dinâmica do mercado grossista no que diz respeito aos preços da energia nos mercados internacionais e nos contratos de aprovisionamento de longo prazo. De facto, não apenas a origem do gás natural entrado na rede de transporte 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 volume do consumo depende do preço do gás, na medida em que os centros eletroprodutores são especialmente sensíveis a esta variável.

De seguida identificam-se os factos mais relevantes com incidência na utilização da rede de transporte e das infraestruturas de alta pressão, que se preveem para o ano gás 2018-2019, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada no capítulo anterior.

- 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 maior instabilidade enquanto variável de procura.
- Na utilização da Rede de Transporte 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 do 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, as interligações internacionais de Campo Maior e Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo.
- São previstas quantidades, por ponto de entrada, associadas aos produtos de capacidade contratada nas diferentes infraestruturas (interligações internacionais de Campo Maior, Valença do Minho, Terminal de GNL em Sines e Armazenamento Subterrâneo), com os horizontes temporais anual, trimestral, mensal e diário, como estabelecido no Regulamento Tarifário.
- São previstas quantidades para as opções tarifárias adequadas aos consumidores com consumos concentrados no tempo, designadamente nas opções flexíveis e de curtas utilizações.
- Relativamente às quantidades previstas para a tarifa de Uso Global do Sistema foi necessário desagregar as quantidades dos centros eletroprodutores das restantes entregas, para assim poder ser aplicada a Parcela II desta tarifa.
- As quantidades de energia previstas para o Terminal de Sines resultam do balanço de energia apresentado no capítulo 3. Assume-se uma estrutura de aprovisionamento entre a energia regaseificada pelo Terminal de Sines (39%) e a energia que entra pelas interligações (61%). Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de Sines são iguais às quantidades

regaseificadas pelo mesmo, tendo como pressuposto a inexistência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*), para o ano gás 2018-2019.

- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 6 cavernas no ano gás 2018-2019, 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 2016-2017, enviada pelos vários agentes de mercado (Operador da Rede de Transporte, Operadores da Rede de Distribuição e Comercializadores de Último Recurso Retalhistas). 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 aplicáveis a cada segmento de consumidores.

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 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 Alta Pressão 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 efeito do cálculo tarifário, todas as quantidades foram 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 horários de fora de vazio e 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<. Nos fornecimentos em BP> e MP foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2016-2017. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94% e nos fornecimentos em MP é de 93%.

A modulação da capacidade utilizada define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, medido em dias. Na ausência de informação de leitura sobre 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 modulação. Nas restantes opções tarifárias foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2016-2017. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos ≤ 10 mil m³/ano – modulação entre 24 e 32 dias
- 10 mil m³/ano < Consumos ≤ 100 mil m³/ano – modulação de 47 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 Média Pressão. Este fator relaciona o consumo médio no período fora de vazio, dos consumidores ligados na rede de Baixa Pressão, com o valor diário máximo 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, mais ou menos gradual, 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 distribuição da energia por período tarifário ou à modulação da capacidade utilizada.

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 perspectiva 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 operadores das redes de distribuição (ORD) e para os comercializadores de último recurso retalhistas (CUR), para os anos civis de 2018 e 2019, 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 2018-2019. 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 às previsões de cada ORD. Estas foram definidas com base na informação prestada pelos agentes, resultando nos seguintes valores:

- No ano gás 2018-2019 a quota de mercado prevista para clientes ligados em média pressão é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2018-2019 a quota de mercado prevista para clientes ligados em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 10 000 m³ é em média de 96% (energia) e de 90% (número de clientes).

- No ano gás 2018-2019 a quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é em média de 80% (energia) e de 81% (número de clientes).

Os comercializadores de último recurso 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 comercializador de último recurso. Os operadores de rede aplicam aos comercializadores de último recurso 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 foram extintas 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 2018-2019, 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 2018-2019

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	71%	94%	100%	76%	88%	100%
Dianagás	75%	93%	100%	79%	84%	100%
Duriensegás	75%	97%	100%	76%	94%	100%
Lisboagás	75%	94%	100%	77%	87%	100%
Lusitaniagás	83%	98%	100%	79%	93%	100%
Medigás	72%	96%	100%	76%	98%	100%
Paxgás	70%	88%	n.a.	70%	75%	n.a.
EDPgás	87%	96%	100%	89%	90%	99%
Setgás	78%	94%	100%	79%	86%	100%
Sonorgás	95%	96%	100%	92%	98%	100%
Tagusgás	79%	98%	100%	82%	95%	100%
Total	80%	96%	100%	81%	90%	100%

6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2018-2019

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 2018-2019.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2018-2019

Fornecimentos (Tarifas 2018-19)	N.º Clientes						AP		Total
	BP<		BP>		BP Total	MP >1 000 000 m³	Clientes industriais	CEP*	
	≤500 m³	>500 m³	≤ 10 000 m³	>10 000 m³					
Beiragás	49 770	4 448	54 218	269	54 487	22			54 509
Dianagás	9 768	378	10 145	43	10 188	3			10 191
Sonorgás	17 803	963	18 767	94	18 860	3			18 863
Duriensegás	25 932	4 199	30 132	167	30 299	1			30 300
Lisboagás	498 038	36 540	534 578	1 364	535 942	56			535 998
Lusitaniagás	210 032	15 697	225 729	819	226 548	130			226 678
Medigás	22 226	547	22 773	57	22 830	1			22 831
Paxgás	6 019	81	6 100	6	6 106	0			6 106
REN Portgás	330 501	35 666	366 168	1 428	367 596	153			367 749
Setgás	166 582	3 943	170 524	245	170 769	21			170 790
Tagusgás	36 924	1 503	38 427	158	38 585	23			38 608
ORD	1 373 596	103 965	1 477 560	4 650	1 482 210	413			1 482 623
ORT							15	4	19
Total	1 373 596	103 965	1 477 560	4 650	1 482 210	413	15	4	1 482 642

* - Centros eletroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2018-2019

Fornecimentos (Tarifas 2018-19)	GWh						AP		Total
	BP<		BP>		BP Total	MP >1 000 000 m³	Clientes industriais	CEP*	
	≤500 m³	>500 m³	≤ 10 000 m³	>10 000 m³					
Beiragás	86	52	139	190	329	592			921
Dianagás	19	6	24	25	50	33			82
Sonorgás	42	16	58	35	93	30			124
Duriensegás	55	49	103	89	193	16			209
Lisboagás	1 024	488	1 511	724	2 236	2 364			4 600
Lusitaniagás	522	258	780	1 054	1 833	6 759			8 593
Medigás	33	12	45	37	82	22			104
Paxgás	10	1	11	5	16	0			16
REN Portgás	701	438	1 139	1 133	2 272	4 959			7 231
Setgás	289	56	345	211	556	1 314			1 870
Tagusgás	71	38	109	169	279	1 011			1 290
ORD	2 851	1 414	4 265	3 673	7 938	17 101			25 039
ORT							16 445	17 689	34 134
Total	2 851	1 414	4 265	3 673	7 938	17 101	16 445	17 689	59 173

* - 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 Alta Pressão.

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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	106 921
Entregas a Clientes em AP	160 919

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

CÁLCULO DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE DE REGASEIFICAÇÃO CONTRATADA

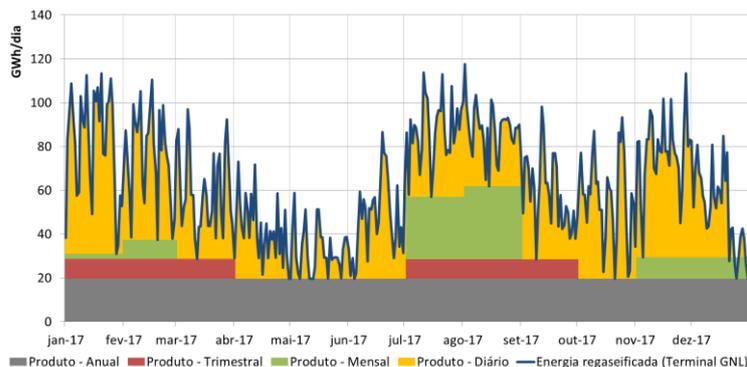
Nesta secção apresenta-se o cálculo dos produtos de capacidade de regaseificação contratada para as diferentes maturidades considerando multiplicadores de preços aplicáveis, em que os produtos de curto prazo apresentam preços mais elevados em relação ao produto anual (produto de maior maturidade). A definição dos multiplicadores que relacionam os preços dos diversos produtos de capacidade com o produto de capacidade anual é apresentada no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2018-2019”.

Seguidamente são adotadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) minimização da faturação de contratação de capacidade. Com 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.

Conhecendo o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL, em 2017, calcula-se qual seria a combinação de produtos de capacidade de regaseificação adotando como estratégia de contratação a

minimização da 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

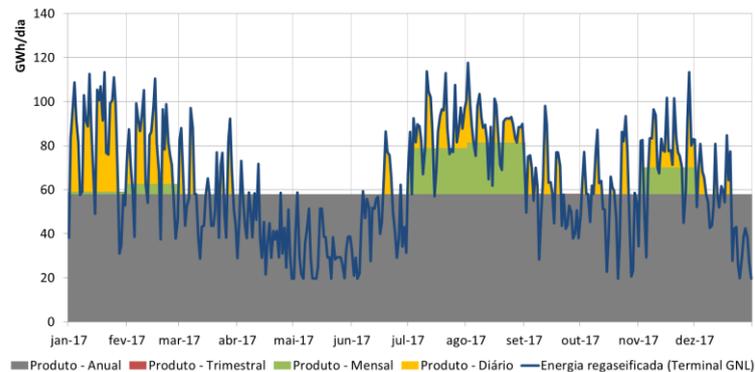


Observando a figura, constata-se que a minimização da capacidade contratada leva a uma combinação de produtos, função do perfil diário de regaseificação do terminal de GNL e que não conduz a uma contratação de sobre-capacidade.

Por outro lado e uma vez mais, conhecendo o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL de 2017, analisa-se o caso em que os agentes de mercado⁸ adotam uma estratégia de contratação de capacidade que considere uma combinação de produtos de capacidade que minimize 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. Este cenário tende a ser o adotado pelos agentes com maior previsibilidade nos seus fornecimentos anuais. A Figura 6-2 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo.

⁸ 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



A combinação de produtos apresentada na Figura 6-2 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 variável de capacidade contratada.

Como se observa, esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Este método conduz a resultados em que se verifica a contratação de produtos de capacidade de maior prazo (produto anual) resultando em algumas situações de sobre-reserva, na medida em que o seu preço é mais reduzido comparativamente com os preços dos produtos de menor prazo.

Não são estimadas quantidades para a nova 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 2018-2019 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		23 064 782
Entregas a camiões cisterna		1 549 661
Armazenamento GNL		Capacidade de armazenamento contratada de GNL (kWh/dia)
Produto de capacidade anual		1 431 156 212
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL		Capacidade de regaseificação contratada (kWh/dia)
Produto de capacidade anual		57 913 064
Produto de capacidade trimestral		30 471
Produto de capacidade mensal		5 257 080
Produto de capacidade diário		8 637 861
Produto de capacidade intradiário		23 064 782
Entrega a camiões cisterna		Número de carregamentos
Carregamento de camiões cisterna		5 359

6.2.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

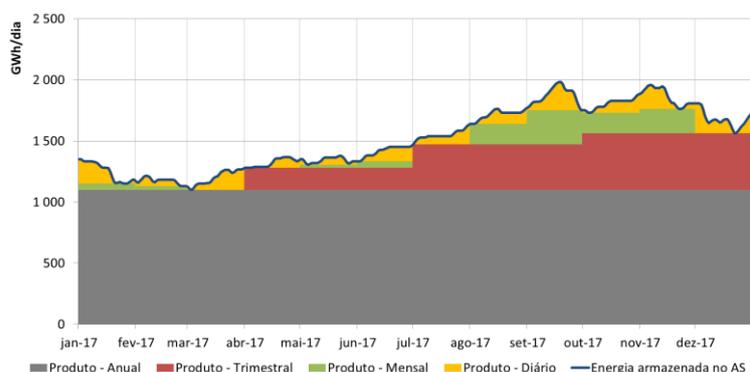
PRODUTOS DE CAPACIDADE CONTRATADA NO ARMAZENAMENTO CONTRATADA

À semelhança da análise realizada para o terminal de GNL, nesta secção apresenta-se o cálculo dos produtos de capacidade de armazenamento com diferentes maturidades e considerando os multiplicadores de preços aplicáveis em que os produtos de curto prazo apresentam preços mais elevados em relação ao produto anual (produto de maior maturidade). A definição dos multiplicadores que relacionam os preços dos diversos produtos de capacidade com o produto de capacidade anual é apresentada no documento “Estrutura Tarifária no ano gás 2018-2019”.

Seguidamente são adotadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) minimização da faturação de contratação de capacidade. Com 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.

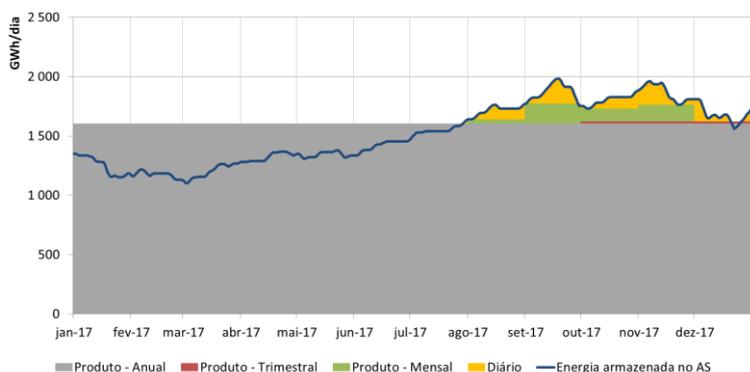
Conhecendo o perfil diário de energia armazenada no armazenamento subterrâneo, em 2017, é possível calcular a capacidade de armazenamento contratada, adotando uma estratégia de minimização da capacidade contratada. A Figura 6-3 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva 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



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

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 variável de capacidade contratada.

Como se observa, esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Este método conduz a resultados em que se verifica a contratação de produtos de capacidade de maior prazo (produto anual) resultando algumas situações de sobre-reserva, na medida em que o seu preço é mais reduzido comparativamente com os preços dos produtos de menor prazo.

Neste caso a capacidade contratada do produto anual foi definida à partida como sendo igual à capacidade média ocorrida do ano gás 2014-2015 até ao ano gás 2017-2018 (previsão REN Armazenagem). Desta forma, o processo de otimização apenas otimizou a contratação de produtos de capacidade mensal, trimestral e diário. São utilizados no cálculo das tarifas os resultados obtidos através da adoção de uma estratégia de minimização da fatura total anual agregada.

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

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Capacidade de armazenamento contratada (kWh/dia)	Energia injectada (kWh)	Energia extraída (kWh)
Produto de capacidade			
Produto anual	1 605 781 799	1 661 766 446	1 661 766 446
Produto trimestral	4 244 309		
Produto mensal	37 295 719		
Produto diário	34 573 739		

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

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da tarifa de OLMC a aplicar pelo Operador da Rede de Transporte para as entregas a Redes de Distribuição e para as entregas a clientes em Alta Pressão.

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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	106 921
Entregas a Clientes em AP	160 919

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 2018-2019 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 eletricidade em regime ordinário	17 688 926
Entregas a clientes em AP	16 444 843
Entregas aos operadores de redes de distribuição	25 083 911

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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 eletricidade em regime ordinário	n.a.
Entregas a clientes em AP	16 444 843
Entregas aos operadores de redes de distribuição	25 083 911

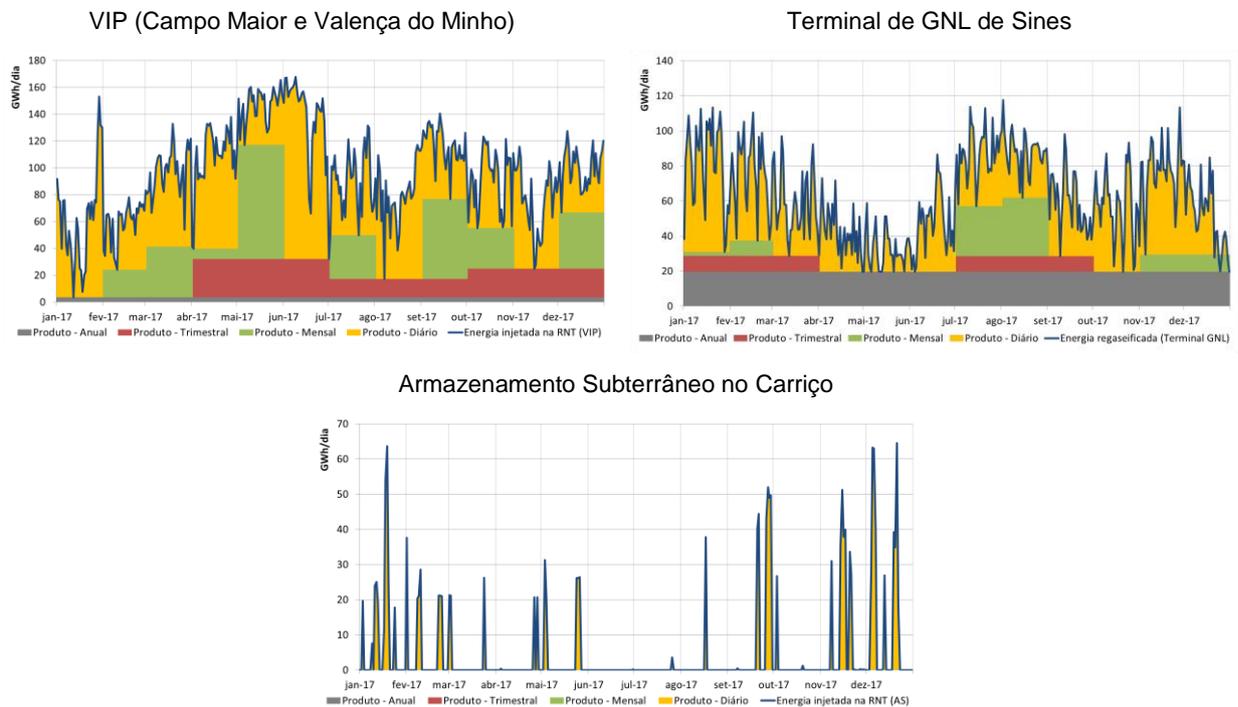
n.a.- Não aplicável

6.2.5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

PRODUTOS DE DE CAPACIDADE CONTRATADA NA REDE DE TRANSPORTE

À semelhança da análise realizada quer para o terminal de GNL, quer para o armazenamento subterrâneo, nesta secção apresenta-se o cálculo dos produtos de capacidade contratada nos diferentes pontos de entrada na RNT.

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



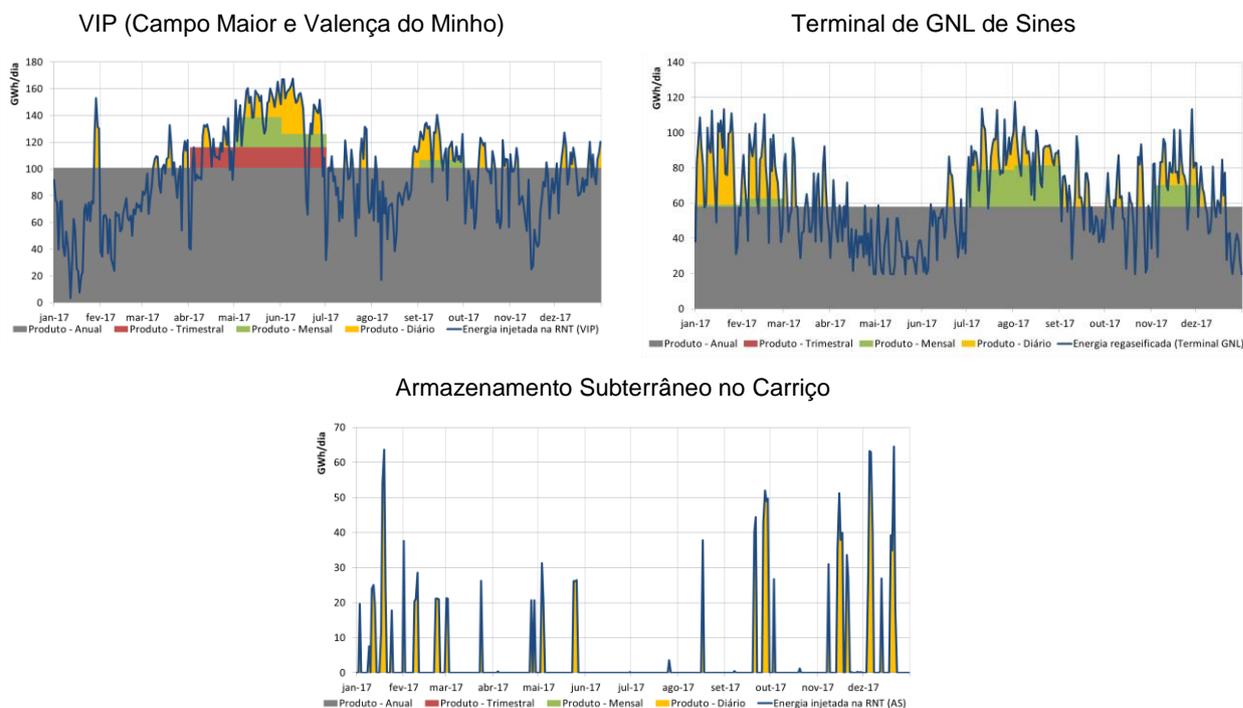
Seguidamente são adotadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) minimização da faturação de contratação de capacidade. Com multiplicadores unitários os dois critérios de otimização conduzem a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores 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. Nesta situação os dois critérios de otimização conduzem a soluções diferentes.

Conhecendo o perfil diário das injeções na RNT, por ponto de entrada em 2017, calcula-se a combinação de produtos a contratar em cada ponto de entrada que minimiza o valor da capacidade contratada. A Figura 6-6 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.

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 qual seria 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**



Neste caso a capacidade contratada do produto anual foi definida à partida como sendo igual à capacidade média ocorrida do ano gás 2014-2015 até ao ano gás 2017-2018 (previsão REN Gasodutos). Desta forma, o processo de otimização apenas optimizou a contratação de produtos de capacidade mensal, trimestral e diário. São utilizados no cálculo das tarifas os resultados obtidos através da adoção de uma estratégia de minimização da fatura total anual agregada.

A combinação de produtos apresentada na Figura 6-6 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 variável de capacidade contratada.

Como se observa, esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Este método conduz a resultados em que se verifica a contratação de produtos de capacidade de maior prazo (produto anual) resultando algumas situações de sobre-reserva, na medida em que o seu preço é mais reduzido comparativamente com os preços dos produtos de menor prazo.

São utilizados no cálculo das tarifas os resultados obtidos através da adoção de uma estratégia de minimização da fatura total anual agregada.

São estimadas quantidades nulas para o produto de capacidade contratada intradiário quer nas entradas, quer nas saídas da RNT.

São estimadas quantidades nulas para os produtos interruptíveis e para o horizonte temporal superior ao ano, quer nas entradas quer nas saídas da RNT.

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo da Tarifa de Uso da Rede de Transporte, para os diferentes pontos de entrada e saída na RNTGN 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	114 282 807	0
Produto de capacidade anual	101 055 478	
Produto de capacidade trimestral	3 781 413	
Produto de capacidade mensal	3 196 185	
Produto de capacidade diário	6 249 731	
Produto de capacidade intradiário		0
Terminal GNL em Sines	71 838 475	0
Produto de capacidade anual	57 913 064	
Produto de capacidade trimestral	30 471	
Produto de capacidade mensal	5 257 080	
Produto de capacidade diário	8 637 861	
Produto de capacidade intradiário		0
Armazenamento Subterrâneo	4 552 785	0
Produto de capacidade diário	4 552 785	
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)	(kWh)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	0	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	
Energia			0
Terminal GNL em Sines	0	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	
Energia			0

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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 Adicional (Abr-Set)	Capacidade Mensal Adicional (Out-Mar)	Energia
	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês	(MWh)
Entregas a Clientes em AP (Longas)	57 370 117			16 151 397
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	64 946 273	0		13 829 736
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		38 083 491	39 122 187	4 152 637
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	0			0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	106 921 250			25 083 911

A capacidade utilizada dos Clientes em AP foi determinada considerando, por um lado, as previsões da REN Gasodutos para o ano gás 2018-2019 e por outro lado, os dados históricos da modulação verificada. A capacidade utilizada dos operadores de rede de distribuição foi determinada considerando a modulação prevista pela REN Gasodutos para o ano gás 2018-2019.

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 para o cálculo da tarifa de OLMC a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição, para a totalidade das suas entregas.

Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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
Termo Fixo (n.º de clientes)	1 482 623

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 2018-2019 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	25 083 911
Energia (Parcela II >)	20 801 370
Energia (Parcela II <)	4 282 541

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 2018-2019 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DOS ORD	(MWh)
Energia	25 083 911

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 2018-2019 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 >	174		19 814 556	1 433 551	88 456 373
URD _{MP} - Longas utilizações <	211	5	2 545 209	186 485	14 893 427
URD _{MP} - Curtas utilizações >	1		15 882	939	865 286
URD _{MP} - Curtas utilizações <	3		24 105	47	833 759
URD _{BP>} - Longas utilizações >	31		301 172	6 553	1 822 523
URD _{BP>} - Longas utilizações <	900	3 697	3 081 993	206 998	38 422 319
URD _{BP>} - Curtas utilizações >	0		0	0	0
URD _{BP>} - Curtas utilizações <	2		5 721	107	189 666
URD _{BP<}	1 477 560		4 079 280	185 764	165 235 191

Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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 Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível mensal	9	440 106	9 265	2 229 156	2 528 745
URD _{BP>} - Flexível mensal	13	25 481	270	39 251	329 124

Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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	9	553 494	42 725	4 046 268	37 879
URD _{BP>} - Flexível anual	6	42 977	2 114	415 288	2 489

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 grossista aos comercializadores de último recurso retalhistas.

Quadro 6-18 – Quantidades para o ano gás 2018-2019 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	1 023 694

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 2018-2019 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m³/ano

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos ≤ 10 000 m ³ /ano (MWh)	866 081
Fornecimentos > 500 m ³ /ano (MWh)	282 342
Fornecimentos ≤ 500 m ³ /ano (MWh)	583 740

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 2018-2019 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³/ano

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos acima de 10 000 m ³ /ano (MWh)	157 612

6.4.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO 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 Comercialização a aplicar pelos comercializadores retalhistas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-21 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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)	284 463
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	19 146
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	265 318
Termo de Energia (MWh)	862 543
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	281 188
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	581 355

6.4.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO 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 Comercialização dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-22 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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)	469
Termo de Energia (MWh)	156 978

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 2018-2019

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO			
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	12	16 138 855	56 524 855
Longas Utilizações <	1	12 542	845 263
Curtas Utilizações>	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0

Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO (opção flexível mensal)				
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	3	4 152 637	38 083 491	39 122 187

Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO (opção flexível anual)				
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	3	13 829 736	64 946 273	0

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 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 >	3	29 032	343	127 386	
Longas Utilizações <	39	78 167	8 321	514 826	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	225	68 122	3 328	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Beiragás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	2	2 980	0	6 999	19 341

Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Beiragás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	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 2017-2018 em MP - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas Utilizações >	7		410 970
Longas Utilizações <	13	136 563	8 027	1 007 543	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	711	25	110 002	
Mensal	10 000 - 100 000	1	367	72	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Beiragás (opção flexível mensal)

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

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Beiragás (opção flexível anual)

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

DIANAGÁS

Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 <	8	13 680	738	132 020	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	35	10 418	463	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Dianagás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Dianagás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	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 2018-2019 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	29 931	2 928	136 571	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Dianagás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	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 2018-2019 em MP – Dianagás (opção flexível anual)

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

DURIENSEGÁS

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO		DURIENSEGÁS		
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	20	36 531	1 602	291 049
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	147	48 874	2 365
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Duriensegás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)		DURIENSEGÁS			
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Duriensegás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)		DURIENSEGÁS			
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	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 2018-2019 em MP - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO		DURIENSEGÁS		
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	1	15 154	904	89 521
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Duriensegás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível	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 2018-2019 em MP – Duriensegás (opção flexível anual)

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

LISBOAGÁS

Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lisboa

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 >	3	29 873	353	131 076	
Longas Utilizações <	201	356 104	26 436	2 428 447	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1 158	288 583	16 093	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lisboa (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	635	0	3 398	2 731

Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lisboa (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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	1	5 729	587	79 529	0

Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - LisboaGás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	19	1 617 735	139 867	7 942 119	
Longas Utilizações <	28	352 576	26 401	2 379 479	
Curtas Utilizações>	1	15 882	939	865 286	
Curtas Utilizações<	0	1 049	0	58 960	
Mensal	10 000 - 100 000	1	421	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-48 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – LisboaGás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)					LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	
		Fora de Vazio	Vazio			
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível	3	160 416	2 434	665 262	858 577	

Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – LisboaGás (opção flexível anual)

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	2	46 435	83	254 708	0	

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 >	9	98 744	0	677 481	
Longas Utilizações <	211	637 675	64 855	4 502 759	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	127	20	36 185	
Mensal	10 000 - 100 000	595	220 377	12 203	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)		LUSITANIAGÁS			
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	862	0	4 613	3 708

Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)		LUSITANIAGÁS			
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	2	18 353	605	140 106	9

Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 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 >	57	5 101 829	468 379	23 092 750	
Longas Utilizações <	70	755 102	70 609	3 964 152	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	2	22 344	23	664 797	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Lusitaniagás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	1	19 817	0	45 302	91 249

Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Lusitaniagás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	1	295 351	25 824	2 707 069	0

MEDIGÁS

Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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	25 430	1 925	161 550	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	40	9 203	916	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Medigás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Medigás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	1	19 887	1 972	122 254	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Medigás (opção flexível mensal)

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

Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Medigás (opção flexível anual)

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

PAXGÁS

Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 <	1	2 678	166	19 254	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	5	1 848	33	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Paxgás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Flexível	0		

Quadro 6-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Paxgás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Flexível	0		

Quadro 6-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 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	0
Longas Utilizações <	0	0	0	0	0
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Paxgás (opção flexível mensal)

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

Quadro 6-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Paxgás (opção flexível anual)

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

REN PORTGÁS

Quadro 6-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - REN Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 >	13	106 584	3 731	636 564	
Longas Utilizações <	313	630 628	30 553	4 210 596	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	3 968	87	32 246	
Mensal	10 000 - 100 000	1 097	317 398	17 292	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - REN Portgás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					REN PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	2	2 365	270	23 245	28 162

Quadro 6-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - REN Portgás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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	3	18 895	922	195 653	2 480

Quadro 6-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 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 >	74	3 572 295	252 215	14 134 764	
Longas Utilizações <	69	891 798	43 035	5 220 356	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	3	469	38	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-72 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – REN Portgás (opção flexível mensal)

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 Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	1	6 268	195	33 218	45 196

Quadro 6-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – REN Portgás (opção flexível anual)

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	5	178 413	14 237	903 800	5 810

SETGÁS

Quadro 6-74 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 >	3	23 455	0	153 527	
Longas Utilizações <	45	110 851	6 705	891 787	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	1	1 626	0	121 235	
Mensal	10 000 - 100 000	193	58 816	3 705	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Setgás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	4	5 844	0	436	89 436

Quadro 6-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Setgás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					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 >	9		871 767
Longas Utilizações <	9	131 823	17 185	683 535	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

Quadro 6-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Setgás (opção flexível mensal)

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

Quadro 6-79 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Setgás (opção flexível anual)

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

SONORGÁS

Quadro 6-80 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 <	7	10 771	390	129 100	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	87	22 879	926	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-81 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Sonorgás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Sonorgás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					Sonorgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-83 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 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 <	3	28 507	1 880	135 984	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-84 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Sonorgás (opção flexível mensal)

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

Quadro 6-85 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Sonorgás (opção flexível anual)

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-86 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 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 >	0	13 483	2 126	96 491
Longas Utilizações <	39	92 768	6 247	762 470
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	114	40 194	1 737
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-87 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Tagusgás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)		TAGUSGÁS			
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	4	12 796	0	560	185 746

Quadro 6-88 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em BP> - Tagusgás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)		TAGUSGÁS			
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-89 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 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	676 453	63 948	2 637 488	
Longas Utilizações <	14	183 869	13 545	1 154 033	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

Quadro 6-90 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Tagusgás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	1	36 996	732	389 041	391 096

Quadro 6-91 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2018-2019 em MP – Tagusgás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	1	33 295	2 580	180 690	32 069

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 6-92 - Resumo das quantidades para o ano gás 2018-2019 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	138 668	54 218
Dianagás	24 223	10 145
Duriensegás	103 405	30 132
Lisboagás	1 511 393	534 578
Lusitaniagás	779 514	225 729
Medigás	44 581	22 773
Paxgás	11 303	6 100
REN Portgás	1 139 111	366 168
Setgás	345 071	170 524
Sonorgás	58 353	18 767
Tagusgás	109 421	38 427
Total BP<	4 265 044	1 477 560

Quadro 6-93 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2018-2019 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	41 436	44 742	18 431	34 059	34 914	14 856	2 925	1 523
Dianagás	9 211	9 302	1 452	4 258	6 708	3 059	230	148
Duriensegás	24 047	30 635	20 638	28 085	17 475	8 458	2 884	1 315
Lisboagás	478 640	545 114	172 802	314 837	341 612	156 426	25 026	11 514
Lusitaniagás	243 366	278 161	96 575	161 411	146 528	63 504	11 001	4 696
Medigás	20 320	12 258	1 645	10 359	18 094	4 132	235	312
Paxgás	5 464	4 371	332	1 136	4 485	1 534	51	29
REN Portgás	317 475	383 576	171 415	266 645	220 999	109 502	24 979	10 687
Setgás	161 777	127 494	17 238	38 562	125 580	41 001	2 620	1 322
Sonorgás	36 635	5 259	4 992	11 467	16 465	1 338	519	445
Tagusgás	41 492	29 916	6 629	31 383	27 761	9 163	900	603
Total BP<	1 379 863	1 470 828	512 151	902 201	960 622	412 974	71 370	32 595

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 6-94 - Resumo das quantidades para o ano gás 2018-2019 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	3 294	1 548
Dianagás	611	274
Durienségás	295	188
Lisboagás	1 804	833
Lusitaniagás	34 435	15 036
Medigás	11 750	5 857
Paxgás	1 219	710
REN Portgás	395	234
Setgás	12 398	4 876
Sonorgás	8 480	4 556
Tagusgás	2 011	888
Total BP<	76 691	35 000

Quadro 6-95 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2017 - 2018 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	1 584	1 710			1 086	462		
Dianagás	304	307			189	86		
Durienségás	258	37			174	14		
Lisboagás	793	1 011			561	272		
Lusitaniagás	16 100	18 335			10 313	4 723		
Medigás	5 483	6 267			4 086	1 771		
Paxgás	760	459			578	132		
REN Portgás	220	176			175	60		
Setgás	5 615	6 784			3 260	1 615		
Sonorgás	4 742	3 737			3 434	1 121		
Tagusgás	1 168	842			667	220		
Total BP<	37 026	39 664			24 524	10 476		

6.6 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.6.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES 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 6-96 - Resumo das quantidades para o ano gás 2018-2019 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	40 174	12 782
Dianagás	6 056	2 161
Duriensegás	25 861	7 336
Lisboagás	385 372	122 342
Lusitaniagás	133 128	47 721
Medigás	12 644	5 516
Paxgás	3 444	1 801
EDPGás	152 712	40 949
Setgás	76 681	35 352
Sonorgás	3 114	1 503
Tagusgás	23 358	7 002
Total BP<	862 543	284 463

Quadro 6-97 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2018 - 2019 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 (m ³ /ano)	Escalão 2 (m ³ /ano)	Escalão 3 (m ³ /ano)	Escalão 4 (m ³ /ano)	Escalão 1 (m ³ /ano)	Escalão 2 (m ³ /ano)	Escalão 3 (m ³ /ano)	Escalão 4 (m ³ /ano)
	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000
Beiragás	12 004	12 962	5 340	9 867	8 231	3 502	690	359
Dianagás	2 303	2 325	363	1 064	1 429	652	49	32
Duriensegás	6 014	7 661	5 161	7 024	4 254	2 059	702	320
Lisboagás	122 043	138 992	44 061	80 277	78 180	35 799	5 727	2 635
Lusitaniagás	41 563	47 505	16 494	27 566	30 977	13 425	2 326	993
Medigás	5 763	3 476	466	2 938	4 382	1 001	57	76
Paxgás	1 665	1 332	101	346	1 324	453	15	9
EDPGás	42 561	51 423	22 980	35 747	24 714	12 246	2 793	1 195
Setgás	35 950	28 332	3 831	8 569	26 035	8 500	543	274
Sonorgás	1 955	281	266	612	1 319	107	42	36
Tagusgás	8 857	6 386	1 415	6 699	5 059	1 670	164	110
Total BP<	280 678	300 676	100 479	180 710	185 904	79 414	13 108	6 038

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 6-98 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (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	33	11 375	556	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-99 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás

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

DIANAGÁS

Quadro 6-100 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 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	1 622	72	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-101 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás

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

DURIENSEGÁS

Quadro 6-102 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 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
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	10	2 277	110	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-103 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás

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

LISBOAGÁS

Quadro 6-104 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 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	0
Longas Utilizações <	0	0	0	0
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	176	44 384	2 475
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-105 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaegás

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

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-106 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	59	20 161	1 116	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-107 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 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 >	0	113	10	513	
Longas Utilizações <	0	17	2	88	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	15	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

MEDIGÁS

Quadro 6-108 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	1 267	126	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-109 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás

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

PAXGÁS

Quadro 6-110 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 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	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	567	10
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-111 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás

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

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-112 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				EDP GÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	136	47 928	2 611	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-113 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				EDP GÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	1	1 946	137	7 698	
Longas Utilizações <	0	486	23	2 843	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

SETGÁS

Quadro 6-114 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SETGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0	
Longas Utilizações <	0	0	0	0	
Curtas Utilizações>	0	0	0	0	
Curtas Utilizações<	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	34	12 474	786	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-115 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás

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

SONORGÁS

Quadro 6-116 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SONORGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas Utilizações >	0	0	0	0
Longas Utilizações <	0	0	0	0
Curtas Utilizações>	0	0	0	0
Curtas Utilizações<	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	2	1 210	49
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-117 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-118 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 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	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	8	2 939	127	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-119 - Quantidades para o ano gás 2018-2019 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás

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

7 PERÍODOS TARIFÁRIOS

Como definido no Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural, os períodos tarifários designam-se por período de fora de vazio e período de vazio.

Na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) não existe diferenciação entre período de fora de vazio e período de vazio.

Na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) o período de fora de vazio corresponde a todos os dias dos meses de setembro a julho (Quadro 7-1).

Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2018-2019

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

8 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), o operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do 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 justificadas.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infraestrutura, nomeadamente terminais de GNL, instalações de armazenamento subterrâneo 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 DA REN GASODUTOS PARA OS FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT

A REN Gasodutos enviou proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativamente à RNTIAT (terminal GNL, armazenamento subterrâneo e RNTGN) para vigorar no ano gás 2018-2019. 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
Armazenamento subterrâneo	0,70

Esta proposta representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2017-2018 para a RNTGN e para o Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL. No caso da infraestrutura de

armazenamento subterrâneo de gás natural registou-se uma redução de 0,05 no fator de ajustamento aplicável ao ano gás 2018-2019, face ao registado no período homólogo 2017-2018.

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

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

A REN Gasodutos realizou uma consulta aos operadores das redes de distribuição em atividade no SNGN, designadamente os operadores do Grupo Galp (Lisboagás, Setgás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás), a REN Portgás Distribuição, a Tagusgás e a Sonorgás.

A REN Gasodutos comunicou à ERSE a posição da REN Portgás Distribuição, da Tagusgás e da Sonorgás que propõem a manter os 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 2017-2018.

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”. Com efeito, entre 1 de julho de 2014 e 30 de junho de 2017 verifica-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99,05%) das perdas e autoconsumos verificadas na RNTGN.

A proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção dos valores estabelecidos no ano gás anterior, que por sua vez eram idênticos aos dos anos anteriores, à exceção da infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural que, na presente proposta e na proposta apresentada para o ano gás 2017/2018, registou duas reduções sucessivas (de 0,85 para 0,75 e, na presente proposta, de 0,75 para 0,70). A justificação apresentada tem por base o histórico verificado nos últimos três anos gás, concordando a ERSE com a metodologia e, conseqüentemente, com a proposta.

Relativamente à proposta dos operadores das redes de distribuição, a ERSE concorda com a vantagem da manutenção dos valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos em vigor para as redes de distribuição em MP e BP, porém, considera que esta matéria requer uma maior atenção por parte dos operadores das redes de distribuição, no sentido de efetuarem estudos de acompanhamento das perdas e autoconsumos das suas redes.

8.4 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRAESTRUTURAS DO SNGN PARA O ANO GÁS 2018-2019

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN a vigorarem no ano gás de 2018-2019.

Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN, para o ano gás 2018-2019

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2018-2019 (%)
RNTGN	0,10
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,70
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,00