

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2017-2018**

Junho 2017

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 2017-2018.....	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 auto consumos nas redes.....	15
3.2	Balanço de energia no SNGN para 2017-2018	16
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	19
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2017 E 2018.....	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.....	52
5.4	Comercialização em regime de mercado	53
6	CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2017-2018.....	55
6.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	56
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	56
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	59
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	61
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	65
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	66
6.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	66
6.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	67
6.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	67

6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	67
6.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	67
6.3.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	68
6.3.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	68
6.3.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	68
6.3.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M ³	69
6.4	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	69
6.4.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	69
6.4.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	70
6.4.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP <	93
6.4.4	Tarifa Social de Acesso às redes	94
6.5	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	95
6.5.1	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	95
6.5.2	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	96
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 da RPGN para o ano gás 2017-2018	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 2017-2018 (perspetiva operadores de redes)	8
Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2017-2018, na perspetiva das redes e dos comercializadores.....	9
Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2017-18 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	15
Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2017-18 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 2017-2018.....	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 2017 e 2018 das vendas totais de energia dos CUR.....	29
Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2017 e 2018 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 2017 e 2018 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 2013 a 2016	31
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2013 a 2016.....	32
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2013 a 2016....	32
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2013 a 2016	33
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2013 a 2016	33
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2013 a 2016.....	34
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2013 a 2016.....	35
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2013 a 2016.....	35
Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2016.....	36
Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2016	37
Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2013 a 2016	38

Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2013 a 2016	38
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2013 a 2016	39
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2013 a 2016	39
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2013 a 2016	40
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2013 a 2016	40
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2013 a 2016	41
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2013 a 2016	41
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2013 a 2016	42
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2013 a 2016	42
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2013 a 2016	43
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2013 a 2016	43
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2013 a 2016	44
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2013 a 2016	44
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2013 a 2016	45
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2013 a 2016	45
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2016, 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	57
Figura 6-3 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada	59
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	61
Figura 6-6 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	63

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2017-2018	16
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2017-2018	17
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2017-2018	18
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2017-2018	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 2017-2018	53
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2017-2018	55
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2017-2018	55
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	58
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	61
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	64
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas)	64
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)	65
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	65
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	65
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	66
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	66
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	66
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	67

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição	67
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	67
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m ³	68
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³	68
Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m ³	69
Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³	69
Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018	70
Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 (opção flexível mensal).....	70
Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 (opção flexível anual).....	70
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Beiragás	71
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Beiragás (opção flexível mensal).....	71
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Beiragás (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 2017-2018 em MP - Beiragás.....	71
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – 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 BP> - Dianagás	73
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Dianagás (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 2017-2018 em BP> - Dianagás (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 2017-2018 em MP - Dianagás.....	74
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em BP> - Duriensegás	75
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Duriensegás (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 2017-2018 em BP> - Duriensegás (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 2017-2018 em MP - Duriensegás	76
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em BP> - Lisboaagás.....	77
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Lisboaagás (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 2017-2018 em BP> - Lisboaagás (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 2017-2018 em MP - Lisboaagás	78
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – Lisboaagás (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 2017-2018 em MP – Lisboaagás (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 2017-2018 em BP> - Lusitaniagás	79
Quadro 6-48 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Lusitaniagás (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 2017-2018 em BP> - Lusitaniagás (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 2017-2018 em MP - Lusitaniagás	80
Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em BP> - Medigás.....	81
Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Medigás (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 2017-2018 em BP> - Medigás (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 2017-2018 em MP - Medigás	82
Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em BP> - Paxgás	83

Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Paxgás (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 2017-2018 em BP> - Paxgás (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 2017-2018 em MP - Paxgás.....	84
Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em BP> - EDP Gás Distribuição	85
Quadro 6-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - EDP Gás Distribuição (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 2017-2018 em BP> - EDP Gás Distribuição (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 2017-2018 em MP - EDP Gás Distribuição.....	86
Quadro 6-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – EDP Gás Distribuição (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 2017-2018 em MP – EDP Gás Distribuição (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 2017-2018 em BP> - Setgás.....	87
Quadro 6-72 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Setgás (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 2017-2018 em BP> - Setgás (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 2017-2018 em MP - Setgás.....	88
Quadro 6-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em BP> - Sonorgás.....	89
Quadro 6-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Sonorgás (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 2017-2018 em BP> - Sonorgás (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 2017-2018 em MP - Sonorgás	90

Quadro 6-81 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em BP> - Tagusgás	91
Quadro 6-84 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - Tagusgás (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 2017-2018 em BP> - Tagusgás (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 2017-2018 em MP - Tagusgás	92
Quadro 6-87 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – 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 2017-2018 em MP – Tagusgás (opção flexível anual)	92
Quadro 6-89 - Resumo das quantidades para o ano gás 2017-2018 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<	93
Quadro 6-90 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	93
Quadro 6-91 - Resumo das quantidades para o ano gás 2017-2018 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<	94
Quadro 6-92 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2017 - 2018 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	94
Quadro 6-93 - Resumo das quantidades para o ano gás 2017-2018 das Tarifas Transitórias em BP<	95
Quadro 6-94 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2017- 2018 para as Tarifas Transitórias em BP<	95
Quadro 6-95 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás	96
Quadro 6-96 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás	96
Quadro 6-97 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás	97
Quadro 6-98 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás	97
Quadro 6-99 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás	97
Quadro 6-100 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás	98
Quadro 6-101 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboagás	98
Quadro 6-102 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboagás	98
Quadro 6-103 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás	99

Quadro 6-104 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás	99
Quadro 6-105 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás	99
Quadro 6-106 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás	100
Quadro 6-107 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	100
Quadro 6-108 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás	100
Quadro 6-109 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU	101
Quadro 6-110 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU	101
Quadro 6-111 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás	101
Quadro 6-112 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás	102
Quadro 6-113 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	102
Quadro 6-114 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás	102
Quadro 6-115 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás	103
Quadro 6-116 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás	103
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2017-2018	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 da RPGN, para o ano gás 2017-2018	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 rápida evolução dos consumos de gás natural em Portugal, quer por via dos consumos domésticos e industriais, quer pela instalação de novos centros electroprodutores, determinou grandes investimentos na rede de transporte e nas infraestruturas de alta pressão, os quais foram alinhados com a previsão da procura futura. A determinação do nível da procura nacional em cada ano é um fator crítico no cálculo das tarifas e proveitos para o ano gás.

No capítulo 2 deste documento analisam-se os cenários adotados na previsão do consumo de gás natural por tipo de consumidores.

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2017 - 2018, 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 2017 - 2018 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 2017 - 2018”.

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 electroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. A repartição de consumos entre estes grupos alterou-se nos últimos anos, observando-se uma diminuição substancial do consumo dos centros electroprodutores no consumo nacional, motivada por alterações estruturais e aspetos conjunturais no setor elétrico e, simultaneamente, por um crescimento gradual dos consumos dos outros dois grupos.

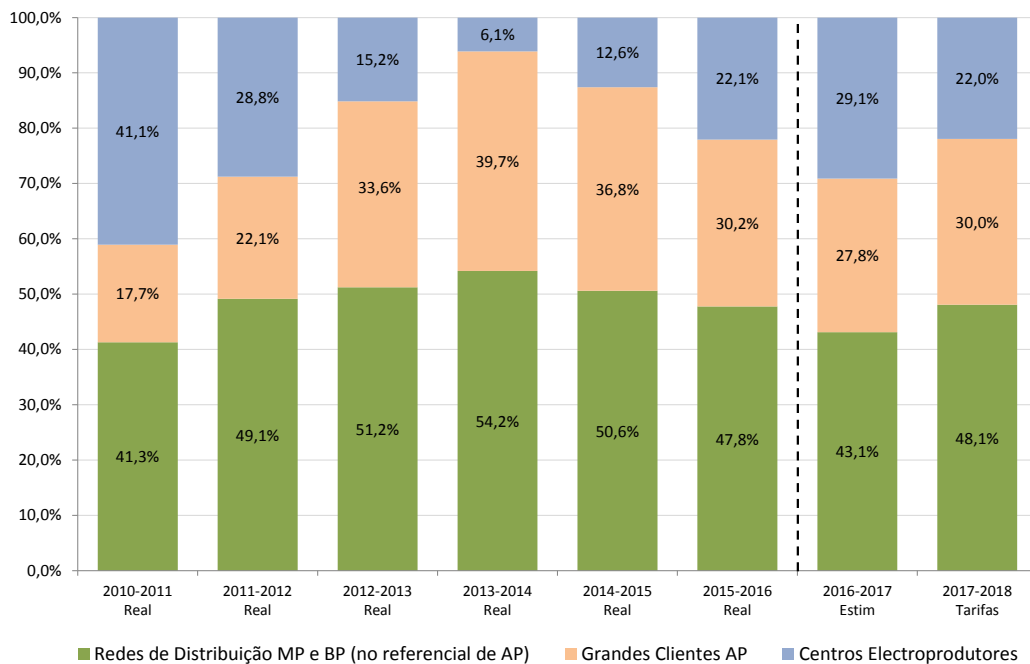
Nos anos de 2013 e 2014, o consumo de gás natural dos centros electroprodutores ligados à rede de transporte em alta pressão foi da ordem de 3 TWh, que são os valores mínimos registados desde 2008, o que representou apenas cerca de 6% do peso deste segmento de consumidores no total do consumo de gás natural no ano gás 2013-2014. Nos anos gás 2014-2015 e 2015-2016, o peso dos centros electroprodutores no consumo nacional voltou a crescer, situando-se em 12,6% e em 22,1%, respetivamente. Este crescimento deveu-se ao substancial aumento da produção elétrica destas instalações ocorrido em 2015 e em 2016, o que ilustra, factualmente, a elevada volatilidade do seu consumo de gás natural.

Ainda assim, nos últimos anos, a fração de consumo dos centros electroprodutores tem-se mantido consistentemente abaixo dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão, que atualmente apresentam uma quota de consumo de cerca de 30%.

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 tem situado em torno de 50% do consumo nacional.

A Figura 2-1 ilustra a alteração da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal, incluindo os dados previsionais até ao ano gás 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 em regime especial, designadamente a de origem renovável, e pela produção das grandes centrais hídricas, dependente da hidraulicidade. Adicionalmente, observou-se recentemente 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.

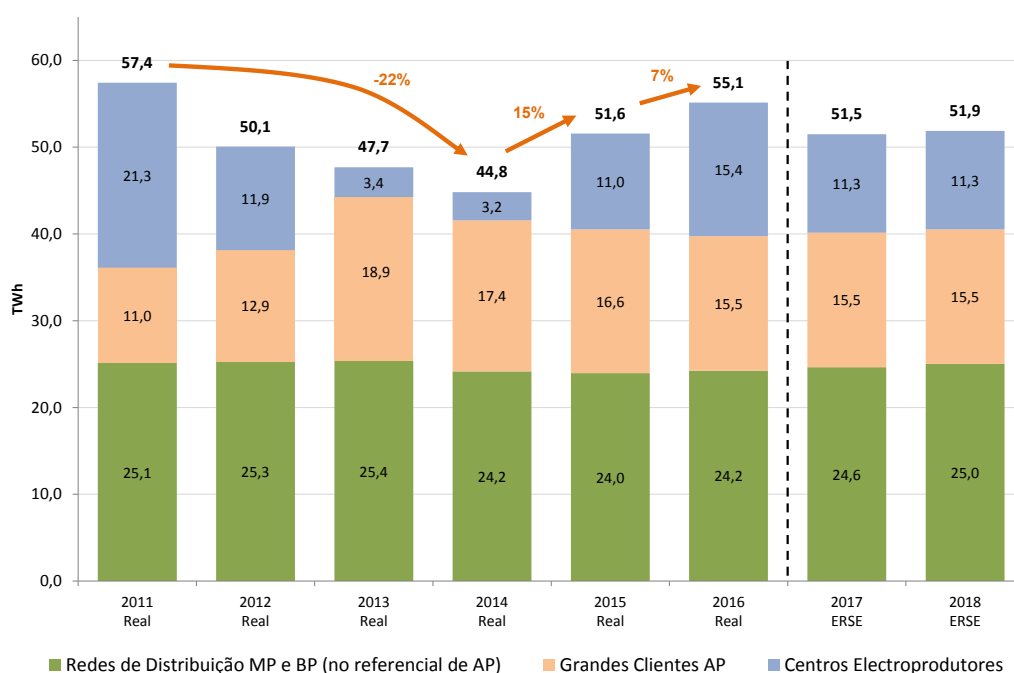
Importa ainda sublinhar as indivisibilidades existentes no setor do gás natural em Portugal, que, devido à sua pequena dimensão, regista variações relevantes na evolução do consumo nacional quando ocorrem arranques ou paragens de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial. Devido a estes fatores, a previsão da procura de gás natural para estes dois grupos de consumidores, que representam cerca de 50% do consumo nacional de gás natural, 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, particularmente em baixa pressão nos escalões inferiores a 10 000 m³ anuais, 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 2017 e 2018 da ERSE, que serão adiante explicitados. Esta figura ilustra a forte queda do consumo nacional entre 2011 e 2014 (-22%), justificado pela redução do consumo dos centros electroprodutores, 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 redução observada nos restantes grandes clientes abastecidos em AP. Estas tendências, de crescimento dos centros electroprodutores e de decréscimo dos grandes clientes em AP, mantiveram-se para 2016, com o consumo nacional de gás natural a registar um crescimento de 7%.

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 uma análise às previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os respetivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas nos diferentes níveis do balanço de gás natural ou, de um ponto de vista comercial, da cadeia de valor do setor, coexistem igualmente diferentes prismas para a evolução dos consumos de gás natural, que importa à ERSE ponderar, reequacionando essas previsões no quadro económico e regulatório que se perspetiva, para que sejam consistentes no seu todo.

PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS NATURAL DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

Nas previsões do consumo de gás natural dos centros electroprodutores, 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 2015 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 2017 e 2018, a conjugação de vários fatores que condicionam o consumo de gás natural dos centros electroprodutores, designadamente:

- O novo aditamento ao AGC da central da Turbogás, que vigorará em 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;
- A neutralização no *mix* de produção elétrica, de 2017 e 2018, dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade que se registaram em 2015 e 2016, 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 manter-se acima do custo variável das centrais a carvão, não sendo expectável uma inversão da ordem de mérito destas tecnologias, tendo em conta os preços atuais e futuros do carvão, do gás natural e das licenças de emissão de CO₂;
- A tendência de ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica que se perspetiva para 2017 e que assumiu manter-se em 2018.

Com estes pressupostos, o consumo dos centros electroprodutores perspetivado pela ERSE para o ano gás 2017-2018 é de 11,3 TWh. Este cenário corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 16%, com a central da Turbogás a situar-se nos 33%, 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 10%. Refira-se que, estas previsões da ERSE para o consumo agregado dos centros electroprodutores estão em linha com as previsões efetuadas pela REN, embora a empresa seja ligeiramente mais otimista.

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 2015-2016, 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 4 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 2015-2016, 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 24,2 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 2017 (+0,9TWh) e em 2018 (+1,3TWh). 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. Em 2017, os operadores da rede de distribuição preveem um total de entregas a clientes na ordem de 24,6 TWh, cerca de 1,3% acima da sua melhor estimativa para 2016 (24,3 TWh), seguido de um crescimento de 1,7% para 2018, atingindo 25,0 TWh.

Após ponderação, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2017-2018, exceto no caso da Sonorgás. Esta empresa 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 2017-2018, a ERSE considerou, na globalidade, a previsão da empresa para o consumo e número de pontos de entrega referentes aos polos existentes, mas para os 18 novos polos atribuídos à Sonorgás foi introduzido um atraso de 6 meses no início do abastecimento face à previsão da empresa, prevendo-se que o mesmo ocorra no segundo semestre de 2017.

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 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.

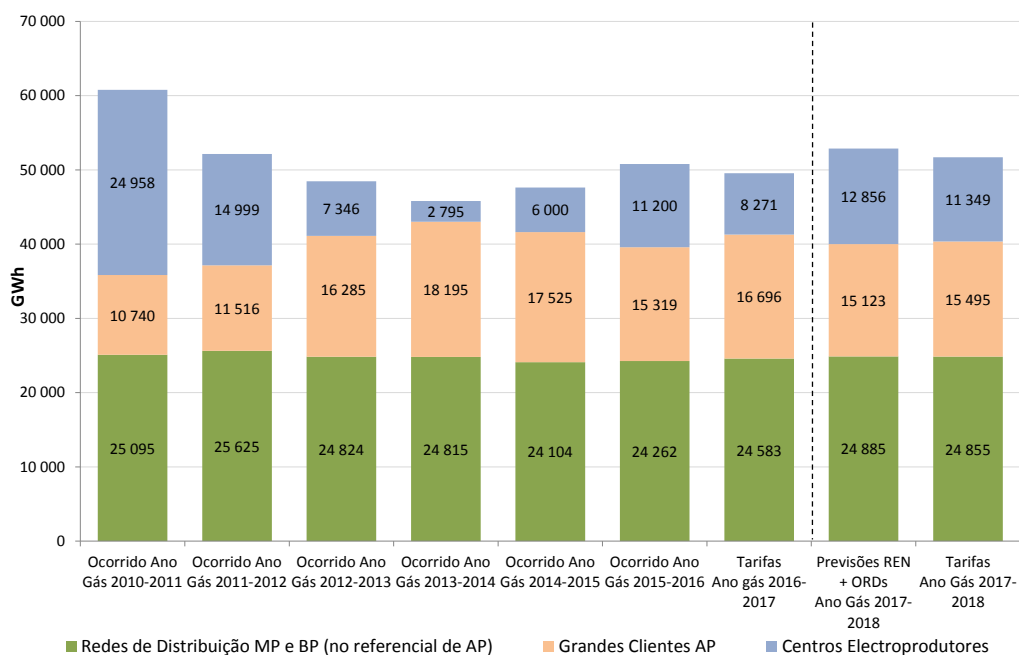
Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição adotado pela ERSE apresenta um acréscimo de cerca de 2,4% em dois anos gás, passando de 24,2 TWh em 2015-2016 para 24,8 TWh em 2017-2018.

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 *quasi* permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir que os consumos semestrais em 2017 e 2018 deverão manter-se nos níveis registados no ano 2016, que correspondem aos dados reais mais recentes para este segmento. Com este pressuposto, no ano gás 2017-2018 o consumo dos grandes consumidores será de 15,5 TWh.

A Figura 2-3 explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2017-2018, enquadrando-as com os últimos dados ocorridos no passado, assim como com as previsões das empresas.

Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2017-2018 (perspetiva operadores de redes)



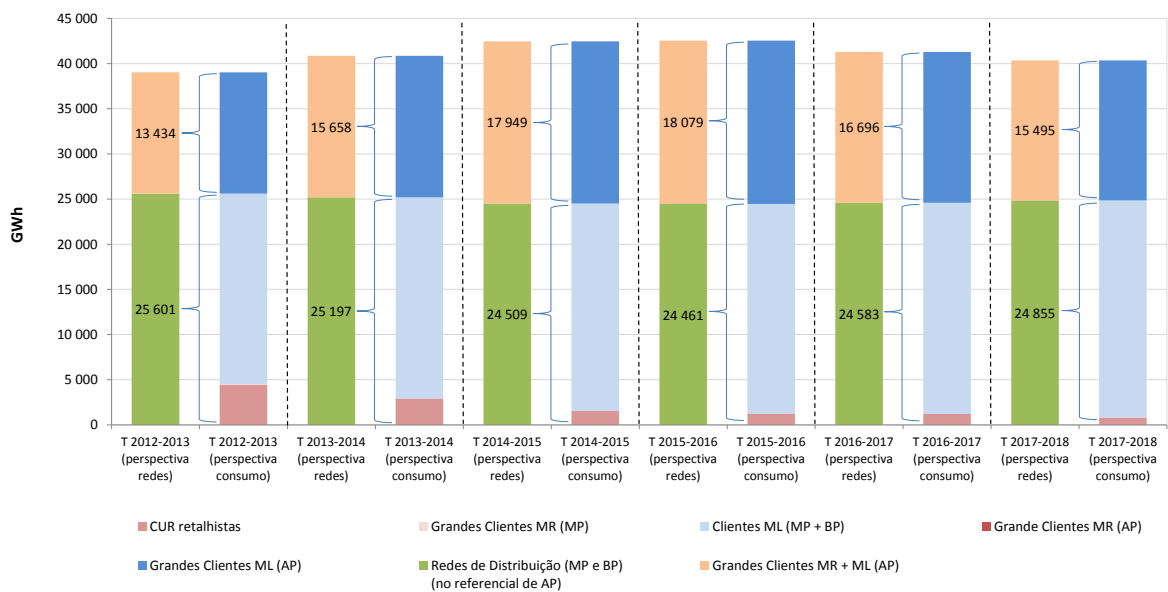
Na perspetiva comercial há que considerar outro aspeto determinante na caracterização da procura: o ritmo de saída de clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) para comercializadores em mercado.

No quadro atual, os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ 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 2016) para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de cerca de 98% do consumo e de 83% 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 neste segmento.

No que diz respeito aos clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m³, estes encontram-se também num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. Os dados reais mais recentes (final do 1.º semestre de 2016) para o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ revelam uma quota de 69% do consumo e de 73% no número de clientes. Para este segmento, a ERSE assumiu previsões que procuram refletir a realidade atual do mercado, que revela algum atraso face ao objetivo definido na legislação para a extinção da tarifa transitória de venda a clientes finais. Foi ainda assumido nesta previsão, que os clientes vulneráveis poderão retardar a sua saída para o mercado, mantendo-se nos comercializadores de último recurso.

A Figura 2-4 apresenta a evolução dos cenários de procura considerados no cálculo tarifário, conciliando a perspetiva dos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição com a perspetiva dos comercializadores, ao comparar a saída de gás natural das redes com os fornecimentos dos comercializadores.

Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2017-2018, na perspetiva das redes e dos comercializadores



3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2017-2018

A caracterização do Balanço de Energia do 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 e nas redes de distribuição.

O Balanço de Energia pode ser 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 2017-2018, apresentando esse mesmo balanço.

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 mais pequenos (residenciais, terciário e pequena indústria) e as previsões individuais efetuadas para cada centro electroprodutor 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 2017-2018.

3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNGN

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

- No mês de março de 2017 realizou-se, através do PRISMA *European Capacity Platform GmbH*, o leilão de atribuição do produto de capacidade anual no “*Virtual Interconnection Point*” (VIP) para o período de 1 de outubro de 2017 a 30 de setembro de 2018. Do resultado deste leilão verifica-se uma contratação do produto de capacidade anual de 101 696 MWh/dia.
- De acordo com o histórico recente e em linha com as previsões do ORT, assume-se uma estrutura no abastecimento dos consumos, através do Terminal de Sines de GNL e das interligações, de 32% e 68%, respetivamente, à semelhança do considerado nas tarifas do ano gás 2016-2017.
- O abastecimento dos consumos de gás natural em Portugal continental para o ano gás 2017-2018 foi determinado considerando a previsão do operador da RNT e do operador do Terminal de Sines, a evolução histórica da estrutura de abastecimento do consumo entre o Terminal de Sines e as interligações e os resultados do leilão de atribuição de capacidade anual (PRISMA). De acordo com as previsões do 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, e o aditamento ao mesmo a vigorar em 2017 que reduz valores mínimos contratuais, implica uma utilização desta central superior ao previsto pela REN para o ano de 2017, tendo a ERSE considerado que a redução dos valores contratuais se manterá em 2018;
- A neutralização no *mix* de produção elétrica previsto para 2017 e 2018 dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade registados em 2015 e 2016, conjuntamente com um ligeiro acréscimo da previsão do consumo de energia elétrica nesses anos, bem como a normalização do saldo exportador de eletricidade para uma situação em que o país é tendencialmente importador líquido;
- Manutenção em 2017 e 2018 dos preços relativos do carvão e do petróleo e variação reduzida dos preços das licenças de emissão de CO₂, que tornam improvável uma inversão da ordem de mérito das centrais a carvão (menor custo variável) face às centrais de ciclo combinado a gás natural (maior custo variável).

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Consideraram-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 2017-2018 estão em operação 6 cavernas.

CLIENTES INDUSTRIAIS

- A previsão do ORT (REN Gasodutos) relativamente aos consumos dos clientes industriais em alta pressão, para o ano gás 2017-2018 apresenta uma redução 5,9% em relação à sua previsão de consumo para o ano gás 2016-2017. Considerando a evolução histórica dos consumos destes consumidores, a ERSE considerou adequado a manutenção do nível de consumos dos clientes industriais em alta pressão verificados no 2.º semestre de 2016 e as previsões do ORT para o 1.º semestre de 2017.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Foram consideradas as quantidades físicas de gás natural enviadas pelo Operador da Rede de Transporte, para o ano gás 2015-2016. Às quantidades físicas das redes interligadas foram adicionadas as entregas de GNL às redes isoladas (UAGs), as quantidades de gás natural transferidas entre os operadores das redes de distribuição e as respetivas perdas e auto consumos.
- Nas previsões de quantidades para o ano gás 2017-2018 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 2,4% face ao ano gás 2015-2016.
- 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 2017-2018, a ERSE considerou, na globalidade, a previsão da empresa para o consumo e número de pontos de entrega referentes aos polos existentes, mas para os 18 novos polos atribuídos à Sonorgás foi introduzido um atraso de 6 meses no início do abastecimento face à previsão da empresa, prevendo-se que o mesmo ocorra no segundo semestre de 2017.

COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

- Na previsão de quantidades e número de clientes para os níveis de pressão BP>, MP e AP, para o 2.º semestre de 2016 e para os anos civis de 2017 e 2018, foram consideradas as previsões de cada comercializador de último recurso.

- Na previsão do número de clientes em BP< de cada comercializador de último recurso utiliza-se como ponto de partida o número de clientes no final 1.º semestre de 2016 (valor real) e assume-se uma evolução linear até ao 2.º semestre de 2020, onde o número de clientes em BP< de cada CUR será “nulo”. Assume-se assim a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de GN até dezembro de 2020. Assume-se também uma quota residual de clientes em BP< com tarifa social, que permanece no CUR.
- Na previsão de quantidades de energia de BP< de cada comercializador de último recurso foram utilizados consumos médios diferenciados. No cálculo do valor da energia para o 1.º semestre de 2018 e o 1.º semestre de 2019, foram utilizados os consumos médios de cada CUR, resultantes do valor médio dos consumos reais do 1.º semestre de 2014, 2015 e 2016. No cálculo do valor da energia para o 2.º semestre de 2017, o 2.º semestre de 2018 e o 2.º semestre de 2019 foram utilizados os consumos médios de cada CUR, resultantes do valor médio dos consumos reais do 2.º semestre de 2013, 2014 e 2015.

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 2017-2018 a quota de mercado prevista para clientes ligados em média pressão é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2017-2018 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 2017-2018 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 84% (energia) e de 83% (número de clientes).

PERDAS E AUTO CONSUMOS

O balanço considerou ainda o nível de perdas e auto consumos nas infraestruturas decorrente dos fatores de ajustamento para perdas e auto consumos.

ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA 2017-2018

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 2017-18 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³

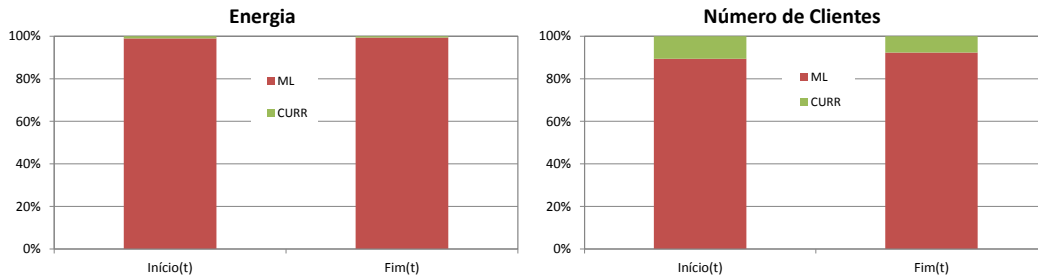
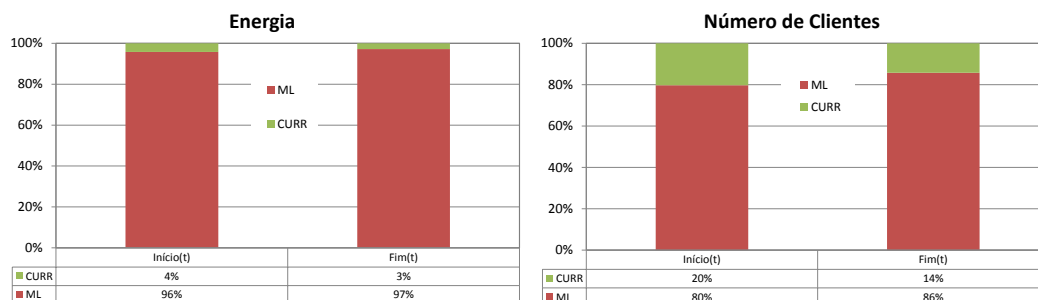


Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2017-18 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³



3.1.2 PERDAS E AUTO CONSUMOS 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 auto consumos 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.

3.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNGN PARA 2017-2018

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 2017-2018. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da rede de transporte e das redes de distribuição.

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2017-2018

RNTGN	Balanço comercial de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Gasodutos	34.940
	1.1 Campo Maior	34.940
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	17.561
	2.1 Injecções RNT	16.098
	2.2 Camião cisterna	1.463
	2.3 Variação de existências	0
4=1+2+3	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	2.098
	4 Total das Entradas no SNGN	54.599
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	53.136
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	2.098
	8 Centros electroprodutores	11.349
	9 Clientes industriais em AP	15.495
	10 Redes de distribuição (interligadas)	24.141
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	53.083
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	53
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	50.985

RNDGN	Balanço comercial de gás natural na RNDGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	24.141
	16 Redes abastecidas por UAG	713
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	24.855
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	16.870
	19 Clientes em BP	7.940
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	44
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	24.855
	Saídas da RNDGN	
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	24.810
	22.1 Beiragás	912
	22.2 Dianagás	86
	22.3 Sonorgás	127
	22.4 Duriensegás	218
	22.5 Lisboa gás	4.663
	22.6 Lusitaniagás	8.392
	22.7 Medigás	105
	22.8 Paxgás	17
	22.9 Portgás	7.253
	22.10 Setgás	1.835
	22.11 Tagusgás	1.202

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 2017-2018

Unidades: n. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	19	19
Centros electroprodutores			4	4
Cientes Industriais			15	15
Cientes nas redes de distribuição	0	250.883	1.205.509	1.456.392
Beiragás	0	10.845	42.771	53.616
Dianagás	0	1.911	8.226	10.137
Sonorgás	0	1.948	16.094	18.042
Duriensegás	0	6.717	23.177	29.894
Lisboagás	0	107.398	426.077	533.476
Lusitaniagás	0	41.726	181.965	223.691
Medigás	0	4.656	17.354	22.010
Paxgás	0	1.469	4.661	6.130
Portgás/EDPgás	0	37.509	316.908	354.417
Setgás	0	30.560	137.265	167.826
Tagusgás	0	6.145	31.011	37.156
Total de consumidores de GN	0	250.883	1.205.528	1.456.411

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infraestrutura e por agente 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 2017-2018

Unidades: GWh

Balanço comercial de energia	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	26.844	26.844
Centros electroprodutores			11.349	11.349
Clientes Industriais			15.495	15.495
Cientes nas redes de distribuição	0	816	23.994	24.810
Beiragás	0	38	873	912
Dianagás	0	6	80	86
Sonorgás	0	5	122	127
Duriensegás	0	24	194	218
Lisboagás	0	371	4.292	4.663
Lusitaniagás	0	133	8.259	8.392
Medigás	0	9	96	105
Paxgás	0	3	14	17
Portgás/EDPgás	0	136	7.117	7.253
Setgás	0	70	1.765	1.835
Tagusgás	0	21	1.182	1.202
Total de consumidores de GN	0	816	50.838	51.654

Nas previsões do Balanço de Energia para 2017-2018 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 2017-2018

Estrutura de mercado		
Consumo		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	100%	0%
RNT	100%	0%
RND	99%	1%
Cientes BP < 10 000 m3	84%	16%
Total	98%	2%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

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	83%	17%
Total	83%	17%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado			
Consumo			GWh
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	11.349	0	11.349
Cientes > 10 000 m3	36.036	150	36.186
RNT	15.495	0	15.495
RND	20.541	150	20.691
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	3.453	666	4.119
Total clientes	39.489	816	40.305
Total (inc. centros electroprodutores)	50.838	816	51.654

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			
Número de clientes			
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	4	0	4
Cientes > 10 000 m3	4.451	444	4.895
RNT	15	0	15
RND	4.436	444	4.880
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	1.201.073	250.440	1.451.512
Total clientes	1.205.524	250.883	1.456.407
Total (inc. centros electroprodutores)	1.205.528	250.883	1.456.411

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

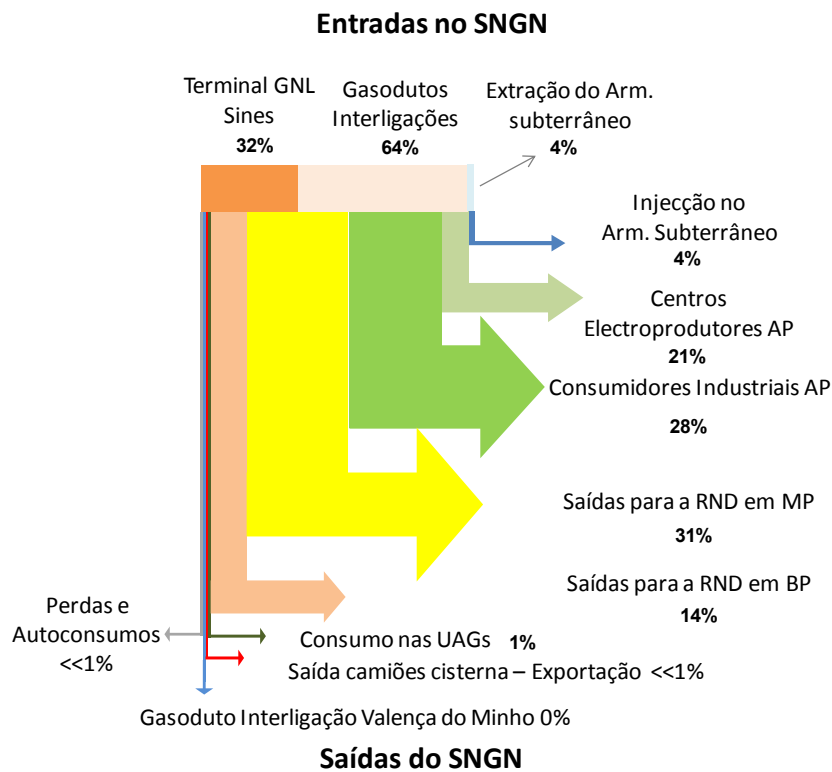
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

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 2017-2018

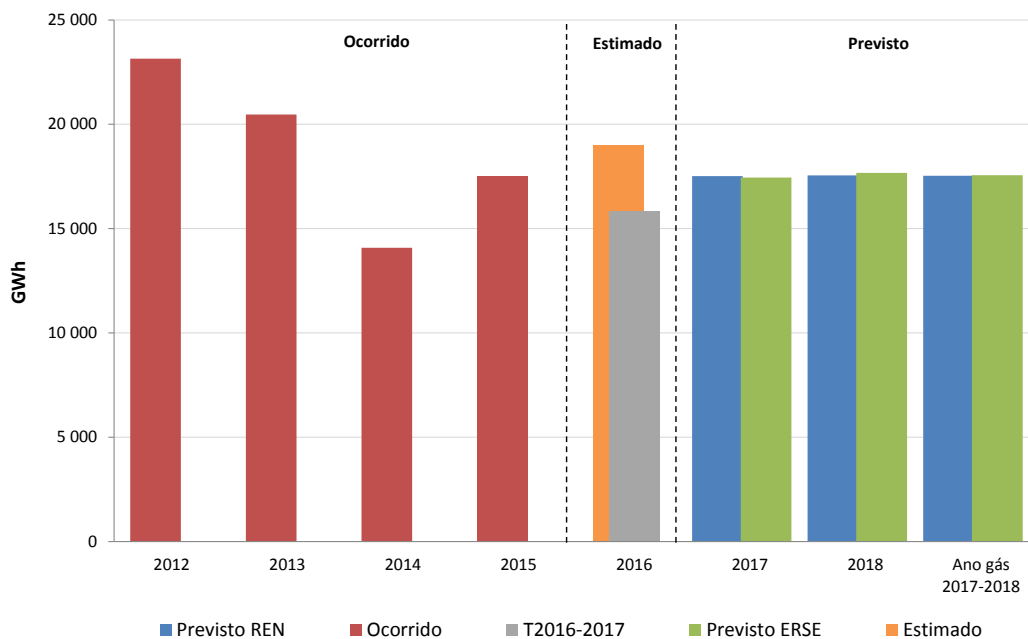


4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2017 E 2018

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 2012, bem como os valores previstos para os anos 2017 e 2018 e para o ano gás 2017-2018. As quantidades de gás natural previstas à saída do Terminal de GNL pela ERSE são similares às previsões da REN. Tal deve-se ao facto das previsões de consumo da ERSE e da REN serem idênticas, bem como à utilização pela ERSE da repartição das entradas no SNGN entre gasodutos e Terminal de GNL que está implícita no cenário de procura da REN. A respeito deste último aspeto, a ERSE avaliou também os resultados dos leilões de contratação de capacidade nas interligações de Portugal para Espanha², bem como os dados mais recentes referentes à utilização do Terminal de GNL.

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



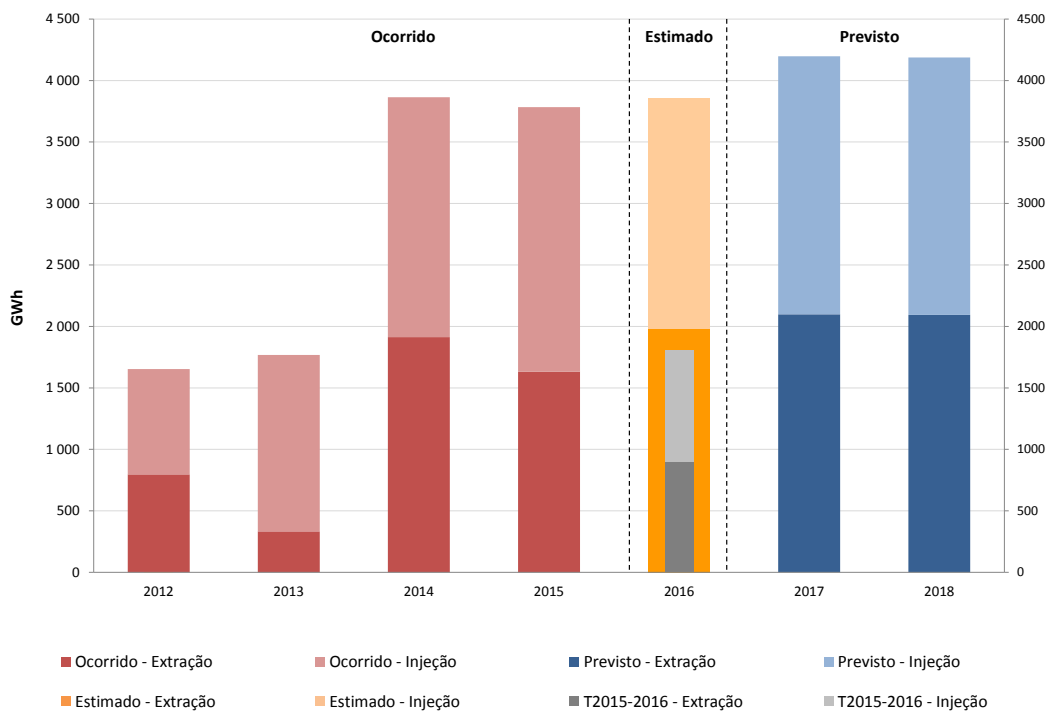
² Leilões de capacidade para o período de 1 de outubro 2017 a 30 de setembro 2018, realizados na plataforma PRISMA.

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. Importa notar que 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. Os indutores de custo do anterior período regulatório foram revistos, mantendo-se apenas a soma da energia extraída e injetada como indutor de custo para o cálculo da parcela variável dos custos de exploração aceites para a REN Armazenagem.

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 2015, a melhor estimativa para 2016 e os valores previstos pela empresa para 2017 e 2018, 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)

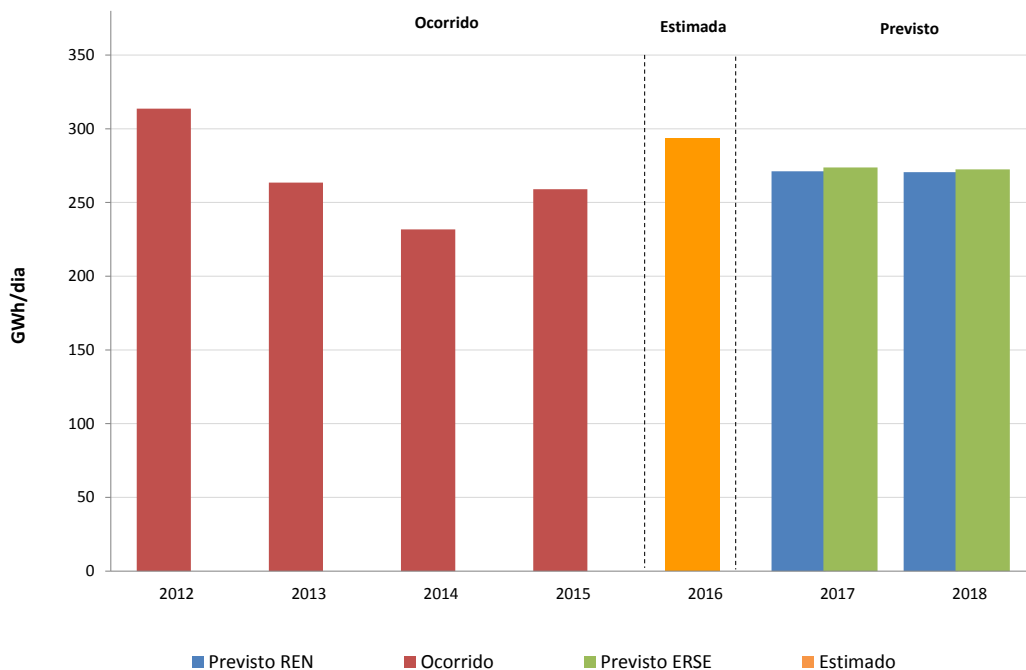


Nota: Os valores da energia injetada e extraída que são apresentados nesta figura estão no referencial de faturação.

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

Para o período regulatório que se inicia no ano gás 2016-2017, os indutores de custo do *price cap* aplicados aos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural foram revistos pela ERSE, passando a considerar-se apenas a 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 2015, a melhor estimativa para 2016 e as previsões da REN para 2017 e 2018, as quais foram consideradas para efeitos de definição de proveitos permitidos.

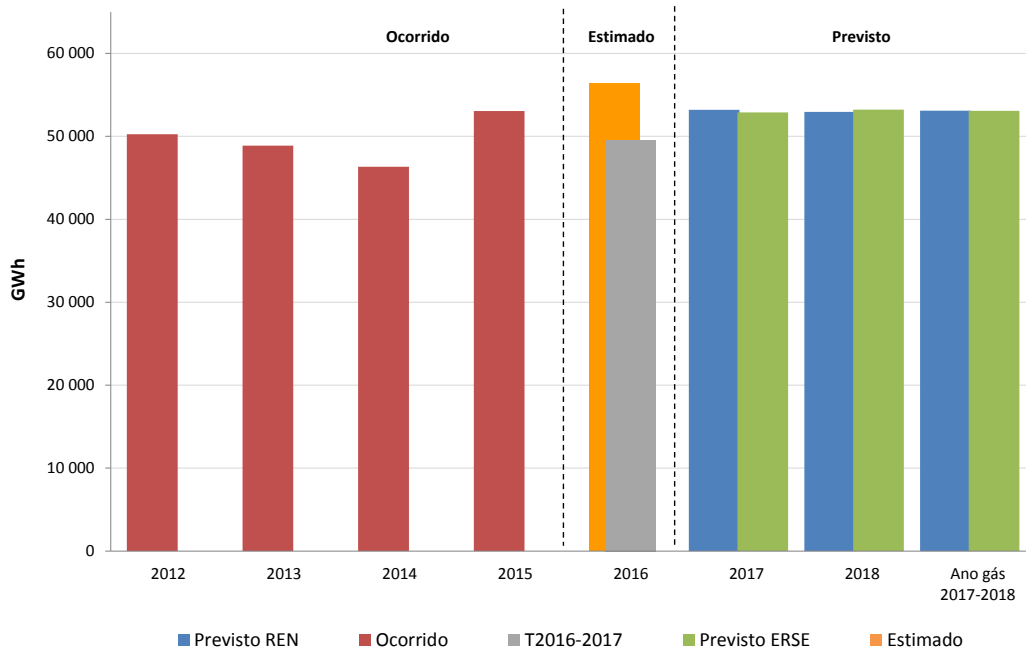
Figura 4-3 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN soma dos máximos diários de 12 meses não simultâneos por GRMS (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)



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 2017 e 2018 e para o ano gás 2017-2018. As previsões da ERSE e do ORT para a energia saída da rede de transporte são similares porque a previsão do consumo também é idêntica.

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 2017 e 2018 são apresentadas nos quadros seguintes.

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

	Unidade: GWh	
	2017	2018
Beiragás	913	917
Dianagás	84	87
Sonorgás	115	156
Duriensegás	217	219
Lisboagás	4 647	4 672
Lusitaniagás	8 367	8 413
Medigás	104	106
Paxgás	17	17
Portgás	7 115	7 346
Setgás	1 831	1 839
Tagusgás	1 188	1 215
Total	24 599	24 986

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

	Unidade: N.º médio Pts Entrega	
	2017	2018
Beiragás	53 135	54 168
Dianagás	9 921	10 400
Sonorgás	16 866	19 940
Duriensegás	29 676	30 137
Lisboagás	531 523	535 575
Lusitaniagás	221 611	225 844
Medigás	21 828	22 318
Paxgás	6 086	6 161
Portgás	347 737	361 938
Setgás	166 651	168 957
Tagusgás	36 635	37 703
Total	1 441 667	1 473 139

Na Figura 4-5 e na Figura 4-6 comparam-se as previsões para 2017 e 2018 com os valores ocorridos, que serviram de base à definição dos valores unitários dos custos de exploração para efeitos do cálculo de parâmetros dos operadores das redes de distribuição.

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

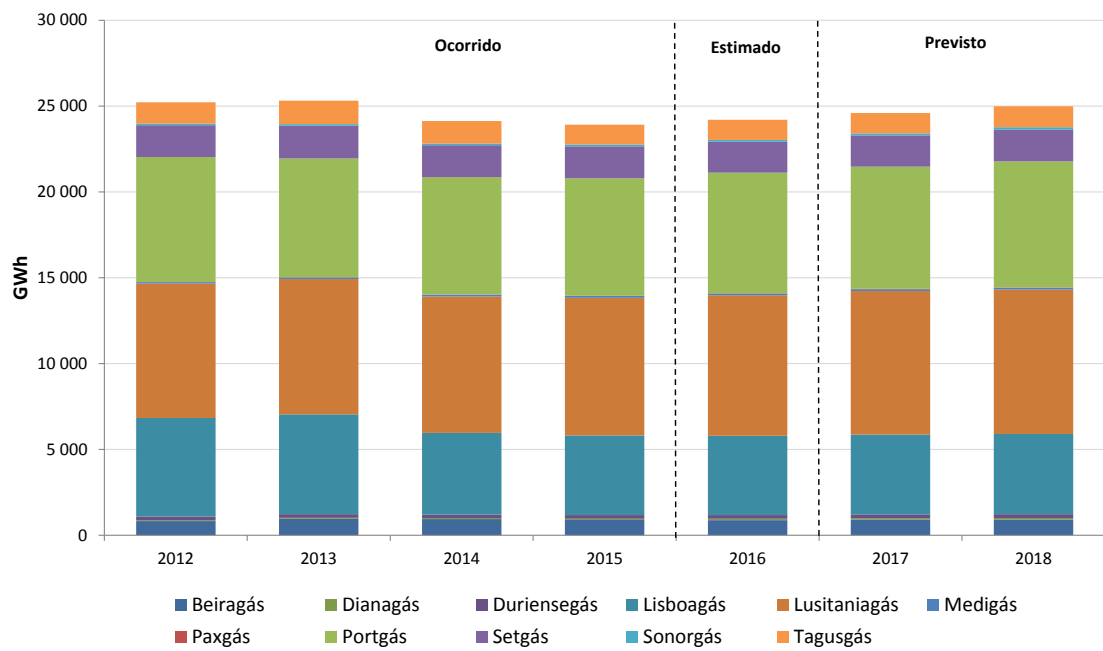
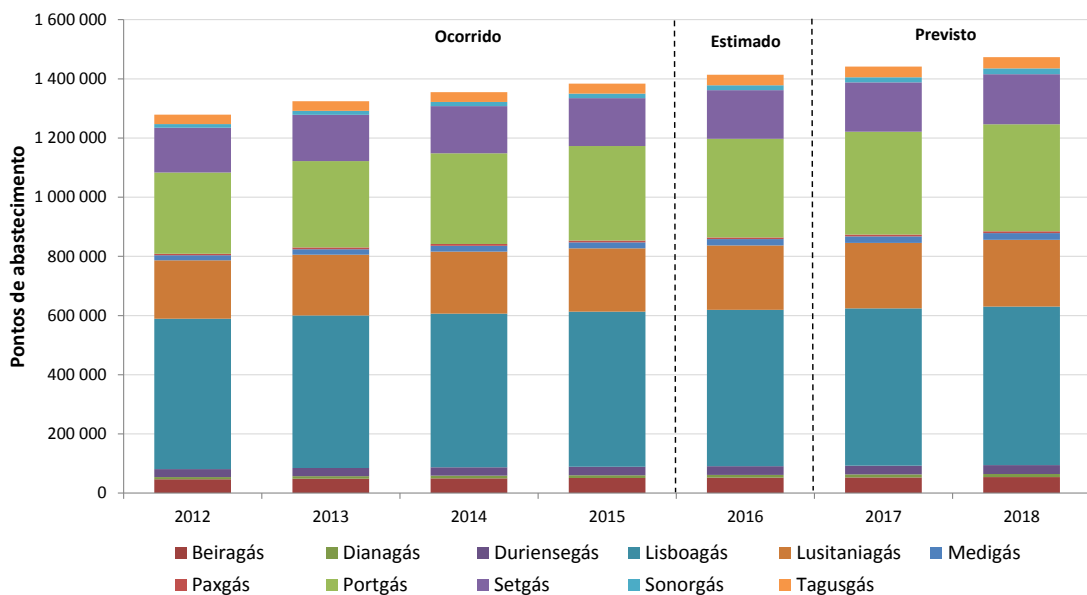


Figura 4-6 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN



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	
	2017	2018
CURR Total	1 025	696
CURR < 10000	817	567
CURR > 10000	208	128
Total CURG	1 025	696

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

	Unidade: N.º médio de clientes	
	2017	2018
CURR Total	292 106	209 692
CURR < 10000	291 563	209 316
CURR > 10000	543	375

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					
	2017		2017	2018		2018
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	36	18	54	25	8	33
Dianagás	6	1	7	4	1	5
Sonorgás	6	0	6	4	0	4
Duriensegás	25	7	31	17	4	21
Lisboagás	351	91	442	243	80	323
Lusitaniagás	135	30	165	94	20	114
Medigás	11	2	13	7	0	7
Paxgás	3	1	4	2	0	2
EDP Gás	152	36	187	105	6	112
Setgás	72	16	88	50	9	59
Tagusgás	20	7	27	14	2	16
Total	817	208	1 025	567	128	696

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

	Unidade: N.º médio clientes					
	2017		2017	2018		2018
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	12 592	35	12 627	9 040	23	9 062
Dianagás	2 220	5	2 225	1 594	3	1 596
Sonorgás	2 268	1	2 269	1 628	0	1 628
Duriensegás	7 804	14	7 818	5 603	12	5 615
Lisboagás	124 739	270	125 009	89 552	236	89 787
Lusitaniagás	48 494	87	48 581	34 814	63	34 877
Medigás	5 419	2	5 421	3 891	0	3 891
Paxgás	1 708	2	1 710	1 226	1	1 227
EDP Gás	43 636	71	43 707	31 327	9	31 335
Setgás	35 543	40	35 582	25 517	23	25 540
Tagusgás	7 140	18	7 157	5 126	8	5 133
Total	291 563	543	292 106	209 316	375	209 692

As figuras abaixo 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 é aderente à realidade atual.

Figura 4-7 - Previsão da ERSE para 2017 e 2018 das vendas totais de energia dos CUR

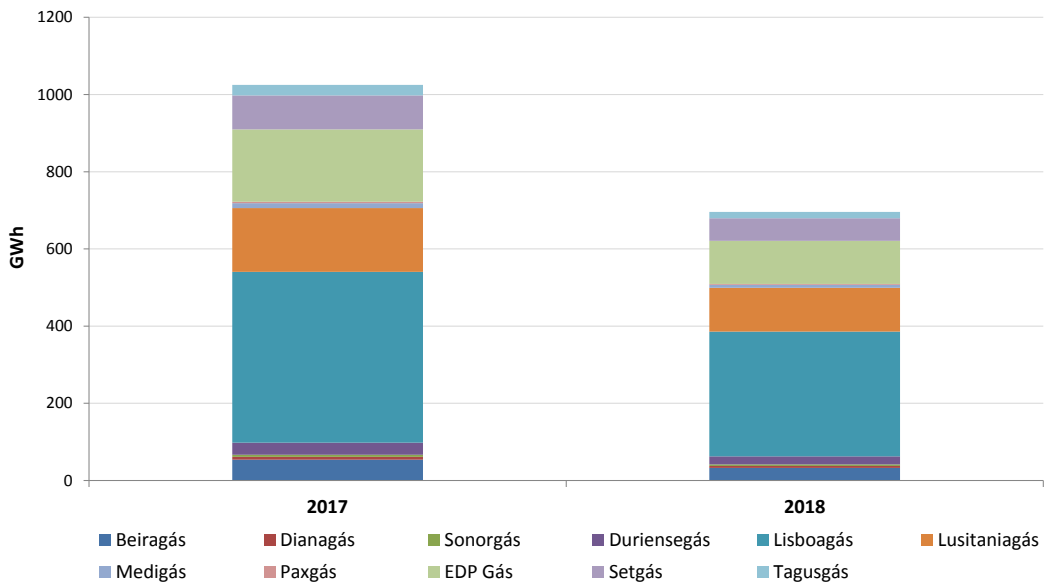


Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2017 e 2018 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³

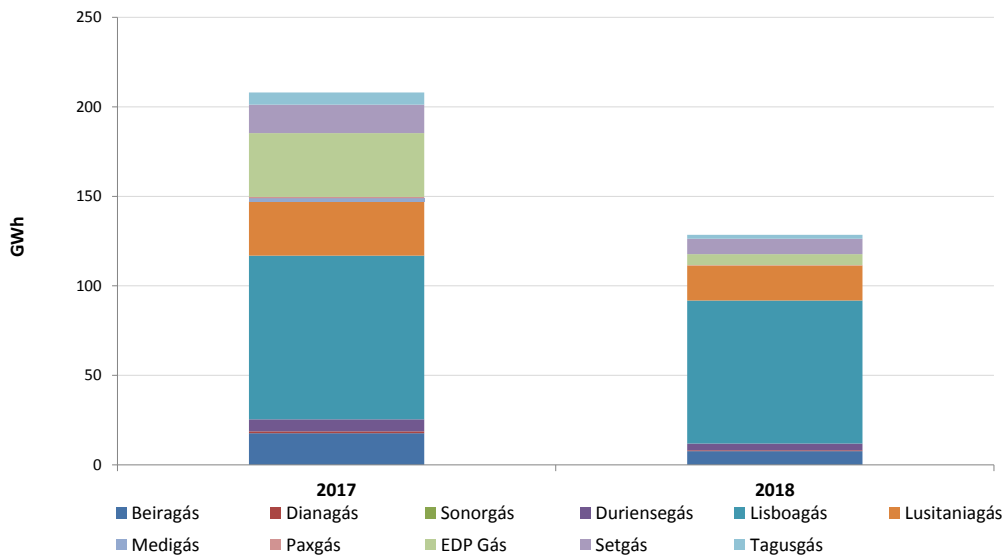
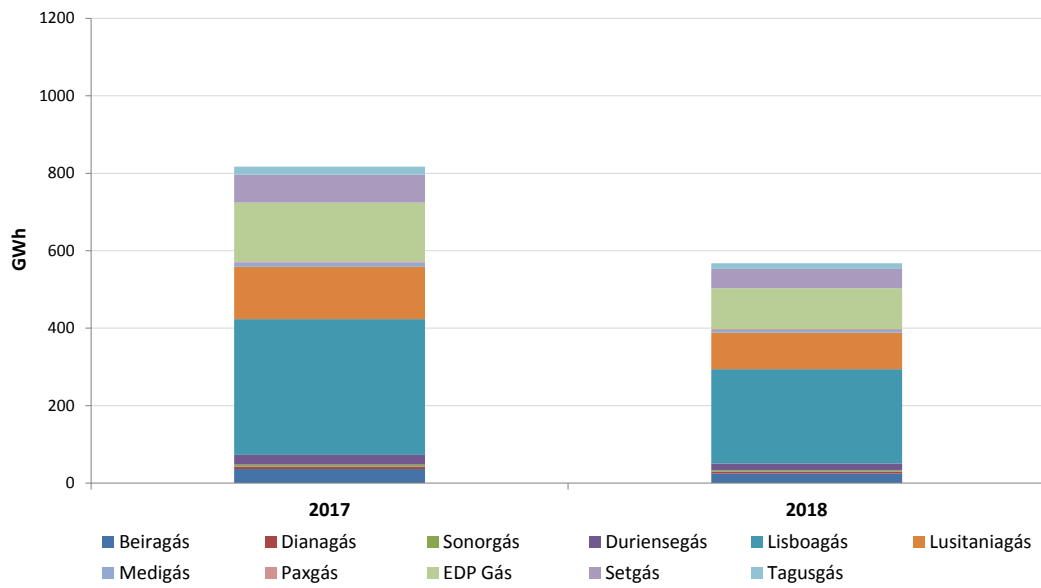


Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2017 e 2018 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m³



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 2013 a 2016. 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 2013 a 2016

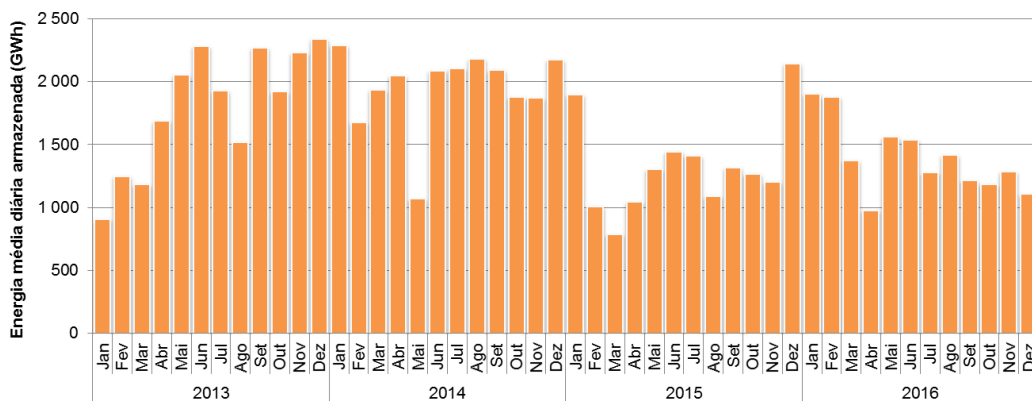
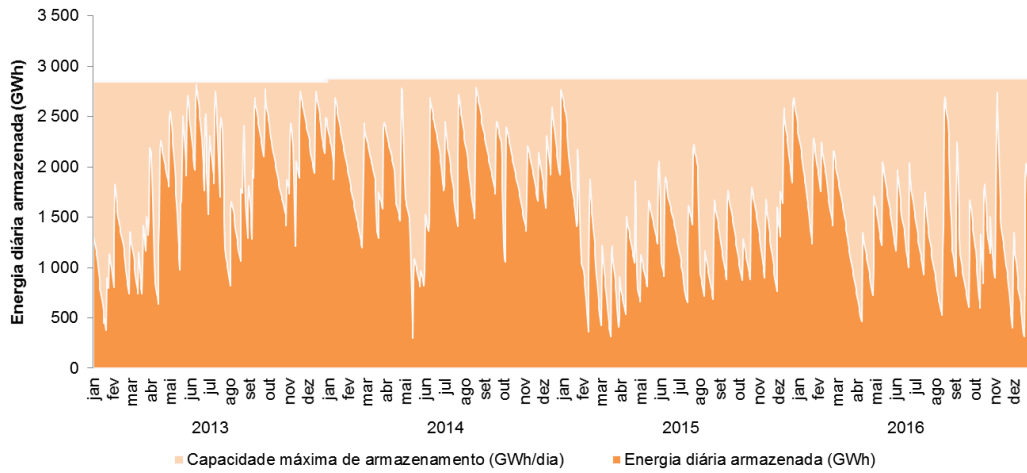


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2013 a 2016



O valor máximo de energia armazenada durante 2016 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil dos tanques de GNL no mês de novembro, cerca de 2 743 GWh.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2016 é equivalente a aproximadamente 13 dias do consumo médio nacional dos clientes industriais e domésticos (excluindo os centros electroprodutores).

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 2013 a 2016.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2013 a 2016

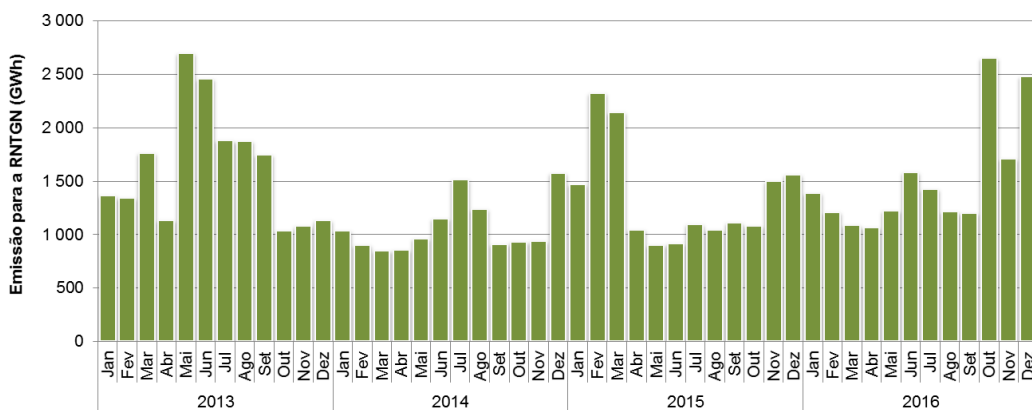
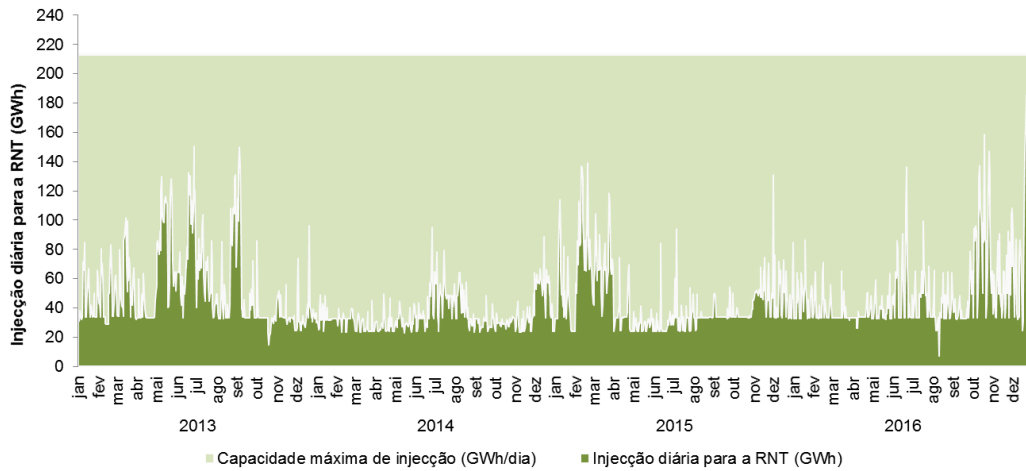


Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2013 a 2016



A emissão de gás natural para a RNTGN em 2016 correspondeu a uma modulação de cerca de 98 dias e a uma utilização de 27%.

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 2013 a 2016.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2013 a 2016

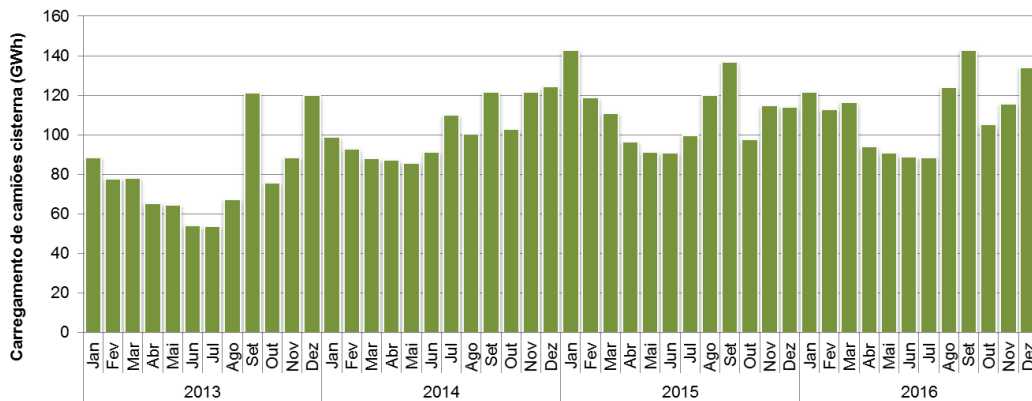
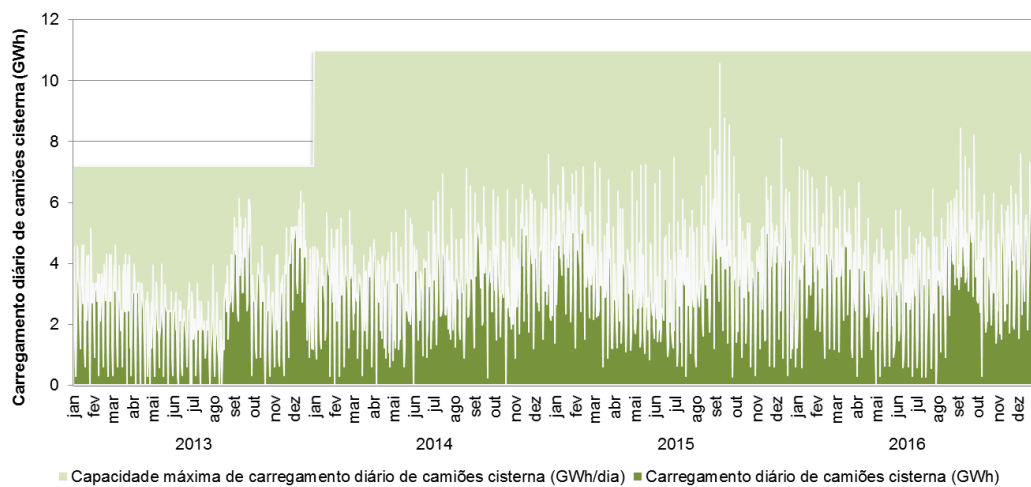


Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2013 a 2016



A capacidade máxima de carregamento dos camiões cisterna foi de 7 GWh/dia até dezembro de 2013, passando para 10,98 GWh/dia no início do ano de 2014. Em 2016, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna corresponde a uma modulação de cerca de 158 dias e a uma utilização de 43%.

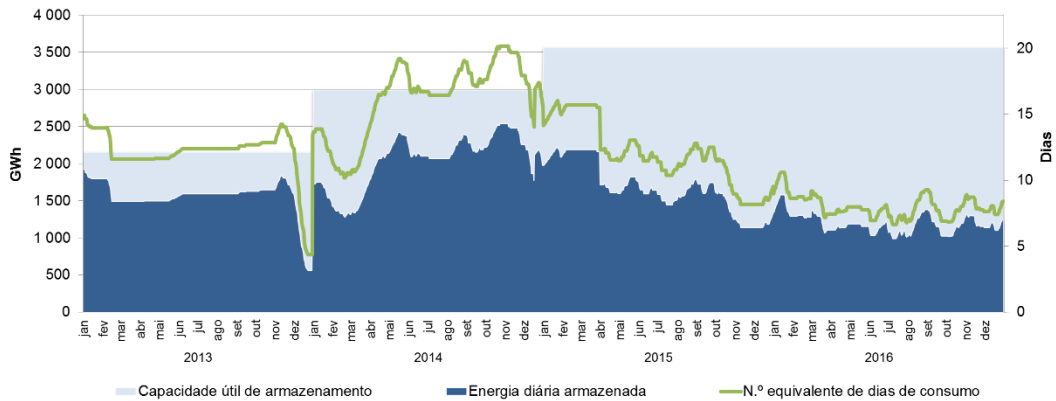
5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2013 a 2016.

Considerou-se a entrada em exploração em dezembro de 2013 e janeiro de 2015 de 2 novas cavernas (5ª e 6ª 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 2016 oscilou entre os 7 e os 11 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2013 a 2016

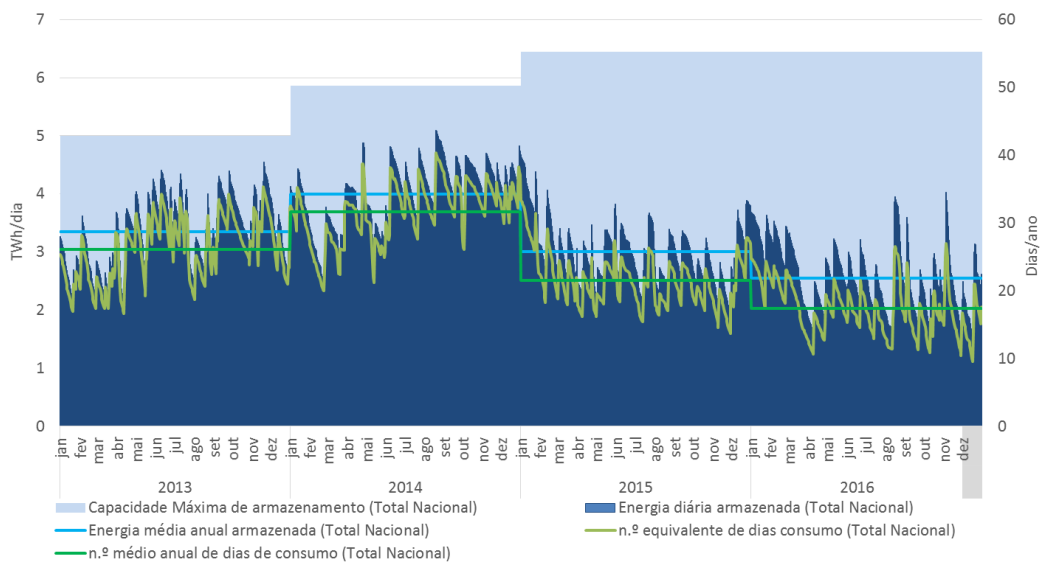


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2013 (46,9 TWh), ano 2014 (46,0 TWh), ano 2015 (50,9 TWh) e ano 2016 (54,6TWh).

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 2013 a 2016.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2013 a 2016



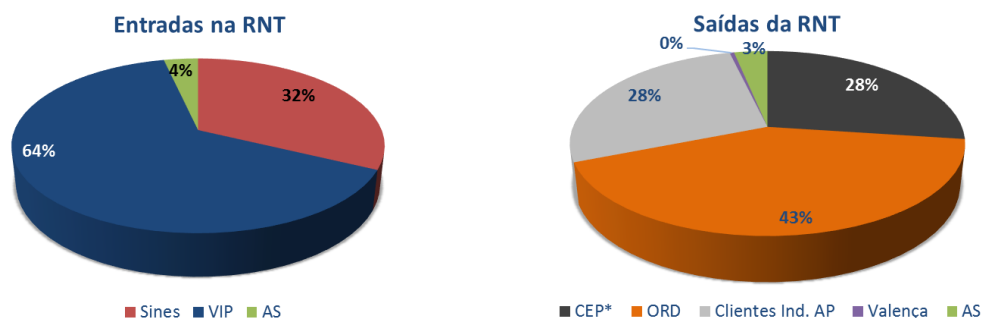
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2013 (46,9 TWh), ano 2014 (46,0 TWh), ano 2015 (50,9 TWh) e ano 2016 (54,6TWh).

Verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de Sines, ao longo do ano de 2016, oscilou entre os 10 dias e os 27 dias de consumo médio nacional diário.

5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2016, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT. Em termos de entradas, o VIP (Campo Maior e Valença do Minho) e o Terminal de Sines representaram 64% e 32%, respetivamente, do total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos centros electroprodutores (CEP), clientes industriais em alta pressão e dos consumos nas redes de distribuição representaram em 2016, 28%, 28% e 43%, respetivamente, do total das saídas da RNT.

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2016



* Centros electroprodutores

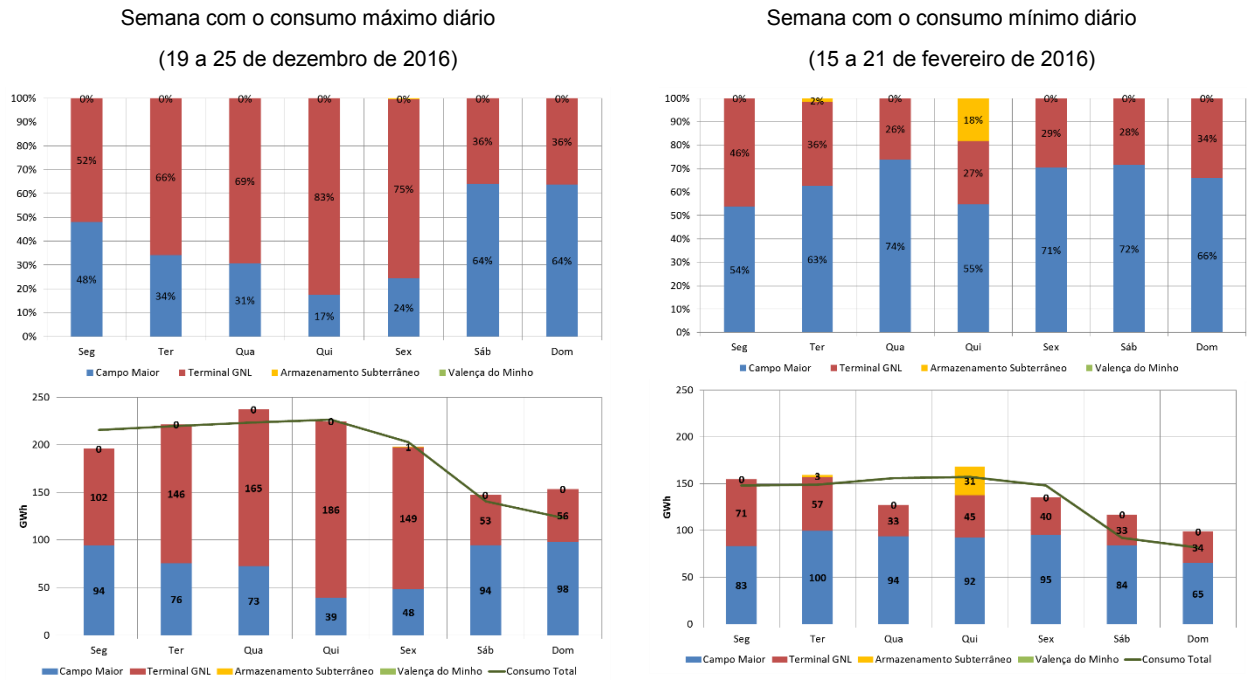
Na Figura 5-10 caracterizam-se as entradas na RNT (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o máximo consumo, quer o mínimo consumo de gás natural, durante o ano de 2016.

O consumo máximo de gás natural (226 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 27 de dezembro de 2016 (quinta-feira) e o consumo mínimo de gás natural (82 GWh/dia) ocorreu no dia 21 de fevereiro de 2016 (domingo). No entanto, o dia de maior consumo⁴ não corresponde necessariamente ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNT. A capacidade máxima nas entradas (247 GWh/dia) ocorreu no dia 29 de novembro de 2016 e a capacidade mínima (96 GWh/dia) nas entradas ocorreu no dia 8 de maio de 2016. A existência de *linepack* na RNT e de injeções do armazenamento subterrâneo justificam esta ocorrência.

⁴ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNT para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

Como se compara, entre estas duas semanas (semanas com o máximo e com o mínimo consumo diário), o terminal de Sines e o armazenamento são utilizados para ajustar a oferta à procura de gás natural na RNT. A interligação de Campo Maior permanece, aproximadamente, constante nas suas injeções (aproximadamente 119 GWh/dia), independentemente da procura de gás natural.

Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2016



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT de 2013 a 2016. 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 electroprodutores 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 2016, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 260 dias/ano, representando uma utilização de 71% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2013 a 2016

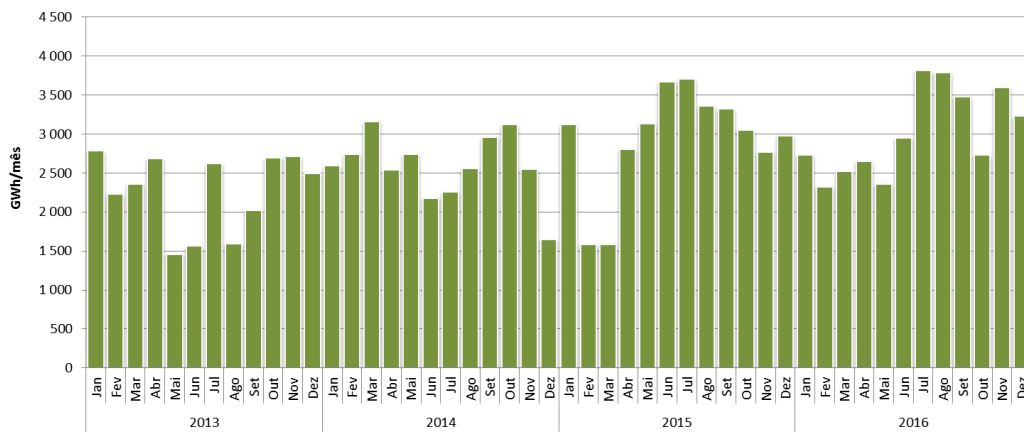
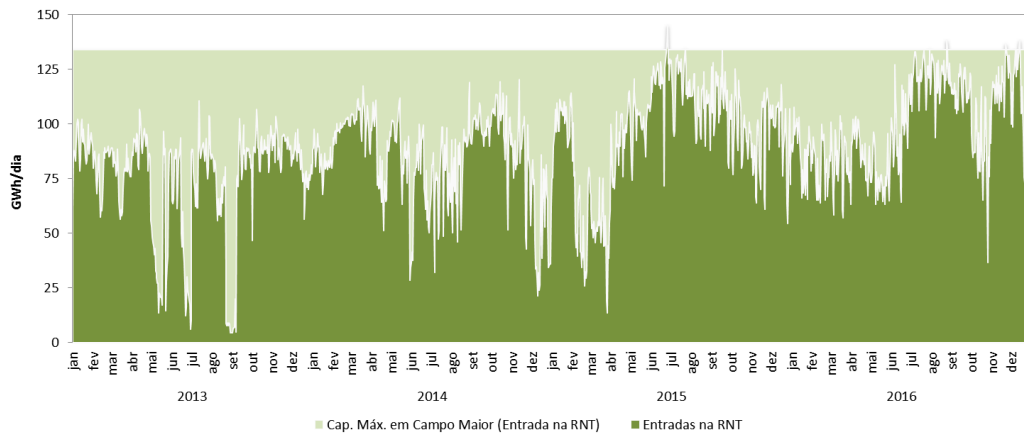


Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2013 a 2016



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2013 a 2016 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 2016, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 15 dias/ano, representando uma utilização de 4% 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 2016, com uma modulação de injeção na RNT de 15 dias/ano, representando uma utilização de 4% da sua capacidade máxima de injeção

Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2013 a 2016

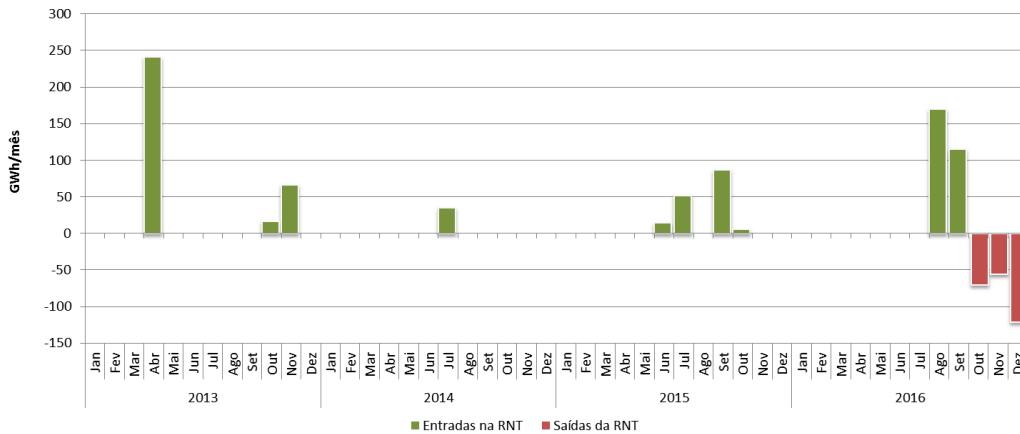
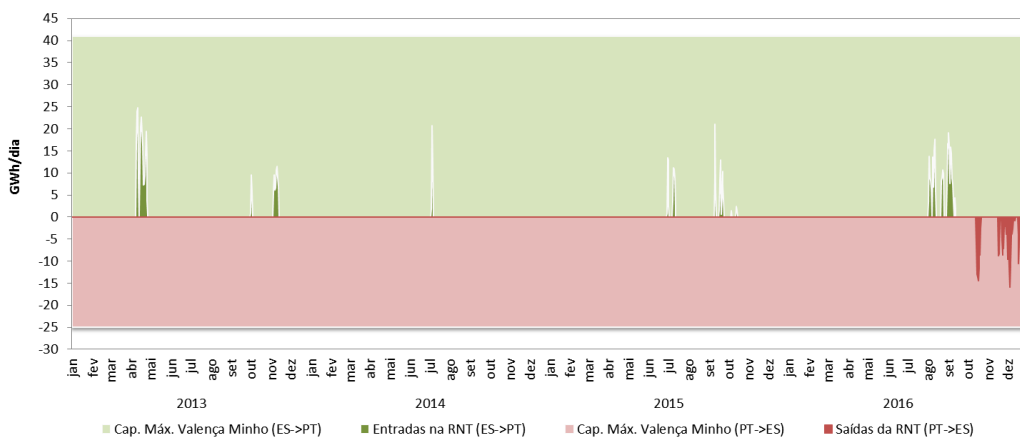


Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2013 a 2016



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 2013 a 2016.

Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2013 a 2016

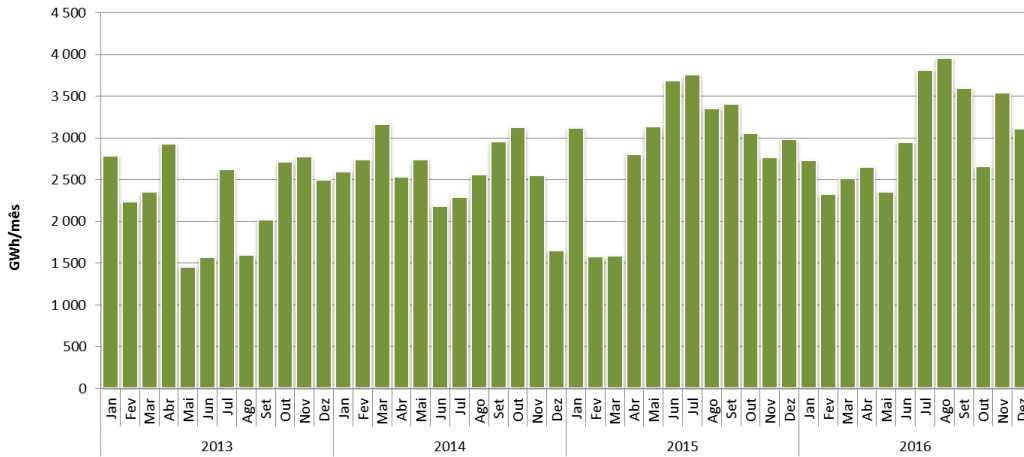
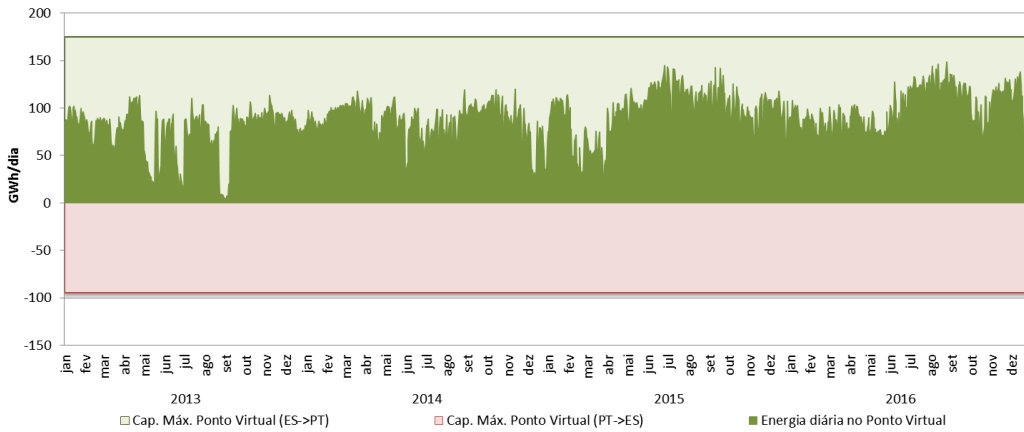


Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2013 a 2016



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 2013 a 2016.

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 2013 a 2016.

Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2013 a 2016

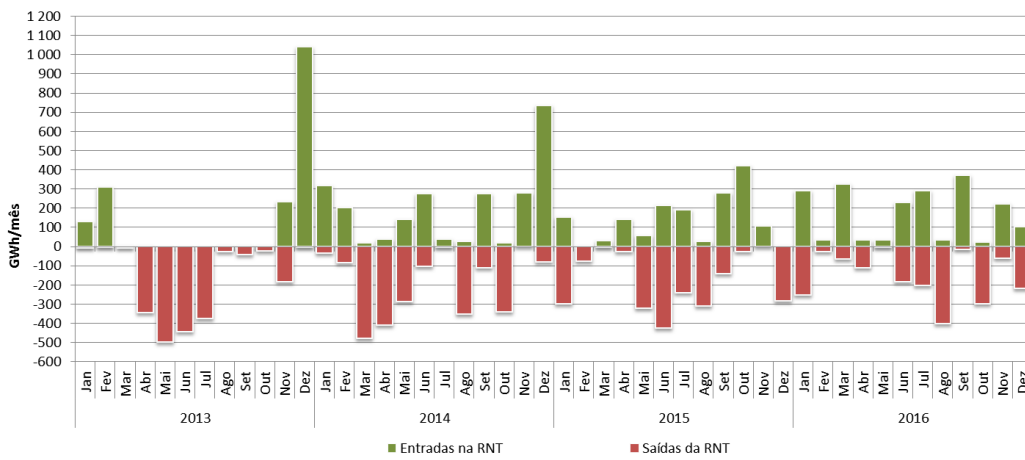
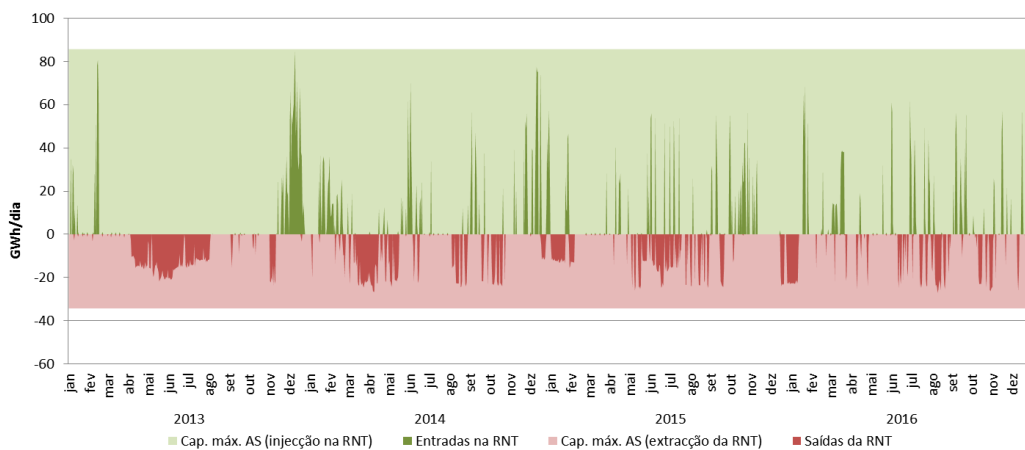


Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2013 a 2016



CENTROS ELECTROPRODUTORES

As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os centros electroprodutores, em termos de energia mensal e diária extraída da rede de 2013 a 2016.

Em 2016, verifica-se que os centros electroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 148 dias/ano, representando uma utilização de 40% das suas capacidades máximas utilizadas em 2016.

Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2013 a 2016

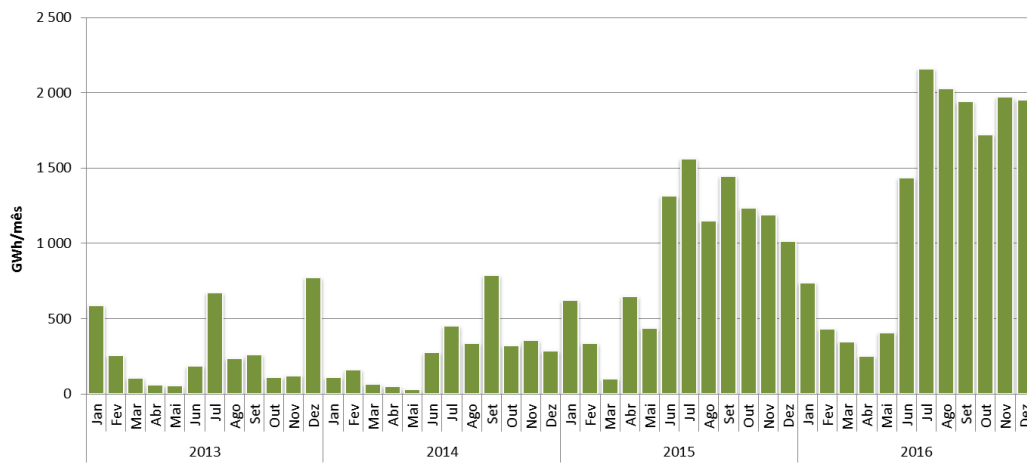
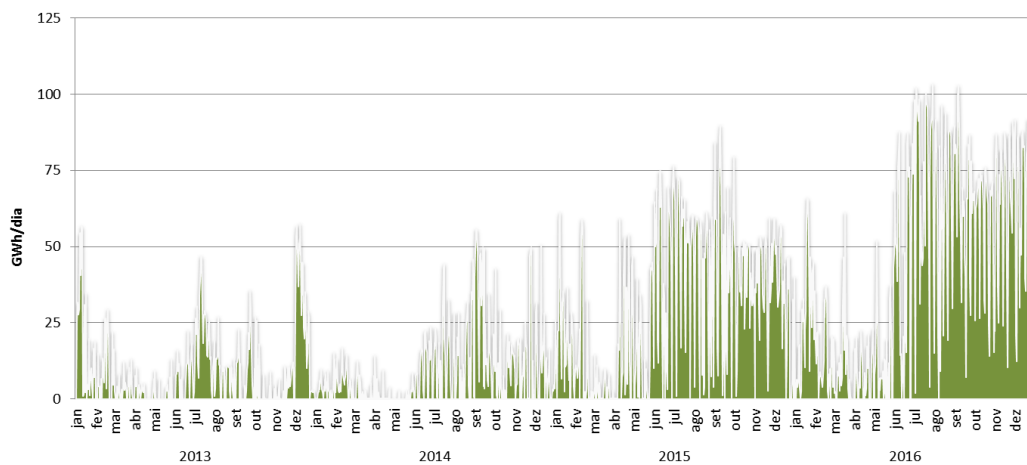


Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2013 a 2016



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 2016, verifica-se que os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 302 dias/ano, representando uma utilização de 83%.

Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2013 a 2016

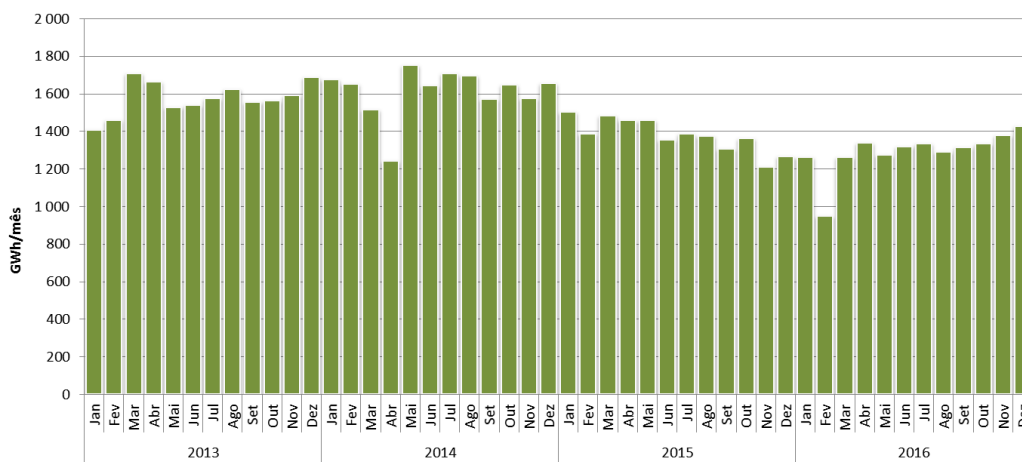
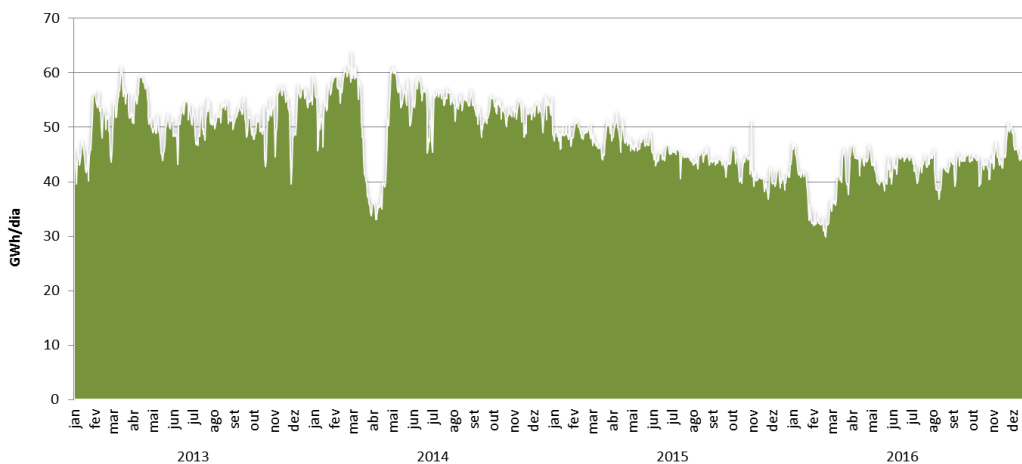


Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2013 a 2016



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 2013 a 2016.

Em 2016, verifica-se que as entregas à RND correspondem a uma modulação de extração na RNT de 266 dias/ano, representando uma utilização de 73% da sua capacidade máxima total de extração.

Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2013 a 2016

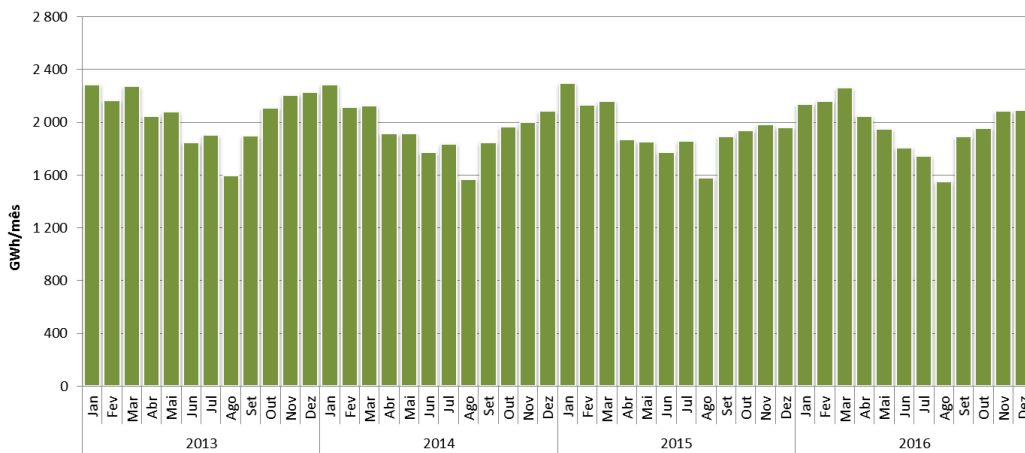
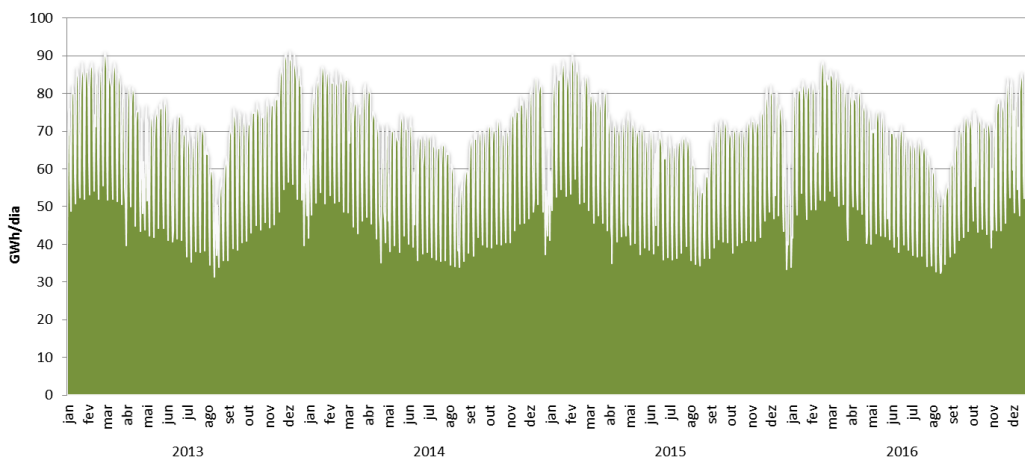


Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2013 a 2016



SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE

As figuras seguintes caracterizam as saídas da RNT para clientes em alta pressão (incluindo os centros electroprodutores) e para a RND, em termos de energia mensal e diária saída da rede RNT, de 2013 a 2016.

Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2013 a 2016

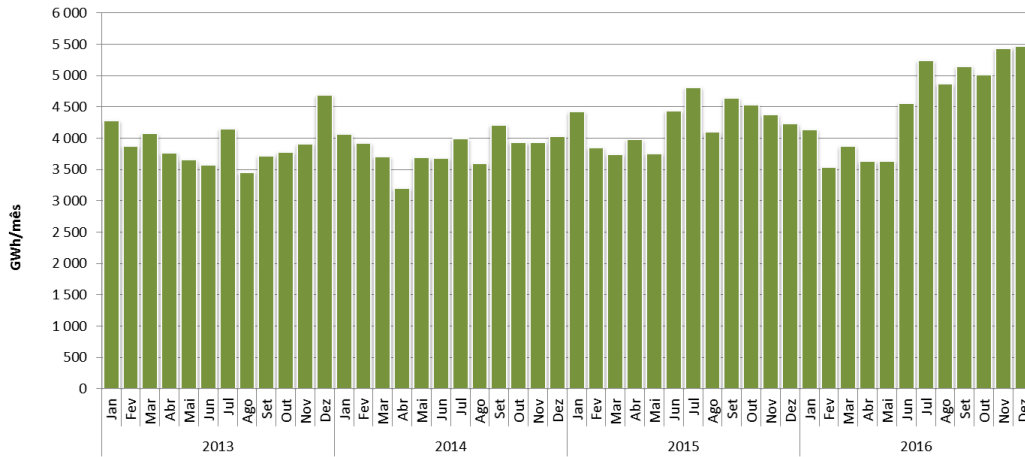
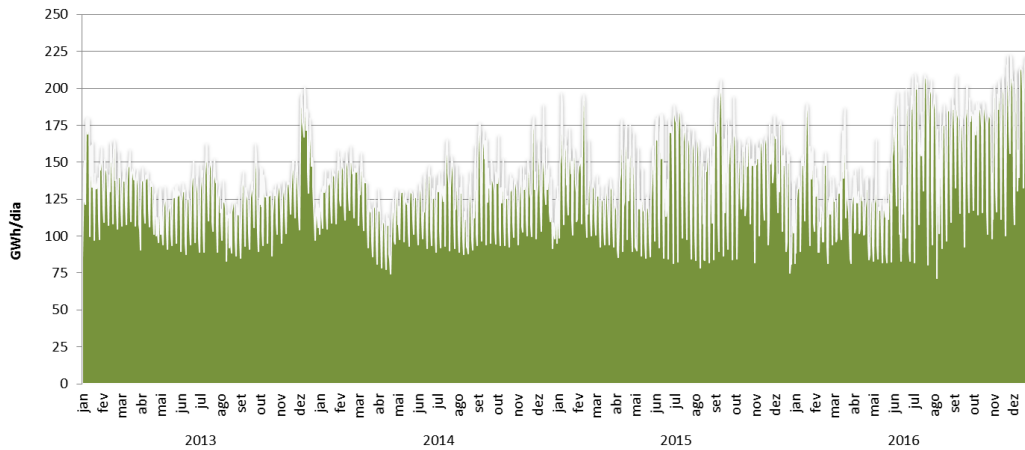


Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2013 a 2016

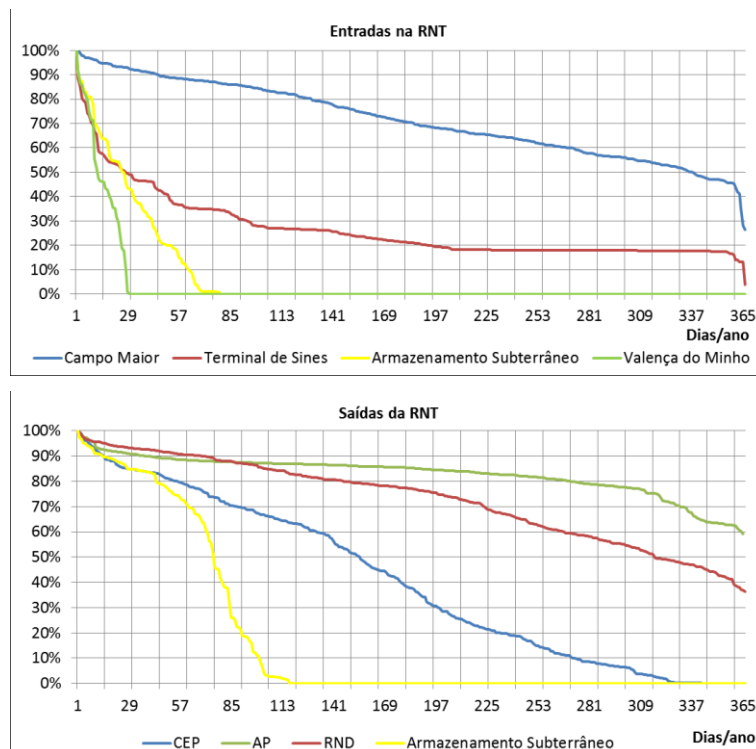


CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

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 2016. A título de exemplo, e no que respeita às entradas na RNT, verifica-se que, durante mais de metade do ano (188 dias), Campo Maior apresenta valores de energia diários superiores a 70% do valor máximo anual. Verifica-se que os pontos de entrada com a utilização anual mais reduzida, em 2016, foram Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo, em termos comparativos.

No que respeita às saídas, verifica-se que os Centros Electroprodutores (CEP) estiveram parados durante, aproximadamente, 41 dias durante 2016, e por outro lado, 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 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 2016, 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 electroprodutores 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 2017-2018, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada no capítulo anterior.

- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás na estrutura de produção. 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: ponto de balanço (Campo Maior e Valença do Minho), Terminal de GNL em Sines e o 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, de acordo com a alteração do 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.
- Em março de 2017 realizou-se o leilão do produto de capacidade anual para o período de 1 de outubro de 2017 a 30 de setembro de 2018.
- Relativamente às quantidades previstas para a tarifa de Uso Global do Sistema foi necessário desagregar as quantidades dos centros electroprodutores 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 0. Assume-se a manutenção da estrutura de aprovisionamento entre a energia regaseificada pelo Terminal de Sines (32%) e a energia que entra pelas interligações (68%).

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 2016-2017.

- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 6 cavernas no ano gás 2017-2018, como descrito no capítulo 3.1.1.

5.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

5.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA

A análise de quantidades de gás na rede de distribuição foi determinada a partir da informação sobre a caracterização desagregada das quantidades no SNGN em 2015-2016, 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 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 2015-2016. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94% e nos fornecimentos em MP é de 92%.

A modulação da capacidade utilizada 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 2015-2016. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos ≤ 10 mil m^3 /ano – modulação entre 22 a 29 dias
- 10 mil m^3 /ano < Consumos ≤ 100 mil m^3 /ano – modulação de 60 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 resulta da procura para efeitos da tarifa de acesso às redes. De facto, a procura na perspetiva dos operadores de rede resulta da soma da caracterização desagregada da procura dos clientes em mercado com a procura dos clientes dos comercializadores de último recurso.

Com base nas previsões de quantidades e de número de clientes para os operadores das redes de distribuição (ORD) e para os comercializadores de último recurso retalhistas (CURR), para os anos civis de 2017 e 2018, foi definida a quota de mercado entre os fornecimentos à tarifa pelos CURR e os fornecimentos em mercado em cada rede de distribuição para o ano gás 2017-2018. A diferença entre as previsões para o ORD e para os CURR 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 e no caso da BP< com base num conjunto de pressupostos assumidos, resultando nos seguintes valores para o ano gás 2017-2018:

- No ano gás 2017-2018 a quota de mercado prevista para clientes ligados em média pressão é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2017-2018 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 2017-2018 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 84% (energia) e de 83% (número de clientes).

Os comercializadores de último recurso aplicam as tarifas transitórias. 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 electroprodutores 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 2017-2018, 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 2017-2018

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	80%	95%	100%	80%	89%	100%
Dianagás	81%	99%	100%	81%	89%	100%
Duriensegás	80%	96%	100%	77%	92%	100%
Lisboagás	80%	90%	100%	80%	80%	100%
Lusitaniagás	83%	97%	100%	81%	91%	100%
Medigás	80%	99%	100%	79%	98%	100%
Paxgás	78%	95%	n.a.	76%	75%	n.a.
EDPgás	90%	99%	100%	89%	98%	100%
Setgás	82%	95%	100%	82%	86%	100%
Sonorgás	92%	100%	100%	89%	100%	100%
Tagusgás	84%	98%	100%	83%	92%	100%
Total	84%	96%	100%	83%	90%	100%

6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2017-2018

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 da rede, previstos para o ano gás 2017-2018.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2017-2018

Fornecimentos (Tarifas 2017-18)	N. Clientes						AP		Total	
	BP<		BP>		BP	MP	Clientes industriais	CEP*		
	≤500 m ³	>500 m ³	≤10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³				
Beiragás	48.672	4.662	53.334	262	53.596	20			53.616	
Dianagás	9.669	430	10.099	37	10.135	2			10.137	
Sonorgás	16.973	967	17.940	98	18.039	3			18.042	
Duriensegás	25.255	4.477	29.733	161	29.893	1			29.894	
Lisboagás	491.786	40.351	532.138	1.277	533.415	61			533.476	
Lusitaniagás	206.036	16.684	222.720	833	223.553	138			223.691	
Medigás	21.382	575	21.957	52	22.009	1			22.010	
Paxgás	6.017	107	6.124	6	6.130	0			6.130	
Portgás	315.961	36.939	352.900	1.360	354.260	157			354.417	
Setgás	163.362	4.229	167.592	215	167.807	19			167.826	
Tagusgás	35.235	1.742	36.978	156	37.133	23			37.156	
ORD	1.340.348	111.164	1.451.512	4.455	1.455.967	425			1.456.392	
ORT							15		4	19
Total	1.340.348	111.164	1.451.512	4.455	1.455.967	425	15	4	19	1.456.411

* - Centros electroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2017-2018

Fornecimentos (Tarifas 2017-18)	N. Clientes						AP		Total
	BP<		BP>		BP	MP	Clientes industriais	CEP*	
	≤500 m ³	>500 m ³	≤10 000 m ³	>10 000 m ³	Total	>1 000 000 m ³			
Beiragás	88	55	144	199	342	569			912
Dianagás	19	7	26	42	68	18			86
Sonorgás	43	17	60	35	94	32			127
Duriensegás	50	50	100	99	198	20			218
Lisboagás	962	492	1.454	834	2.288	2.376			4.663
Lusitaniagás	417	211	628	889	1.517	6.875			8.392
Medigás	33	12	45	42	87	18			105
Paxgás	11	2	12	5	17	0			17
Portgás	728	485	1.213	1.261	2.474	4.779			7.253
Setgás	278	55	333	238	571	1.264			1.835
Tagusgás	69	35	104	179	284	919			1.202
ORD	2.699	1.420	4.119	3.821	7.940	16.870			24.810
ORT							15.495	11.349	26.844
Total	2.699	1.420	4.119	3.821	7.940	16.870	15.495	11.349	51.654

* - Centros electroprodutores

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

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

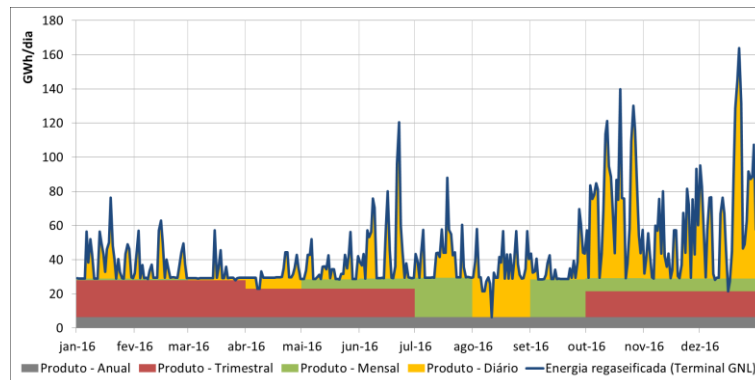
CÁLCULO DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE DE REGASEIFICAÇÃO CONTRATADA

Neste capítulo 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 2017-2018”.

Seguidamente são adotadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) a 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 de regaseificação do terminal de GNL em 2016 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.

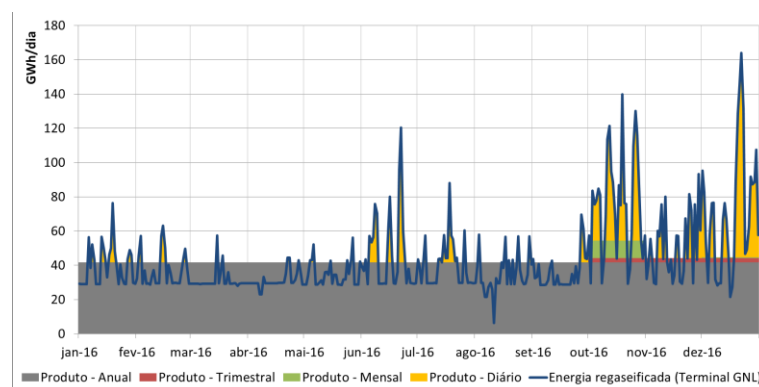
Figura 6-1 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada



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 2016, analisa-se o caso em que os agentes de mercado⁵ 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.

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



⁵ Considera-se apenas um agente de mercado e que este representa o total da procura nacional.

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) 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 média da capacidade contractada no produto anual ocorrida nos anos gás 2015-2016 e 2016-2017. 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 consideradas no cálculo das Tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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		17 019 917
Entregas a camiões cisterna		1 463 315
Armazenamento GNL		Capacidade de armazenamento contratada de GNL (kWh/dia)
Produto de capacidade anual		1 390 797 896
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL		Capacidade de regaseificação contratada (kWh/dia)
Produto de capacidade anual		41 657 802
Produto de capacidade trimestral		603 051
Produto de capacidade mensal		918 255
Produto de capacidade diário		7 806 876
		Energia (MWh)
		16 098 076
Entrega a camiões cisterna		Número de carregamentos
Carregamento de camiões cisterna		5 141

6.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

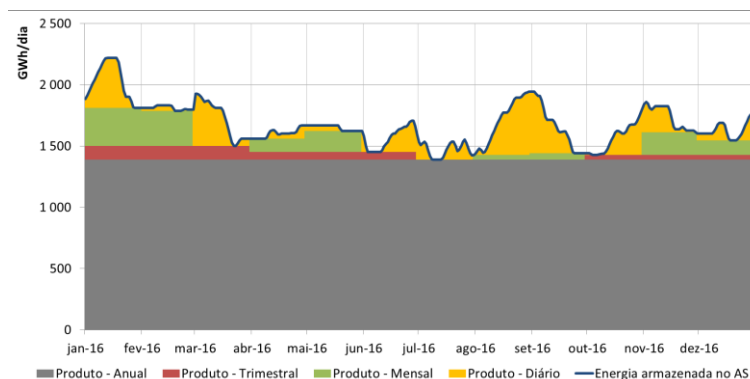
RELAÇÃO ENTRE O PREÇO DE REFERÊNCIA E O PREÇO DO PRODUTO ANUAL DE CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO CONTRATADA

À semelhança da análise realizada para o terminal de GNL, neste capítulo 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 2017-2018”.

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

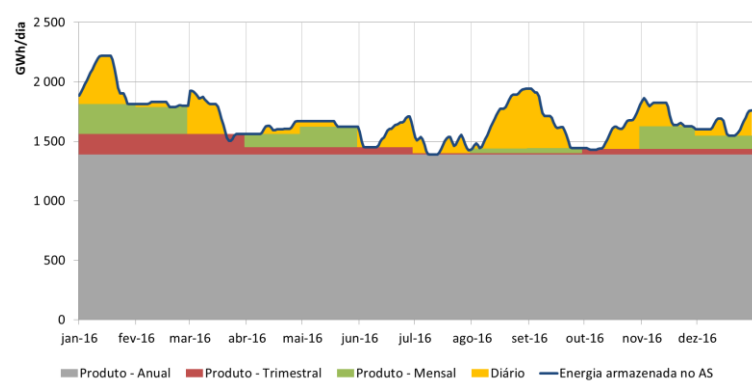
Conhecendo o perfil diário de energia armazenada no armazenamento subterrâneo em 2016 é possível calcular a capacidade de armazenamento contratada, adotando uma estratégia de minimização da capacidade contratada. A Figura 6-3 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a 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) 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 mínima ocorrida no ano gás 2016-2017. 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 6-4 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

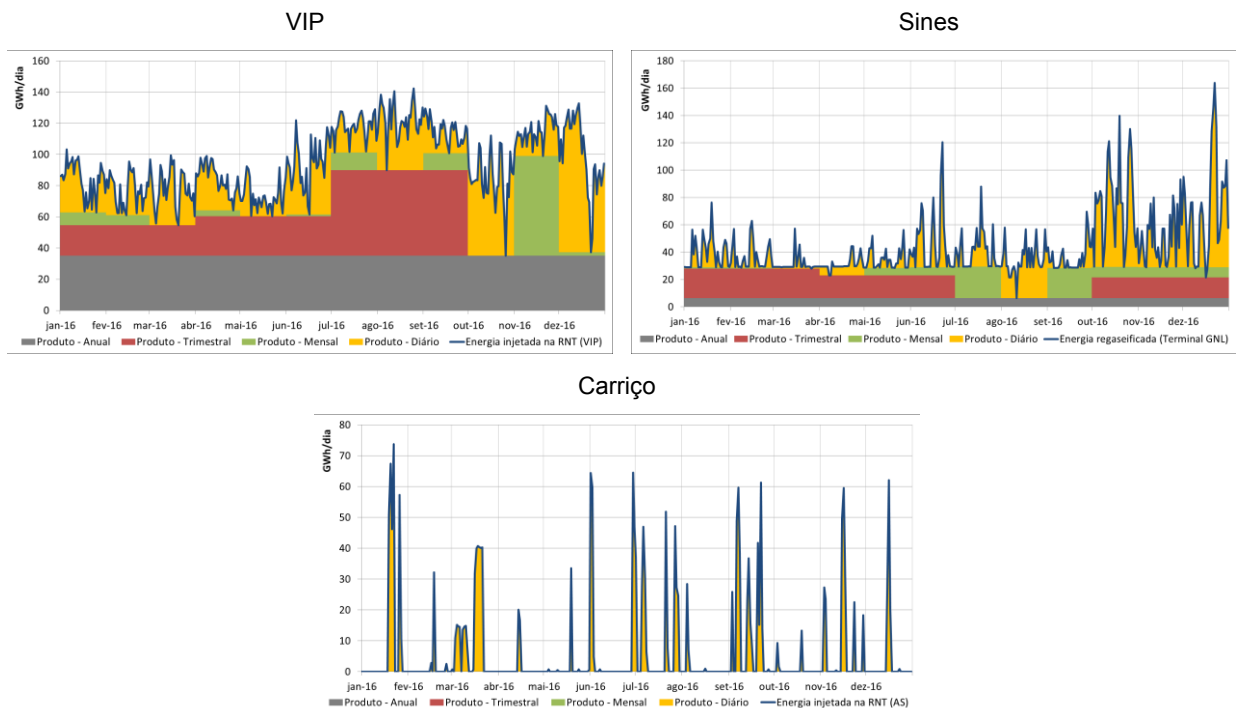
TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Capacidade de armazenamento contratada (kWh/dia)	Energia injectada (kWh)	Energia extraída (kWh)
Produto de capacidade			
Produto anual	1 389 754 143	2 098 409 520	2 098 409 520
Produto trimestral	70 628 002		
Produto mensal	94 648 116		
Produto diário	124 232 739		

6.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

RELAÇÃO ENTRE O PREÇO DE REFERÊNCIA E O PREÇO DO PRODUTO ANUAL DE CAPACIDADE CONTRATADA

À semelhança da análise realizada quer para o terminal de GNL, quer para o armazenamento subterrâneo, neste capítulo 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

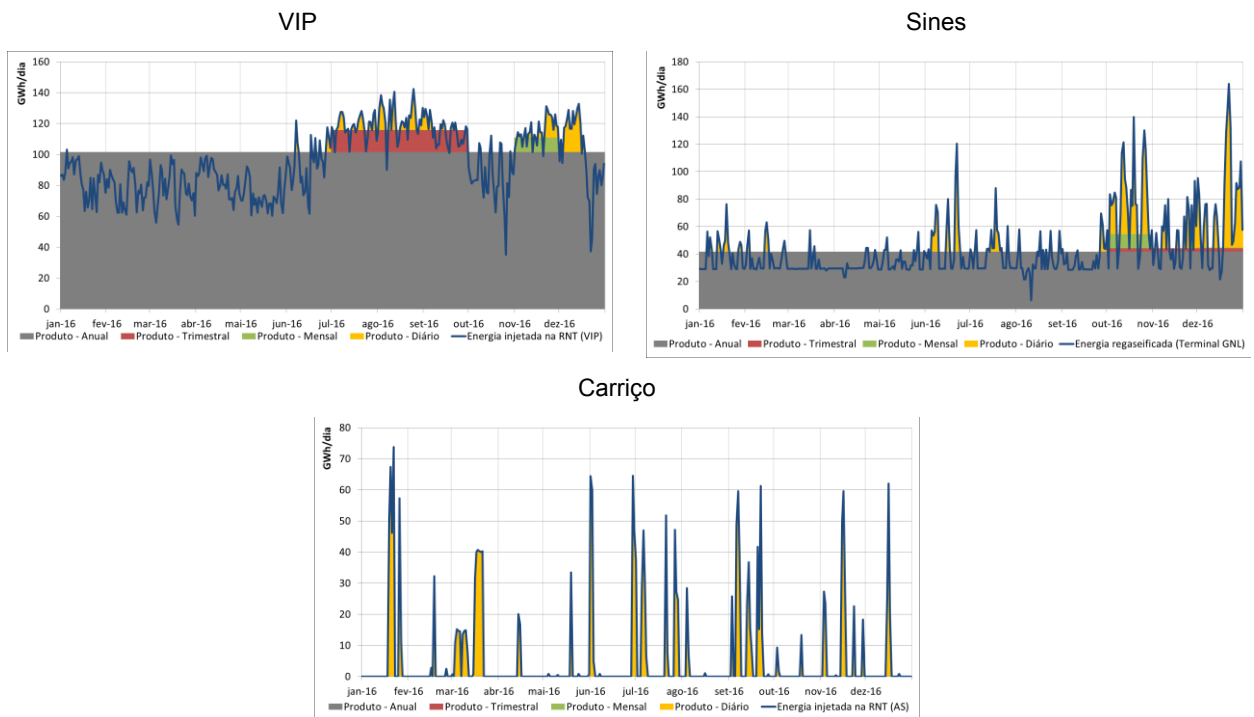


Seguidamente são adotadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) a minimização da faturação de contratação de capacidade. Com multiplicadores unitários os dois critérios de otimização conduzem a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores 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 2016, 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 armazenada no armazenamento subterrâneo 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**



O resultado do processo de minimização da fatura de capacidade de entrada na rede de transporte considera os valores contratados pelos agentes no leilão anual de contratação de capacidade no VIP (que ocorreu em março de 2016) para o próximo período de outubro de 2016 a setembro de 2017. Para este período foi contratado um total de 100 830 MWh/dia pelos diversos agentes. Do leilão de capacidade no VIP que atribuiu os direitos de capacidade no VIP para o período de outubro de 2017 a setembro de 2018 resulta um valor de 101 696 MWh/dia. O valor do produto anual de capacidade, a considerar no VIP, para as tarifas do ano gás 2017-2018 resulta da ponderação dos totais dos direitos de capacidade (100 830 MWh/dia e 101 696 MWh/dia) pelos respetivos meses (101 479 MWh/dia). As restantes quantidades para os produtos, trimestrais, mensais e diários resulta do processo de minimização da fatura total de capacidade de entrada na rede de transporte.

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) 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 e que tem em consideração a capacidade já atribuída no último leilão para o período de outubro de 2017 a setembro de 2018.

São estimadas quantidades nulas para o produto de capacidade contratada intra-diário para o ano gás 2017-2018, 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 6-5 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	
Capacidade contratada	(kWh/dia)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	108 664 949
Produto de capacidade anual	101 479 380
Produto de capacidade trimestral	3 596 628
Produto de capacidade mensal	791 191
Produto de capacidade diário	2 797 749
Terminal GNL em Sines	50 985 984
Produto de capacidade anual	41 657 802
Produto de capacidade trimestral	603 051
Produto de capacidade mensal	918 255
Produto de capacidade diário	7 806 876
Armazenamento Subterrâneo	5 749 067
Produto de capacidade diário	5 749 067

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas)

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)		
	Capacidade Contratada	Energia
	(kWh/dia)/mês	(MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença	0	0
Terminal GNL	0	0

Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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)	57 347 614			15 283 124
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	82 075 413	0		11 228 501
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		23 400 302	11 977 586	331 926
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	0			0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	102 925 365			24 854 537

6.1.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela I	
	Energia (MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	11 349 040
Entregas a clientes em AP	15 494 510
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 854 537

Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela II	
	Energia (MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	n.a.
Entregas a clientes em AP	15 494 510
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 854 537

n.a.- Não aplicável

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

6.2.1 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 6-10 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	397	4	22 085 191	1 616 136	105 897 253
URD _{MP} - Curtas utilizações	4		42 373	4 976	1 963 979
URD _{BP>} - Longas utilizações	914	3 523	3 531 453	221 153	36 760 716
URD _{BP>} - Curtas utilizações	3		2 978	110	214 905
URD _{BP<}	1 451 512		3 948 071	170 910	172 720 280

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível mensal	8	374 811	52 274	974 212	4 757 873
URD _{BP>} - Flexível mensal	10	22 320	257	147 522	256 901

Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível anual)					
Tarifas	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível anual	12	609 658	51 732	4 485 202	64 630
URD _{BP>} - Flexível anual	6	41 163	1 689	347 309	1 778

6.2.2 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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

Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	24 854 537

6.2.3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	24 854 537
Energia (Parcela II >)	20 718 658
Energia (Parcela II <)	4 135 879

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

6.3.1 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 6-15 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	819 330

6.3.2 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 retalhista a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos ≤ 10 000 m ³ /ano (MWh)	668 985
Fornecimentos > 500 m ³ /ano (MWh)	226 140
Fornecimentos ≤ 500 m ³ /ano (MWh)	442 845

6.3.3 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 6-17 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos acima de 10 000 m ³ /ano (MWh)	150 345

6.3.4 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 6-18 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	250 440
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	18 516
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	231 923
Termo de Energia (MWh)	666 252
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	225 216
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	441 036

6.3.5 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 6-19 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m ³ E < 2 MILHÕES m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	444
Termo de Energia (MWh)	149 730

6.4 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.

6.4.1 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 6-20 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO			
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações	14	15 283 124	57 347 614
Curtas utilizações	0	0	0

Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 (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	2	331 926	23 400 302	11 977 586

Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 (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	11 228 501	82 075 413	0

6.4.2 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 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas utilizações		43	123.289	8.653	869.826
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	217	62.617	1.650	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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		1	2.495	0	21.978	3.511

Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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

Quadro 6-26 - 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		19	520.608	48.002	3.139.572
Curtas utilizações		1	455	0	149.967
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	0	
	≥ 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 2017-2018 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	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 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	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	

DIANAGÁS

Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	8	28.951	2.041	193.980	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10.000 - 100.000	29	10.214	457	
	≥ 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 2017-2018 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 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
		Longas utilizações	2	
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	0
	≥ 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 2017-2018 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 (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 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Flexível	0		

DURIENSEGÁS

Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas utilizações		17	37.396	1.594	315.621
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	143	58.384	1.314	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	1	18.580	1.391	112.458	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10.000 - 100.000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	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 2017-2018 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	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

LISBOAGÁS

Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	176	417.053	29.699	2.920.354	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10.000 - 100.000	1.100	360.067	18.884	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	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 2017-2018 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	7.997	320	83.475	0

Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES 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		54	1.947.558	180.888	10.274.401
Curtas utilizações		2	38.806	4.802	1.259.930
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	0	
	≥ 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 2017-2018 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 (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	132.080	27.214	81.550	2.600.506	

Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	2	39.831	4.563	243.490	309	

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	221	617.319	57.588	4.309.442	
Curtas utilizações	2	989	47	64.809	
Mensal	10.000 - 100.000	609	193.729	9.259	
	≥ 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 2017-2018 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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	2	9.377	423	40.590	0

Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	135	5.973.893	563.087	28.012.780	
Curtas utilizações	1	3.112	174	554.082	
Mensal	10.000 - 100.000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	0	0	0	0	0	

Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	2	308.215	26.035	2.895.244	2.346	

MEDIGÁS

Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas utilizações	14		28.422
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10.000 - 100.000	38	10.280	1.130	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações		1	16.674	1.564	128.135
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	0	
	≥ 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 2017-2018 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 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	1		2.992
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10.000 - 100.000	5	1.716	45	
	≥ 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 2017-2018 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)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
		Flexível	0	0	0

Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
		Flexível	0	0	0

Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES 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
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	0	
	≥ 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 2017-2018 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 (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 6-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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	

EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO

Quadro 6-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - EDP Gás Distribuição

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	347	843.289	40.800	5.507.142	
Curtas utilizações	1	1.831	0	14.296	
Mensal	10.000 - 100.000	1.008	328.718	18.409	
	≥ 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 2017-2018 em BP> - EDP Gás Distribuição (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)				EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO	
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	2.617	257	63.712	61.514

Quadro 6-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em BP> - EDP Gás Distribuição (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)				EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO	
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	23.789	945	223.244	1.778

Quadro 6-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP - EDP Gás Distribuição

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações		146	4.262.437	263.450	21.501.999
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	3	452	63	
	≥ 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 2017-2018 em MP – EDP Gás Distribuição (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO	
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	4.436	225	29.959	31.672

Quadro 6-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP – EDP Gás Distribuição (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO	
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	7	230.458	17.697	1.183.614	16.789

SETGÁS

Quadro 6-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	43	160.143	13.383	1.131.520	
Curtas utilizações	0	157	63	135.800	
Mensal	10.000 - 100.000	168	54.845	2.530	
	≥ 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 2017-2018 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	6.564	0	52.095	35.997

Quadro 6-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 6-74 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	16	939.834	80.391	4.878.647
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

Quadro 6-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	219.748	24.469	545.410	1.862.035

Quadro 6-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	0	0	0	0

SONORGÁS

Quadro 6-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas utilizações	10	11.804	379	156.137	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10.000 - 100.000	88	21.877	643	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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 6-79 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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

Quadro 6-80 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 em MP - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				SONORGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas utilizações		3	30.087	2.026	123.193
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	0	
	≥ 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 2017-2018 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 (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 6-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 (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

TAGUSGÁS

Quadro 6-83 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	35	108 112	7 885	985 413	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	118	50 237	2 572	
	≥ 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 2017-2018 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	3	10 644	0	9 738	155 880

Quadro 6-85 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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 6-86 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	20	786 860	78 156	3 637 851	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	36	0	
	≥ 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 2017-2018 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	18 547	367	317 294	263 660	

Quadro 6-88 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2017-2018 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	31 154	3 436	162 855	45 186	

6.4.3 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <

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 6-89 - Resumo das quantidades para o ano gás 2017-2018 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	143 758	53 334
Dianagás	26 328	10 099
Duriensegás	99 570	29 733
Lisboagás	1 453 504	532 138
Lusitaniagás	628 386	222 720
Medigás	45 017	21 957
Paxgás	12 213	6 124
Portgás	1 213 089	352 900
Setgás	333 201	167 592
Sonorgás	59 774	17 940
Tagusgás	104 141	36 978
Total BP<	4 118 981	1 451 512

Quadro 6-90 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2017-2018 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)	(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	40 965	47 451	20 750	34 592	33 367	15 305	3 105	1 557
Dianagás	8 697	10 802	1 765	5 063	6 260	3 409	265	165
Duriensegás	19 866	29 768	20 951	28 985	16 391	8 864	3 067	1 410
Lisboagás	429 666	532 235	182 099	309 504	327 565	164 221	27 990	12 362
Lusitaniagás	189 578	227 342	82 901	128 565	141 205	64 831	11 726	4 959
Medigás	18 770	13 887	1 700	10 660	16 817	4 565	259	315
Paxgás	5 423	5 122	468	1 199	4 258	1 759	75	32
Portgás	321 365	407 104	194 571	290 049	207 079	108 881	25 950	10 990
Setgás	150 002	128 249	18 162	36 788	120 420	42 942	2 874	1 356
Sonorgás	37 715	5 358	5 180	11 521	15 661	1 312	522	445
Tagusgás	43 885	25 439	7 694	27 122	27 041	8 194	1 135	608
Total BP<	1 265 932	1 432 759	536 242	884 048	916 063	424 285	76 967	34 197

6.4.4 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 6-91 - Resumo das quantidades para o ano gás 2017-2018 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	2 942	1 617
Dianagás	621	299
Duriensegás	543	302
Lisboagás	1 629	933
Lusitaniagás	31 089	16 224
Medigás	11 923	6 314
Paxgás	1 059	743
Portgás	380	236
Setgás	12 147	5 498
Sonorgás	8 112	4 876
Tagusgás	1 818	958
Total BP<	72 262	38 000

Quadro 6-92 - 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 (m³/ano)	Escalão 2 (m³/ano)	Escalão 3 (m³/ano)	Escalão 4 (m³/ano)	Escalão 1 (m³/ano)	Escalão 2 (m³/ano)	Escalão 3 (m³/ano)	Escalão 4 (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	1 363	1 579			1 109	509		
Dianagás	277	344			194	105		
Duriensegás	476	68			279	23		
Lisboagás	652	977			606	327		
Lusitaniagás	13 887	17 202			10 807	5 418		
Medigás	5 422	6 502			4 327	1 987		
Paxgás	608	450			584	159		
Portgás	195	185			167	69		
Setgás	5 358	6 788			3 604	1 895		
Sonorgás	4 373	3 739			3 594	1 282		
Tagusgás	1 151	667			735	223		
Total BP<	33 763	38 500			26 004	11 996		

6.5 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.5.1 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 6-93 - Resumo das quantidades para o ano gás 2017-2018 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	29 191	10 816
Dianagás	5 114	1 907
Duriensegás	19 944	6 704
Lisboagás	286 717	107 146
Lusitaniagás	109 682	41 654
Medigás	8 906	4 655
Paxgás	2 685	1 467
EDPgás SU	123 452	37 481
Setgás	59 289	30 530
Sonorgás	4 601	1 948
Tagusgás	16 670	6 133
Total BP<	666 252	250.440

Quadro 6-94 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2017- 2018 para as Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR								
CUR	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(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	8 318	9 635	4 213	7 024	6 767	3 104	630	316
Dianagás	1 689	2 098	343	983	1 182	644	50	31
Duriensegás	3 979	5 963	4 197	5 806	3 696	1 999	692	318
Lisboagás	84 756	104 988	35 921	61 052	65 955	33 066	5 636	2 489
Lusitaniagás	33 090	39 682	14 470	22 440	26 409	12 125	2 193	927
Medigás	3 713	2 747	336	2 109	3 565	968	55	67
Paxgás	1 192	1 126	103	264	1 020	421	17	8
EDPgás SU	32 704	41 430	19 801	29 517	21 994	11 564	2 756	1 167
Setgás	26 691	22 820	3 232	6 546	21 937	7 823	524	247
Sonorgás	2 903	412	399	887	1 700	142	57	48
Tagusgás	7 025	4 072	1 232	4 342	4 485	1 359	188	101
Total BP<	206 061	234 974	84 246	140 971	158 709	73 214	12 797	5 720

6.5.2 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 6-95 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	29	8.976	237
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-96 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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 (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	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 6-97 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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)	
Diária		0	0	0	0
Curtas Utilizações		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	4	580	26	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-98 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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)	
Diária		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 6-99 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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)	
Diária		0	0	0	0
Curtas Utilizações		0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	13	4.322	97	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-100 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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)	
Diária	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 6-101 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaagás

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)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	253	80.242	4.208
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-102 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaagás

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)	
Diária	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 6-103 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	72	22.153	1.059
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-104 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

MEDIGÁS

Quadro 6-105 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	1	253	28
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-106 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	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 6-107 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	2	261	7
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-108 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	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 6-109 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				EDP GÁS SU
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	27	12.035	674
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-110 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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 SU
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	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 6-111 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	31	10.238	472
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-112 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	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 6-113 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10.000 - 100.000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-114 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	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 6-115 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10.000 - 100.000	13	3.675	188	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-116 - Quantidades para o ano gás 2017-2018 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Diária	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 horária por 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 2017-2018

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 RPGN, 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 2017-2018. 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	0,75

Esta proposta representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2016-2017 para a RNTGN e Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL. No caso da infraestrutura de

armazenamento subterrâneo de gás natural registou-se uma redução de 0,1 no fator de ajustamento aplicável ao ano gás 2017-2018, face ao registado no período homólogo 2016-2017.

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

Os operadores das redes de distribuição do Grupo Galp (Lisboagás, Setgás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás) propõem a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para as redes em MP e BP e para as UAG, aprovados pela ERSE para o ano gás 2016-2017.

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 2013 e 30 de junho de 2016 verifica-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (98,9%) das perdas e autoconsumos verificadas na RNTGN.

A proposta da REN Gasodutos corresponde à manutenção dos valores estabelecidos no ano 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, registou uma pequena redução. A justificação apresentada tem por base o histórico verificado nos últimos três anos-gás, concordando a ERSE 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, no entanto, 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 DA RPGN PARA O ANO GÁS 2017-2018

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2017-2018.

Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2017-2018

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2017-2018 (%)
RNTGN	0,10
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,75
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,00