

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2016-2017**

Junho 2016

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 2016-2017.....	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 2016-2017	16
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	19
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2016 E 2017	21
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS	33
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão	33
5.1.1	Caracterização da utilização das infraestruturas em alta pressão	33
5.1.1.1	Terminal de GNL	33
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo.....	36
5.1.1.3	Armazenamento Nacional de Gás Natural	37
5.1.1.4	Rede de transporte	38
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	49
5.2	Redes de distribuição	50
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária	50
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	52
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais	53
5.3	Comercialização de último recurso	54
5.4	Comercialização em regime de mercado.....	55
6	CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2016-2017	57
6.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	58
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	58
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	61
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	64
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	68
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	69
6.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	69
6.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	70
6.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	70

6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso.....	70
6.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	70
6.3.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	71
6.3.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	71
6.3.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	71
6.3.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M ³	72
6.4	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	72
6.4.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão.....	72
6.4.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	73
6.4.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP <.....	96
6.4.4	Tarifa Social de Acesso às redes.....	97
6.5	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais.....	98
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	98
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	99
7	PERÍODOS TARIFÁRIOS.....	107
8	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	109
8.1	Proposta da REN Gasodutos para os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT.....	109
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.....	110
8.3	Análise da ERSE às propostas.....	110
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas da RPGN para o ano gás 2016-2017.....	110

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 2016-2017 (perspetiva operadores de redes).....	9
Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2016-2017, na perspetiva das redes e dos comercializadores.....	10
Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2016-17 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 2016-17 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 2016-2017.....	20
Figura 4-1 - Energia regaseificada e injetada pelo Terminal de GNL na RNTGN) (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	21
Figura 4-2 - Capacidades Técnicas das cavernas em exploração pela REN Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	22
Figura 4-3 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	23
Figura 4-4 - 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).....	24
Figura 4-5 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões).....	25
Figura 4-6 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos.....	27
Figura 4-7 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN.....	27
Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2016 e 2017 das vendas totais de energia dos CUR.....	30
Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2016 e 2017 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	30
Figura 4-10 - Previsão da ERSE para 2016 e 2017 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m ³	31
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2012 a 2015.....	33
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2012 a 2015.....	34
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2012 a 2015....	34
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2012 a 2015.....	35
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2012 a 2015.....	35
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2012 a 2015.....	36
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2012 a 2015.....	37
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2012 a 2015.....	37
Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2015.....	38

Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2015	39
Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2012 a 2015	40
Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2012 a 2015	40
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2012 a 2015.....	41
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2012 a 2015.....	41
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2012 a 2015	42
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2012 a 2015	42
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2012 a 2015.....	43
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2012 a 2015.....	43
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2012 a 2015.....	44
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2012 a 2015.....	44
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2012 a 2015.....	45
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2012 a 2015.....	45
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2012 a 2015.....	46
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2012 a 2015.....	46
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2012 a 2015	47
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2012 a 2015	47
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2015, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	48
Figura 6-1 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada	59
Figura 6-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada.....	60
Figura 6-3 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada.....	62
Figura 6-4 - Produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	63
Figura 6-5 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da capacidade contratada	64
Figura 6-6 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	66

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2016-2017	16
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2016-2017	17
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2016-2017	18
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2016-2017	19
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos	26
Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos	26
Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	28
Quadro 4-4 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	28
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	29
Quadro 4-6 - Número de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	29
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	51
Quadro 5-2 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais (opção flexível)	51
Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2016-2017	55
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2016-2017	57
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2016-2017	57
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	61
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	64
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	67
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas)	67
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes)	68
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	68
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	68
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	69
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal)	69
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual)	69
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	70

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição	70
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	70
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m ³	71
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³	71
Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m ³	72
Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³	72
Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017	73
Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 (opção flexível mensal)	73
Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 (opção flexível anual)	73
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Beiragás	74
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Beiragás (opção flexível mensal)	74
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Beiragás (opção flexível anual)	74
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Beiragás	75
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Beiragás (opção flexível mensal)	75
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Beiragás (opção flexível anual)	75
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Dianagás	76
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Dianagás (opção flexível mensal)	76
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Dianagás (opção flexível anual)	76
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Dianagás	77
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Dianagás (opção flexível mensal)	77
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Dianagás (opção flexível anual)	77
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Duriensegás	78
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Duriensegás (opção flexível mensal)	78

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Duriensegás (opção flexível anual).....	78
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Duriensegás	79
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Duriensegás (opção flexível mensal)	79
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Duriensegás (opção flexível anual)	79
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Lisboagás.....	80
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Lisboagás (opção flexível mensal).....	80
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Lisboagás (opção flexível anual)	80
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Lisboagás	81
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Lisboagás (opção flexível mensal)	81
Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Lisboagás (opção flexível anual).....	81
Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Lusitaniagás	82
Quadro 6-48 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível mensal).....	82
Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível anual).....	82
Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Lusitaniagás	83
Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Lusitaniagás (opção flexível mensal)	83
Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Lusitaniagás (opção flexível anual)	83
Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Medigás.....	84
Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Medigás (opção flexível mensal)	84
Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Medigás (opção flexível anual)	84
Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Medigás	85
Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Medigás (opção flexível mensal).....	85
Quadro 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Medigás (opção flexível anual).....	85
Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Paxgás	86

Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Paxgás (opção flexível mensal).....	86
Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Paxgás (opção flexível anual).....	86
Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Paxgás.....	87
Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Paxgás (opção flexível mensal).....	87
Quadro 6-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Paxgás (opção flexível anual)	87
Quadro 6-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - EDP Gás Distribuição	88
Quadro 6-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - EDP Gás Distribuição (opção flexível mensal)	88
Quadro 6-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - EDP Gás Distribuição (opção flexível anual).....	88
Quadro 6-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - EDP Gás Distribuição.....	89
Quadro 6-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – EDP Gás Distribuição (opção flexível mensal)	89
Quadro 6-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – EDP Gás Distribuição (opção flexível anual).....	89
Quadro 6-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Setgás	90
Quadro 6-72 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Setgás (opção flexível mensal).....	90
Quadro 6-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Setgás (opção flexível anual).....	90
Quadro 6-74 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Setgás.....	91
Quadro 6-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Setgás (opção flexível mensal)	91
Quadro 6-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Setgás (opção flexível anual)	91
Quadro 6-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Sonorgás.....	92
Quadro 6-78 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Sonorgás (opção flexível mensal).....	92
Quadro 6-79 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Sonorgás (opção flexível anual)	92
Quadro 6-80 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Sonorgás	93

Quadro 6-81 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Sonorgás (opção flexível mensal)	93
Quadro 6-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Sonorgás (opção flexível anual)	93
Quadro 6-83 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Tagusgás	94
Quadro 6-84 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Tagusgás (opção flexível mensal)	94
Quadro 6-85 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Tagusgás (opção flexível anual)	94
Quadro 6-86 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Tagusgás	95
Quadro 6-87 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Tagusgás (opção flexível mensal)	95
Quadro 6-88 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Tagusgás (opção flexível anual)	95
Quadro 6-89 - Resumo das quantidades para o ano gás 2016-2017 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<	96
Quadro 6-90 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	96
Quadro 6-91 - Resumo das quantidades para o ano gás 2016-2017 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<	97
Quadro 6-92 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2016 - 2017 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	97
Quadro 6-93 - Resumo das quantidades para o ano gás 2016-2017 das Tarifas Transitórias em BP<	98
Quadro 6-94 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2016 - 2017 para as Tarifas Transitórias em BP<	98
Quadro 6-95 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás	99
Quadro 6-96 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás	99
Quadro 6-97 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás	100
Quadro 6-98 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás	100
Quadro 6-99 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás	100
Quadro 6-100 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás	101
Quadro 6-101 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaagás	101
Quadro 6-102 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaagás	101
Quadro 6-103 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás	102

Quadro 6-104 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás	102
Quadro 6-105 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás	102
Quadro 6-106 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás.....	103
Quadro 6-107 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás.....	103
Quadro 6-108 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás	103
Quadro 6-109 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU.....	104
Quadro 6-110 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU	104
Quadro 6-111 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	104
Quadro 6-112 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás	105
Quadro 6-113 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	105
Quadro 6-114 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás.....	105
Quadro 6-115 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás.....	106
Quadro 6-116 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás.....	106
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2016-2017	107
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos propostos pela REN Gasodutos	109
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2016-2017	111

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.

A Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, determina que o período para aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais se prolonga até 31 de dezembro de 2017. Desta forma a ERSE continua a publicar as tarifas transitórias em Média Pressão e Baixa Pressão.

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 2016 - 2017, 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 2016 - 2017 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 2016 - 2017 e Parâmetros para o período de regulação 2016 - 2019".

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

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás natural: os centros 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.

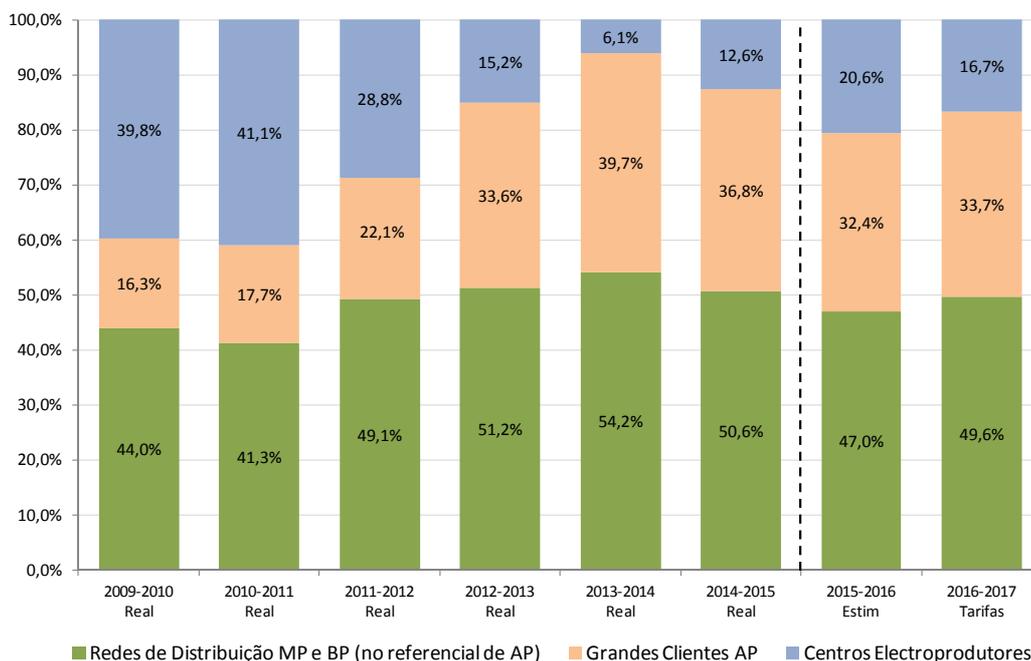
Nos anos de 2013 e 2014, o consumo de gás natural dos centros electroprodutores ligados à rede de transporte em alta pressão foi da ordem de 3 TWh, que são os valores mínimos registados desde 2008, o que representou apenas cerca de 6% do peso deste segmento de consumidores no total do consumo de gás natural no ano gás 2013-2014. No ano gás 2014-2015, o peso dos centros electroprodutores no consumo nacional voltou a crescer, ficando acima de 12%, em virtude do aumento do consumo destas instalações ocorrido em 2015.

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 entre 30% e 40% do consumo nacional.

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 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.

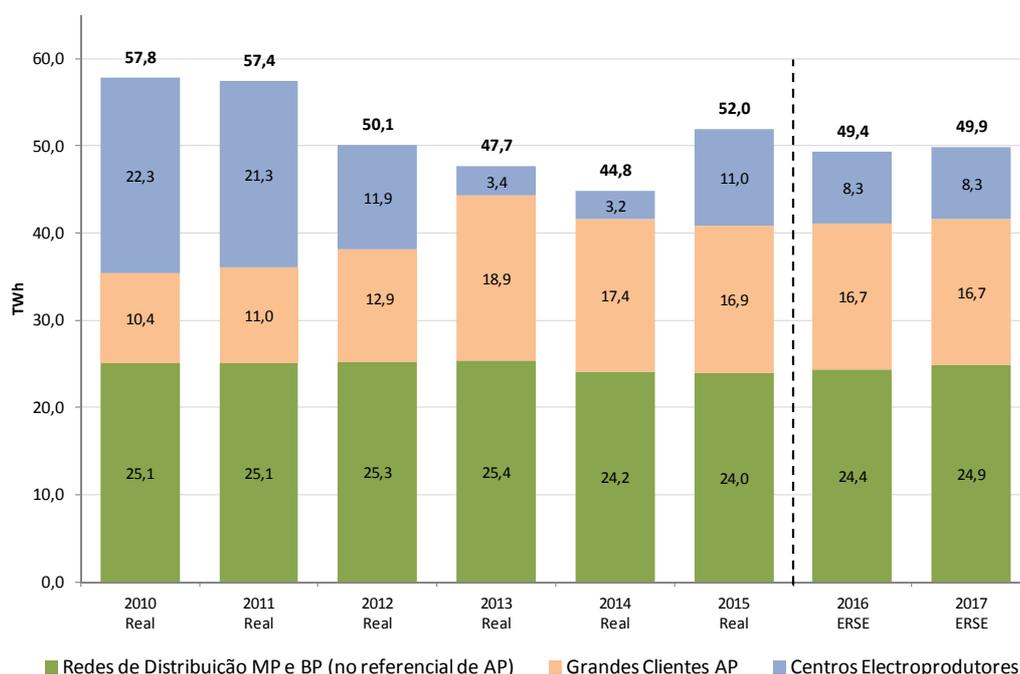
Refira-se, em particular, a produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado, e portanto o respetivo consumo de gás natural, que, com o atual *mix* de capacidade electroprodutora instalada, é fortemente influenciada pela produção em regime especial, designadamente a de origem renovável, e pela produção das grandes centrais hídricas, dependente da hidraulicidade.

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 2016 e 2017 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 16%, justificado pelo crescimento do consumo dos ciclos combinados de 3 TWh para 11 TWh.

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 no 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.

Por outro lado, importa analisar os dados reais mais recentes para o ano de 2016. Na presente data observa-se uma redução de cerca de 7% face ao período homólogo de 2015, evolução que está essencialmente a ser determinada por alterações nos consumos dos grandes clientes AP e dos consumos

abastecidos pela rede de distribuição, o poderá perfilar uma nova alteração do estrutura do consumo em Portugal.

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 2016 e 2017, 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, recentemente comunicado pela REN Trading à ERSE, que vigorará em 2016 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 2017;
- A neutralização no *mix* de produção elétrica dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade reduzidos que se registaram em 2015, por consideração de anos hidrológicos e eólicos médios;
- 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 2016 e que assumiu manter-se em 2017.

Com estes pressupostos, o consumo dos centros electroprodutores perspetivado pela ERSE para o ano gás 2016-2017 é de 8,3 TWh. Este cenário corresponde a um fator de utilização da capacidade total instalada das centrais de ciclo combinado a rondar os 10%, com a central da Turbogás a situar-se nos 25%, 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 7%. Refira-se ainda que, de um modo geral, estas previsões da ERSE para o consumo dos centros electroprodutores estão em linha com as previsões efetuadas pela REN.

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 2014-2015, 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 3 exercícios tarifários. Não obstante, a ERSE assumiu como valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano gás 2014-2015, os valores obtidos com os dados provenientes do operador da rede de transporte e do operador do Terminal de GNL acima referidos, num total de 24,1 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 inferiores à previsão do operador da rede de transporte para o ano 2016, com uma diferença de -0,6TWh, estando alinhados em 2017. 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 ligação de novos clientes ou alterações de consumos de clientes existentes. Em 2016, os operadores da rede de distribuição preveem um total de entregas a clientes na ordem de 24,3 TWh, cerca de 0,7% acima da sua melhor estimativa para 2015 (24,1 TWh), seguido de um crescimento de 2,3% para 2017, atingindo 24,9 TWh.

Após ponderação, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2016-2017, exceto no caso da Sonorgás. Esta empresa considera nas suas previsões um aumento na energia saída das redes de distribuição e pontos de entrega, que incorpora o abastecimento a novos polos de consumo, relativos a licenças de distribuição de gás natural em novas zonas geográficas, que a empresa considera iniciar-se em 2016 e que terá um crescimento acentuado no ano de 2017. Destas novas licenças importa distinguir, na presente data, as respeitantes a 18 polos de consumo já concessionados à Sonorgás, das respeitantes a 8 polos de consumo, cujos concursos públicos ainda não foram concluídos.

No cálculo de proveitos e tarifas para o ano gás 2016-2017, a ERSE considerou na globalidade o consumo e pontos de entrega referentes aos polos existentes operados pela Sonorgás, tendo em conta a evolução proposta pela empresa para os mesmos. No entanto, dada a incerteza sobre a concretização das redes de distribuição que abastecem os novos polos de consumo durante o período de aplicação das tarifas em

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.

questão, a ERSE assumiu que o início do consumo dos 18 novos polos já concessionados ocorrerá no segundo semestre de 2017, o que implica que no horizonte do ano gás 2016-2017 apenas serão consideradas as previsões associadas aos polos existentes.

Adicionalmente, para o ano civil 2017 e seguintes, a ERSE considerou, além da evolução proposta pela empresa para os polos existentes, uma evolução do consumo e dos pontos de entrega dos 18 novos polos, que resultou de uma avaliação dos dados atualmente à sua disposição.

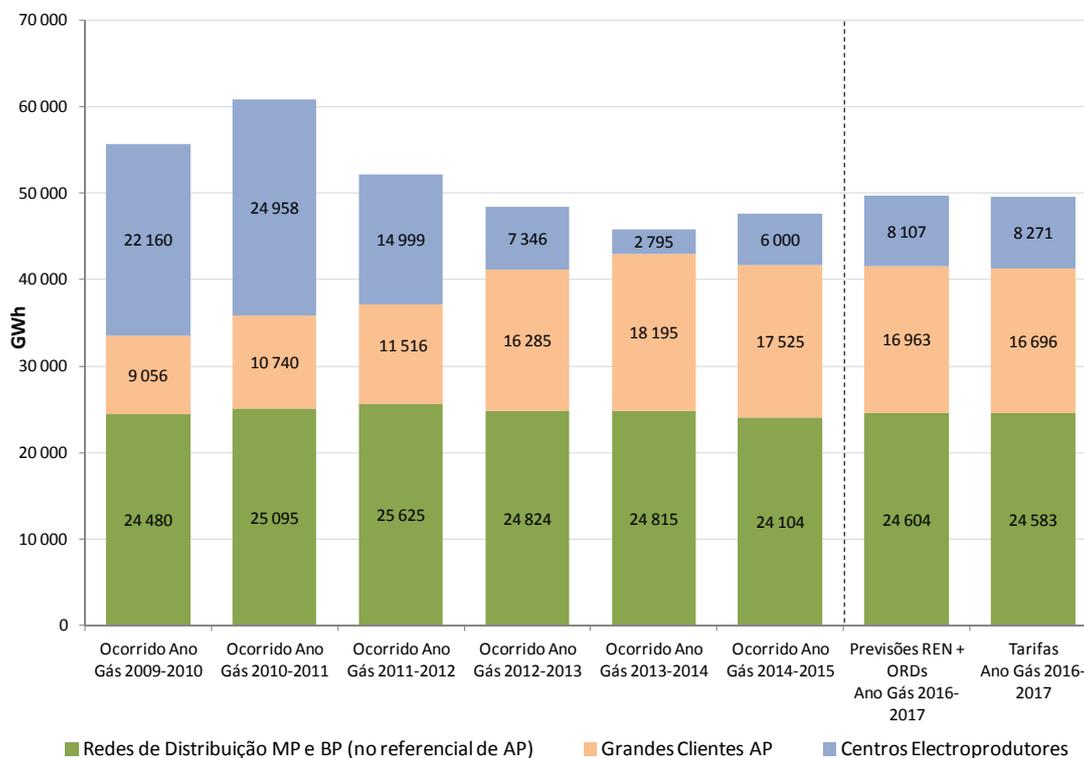
Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição adotado pela ERSE apresenta um acréscimo de cerca de 2% em dois anos gás, passando de 24,1 TWh em 2014-2015 para 24,5 TWh em 2016-2017.

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 2016 e 2017 deverão manter-se no nível previsto pela REN para o ano 2015, o qual incorpora os dados reais mais recentes deste segmento. Com este pressuposto, no ano gás 2016-2017 o consumo dos grandes consumidores será de 16,7 TWh.

A Figura 2-3 explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2016-2017, 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 2016-2017 (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.

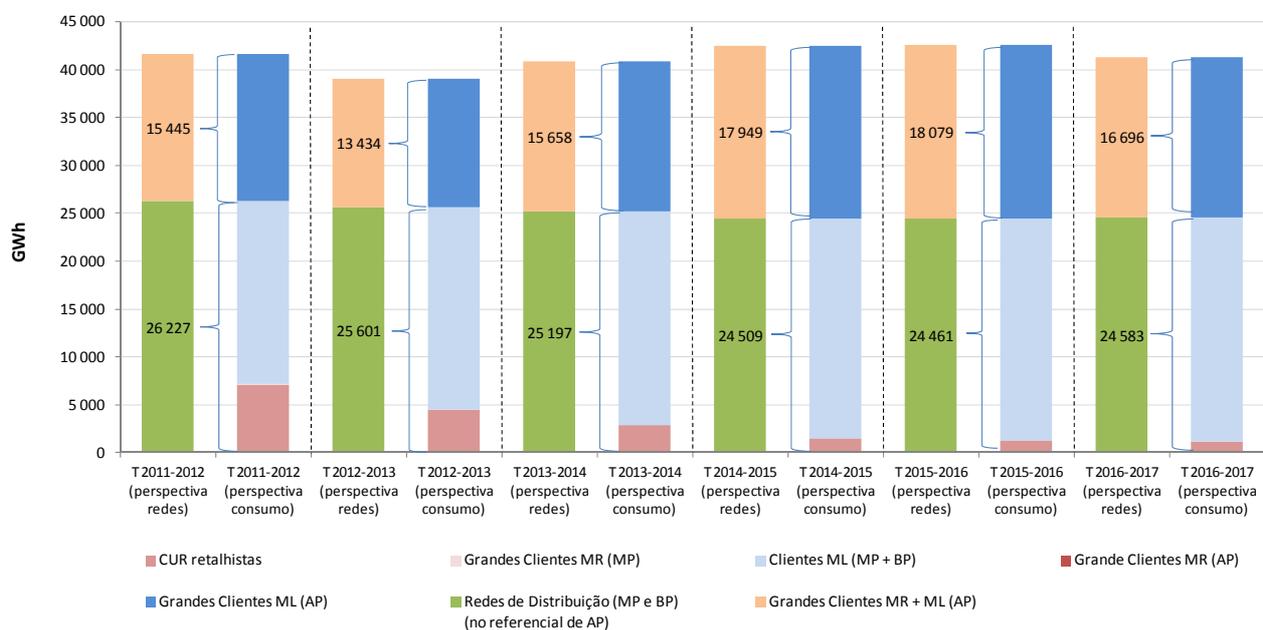
No quadro atual, os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ encontram-se num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. De acordo com o definido pela Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, na redação dada pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, este segmento de consumidores poderá ser fornecido pelos comercializadores de último recurso até 31 de dezembro de 2017. Os dados reais mais recentes para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de cerca de 98% do consumo. Face a estes dados e por uma questão de prudência, a ERSE procurou refletir a realidade atual do mercado nas suas previsões.

No que diz respeito aos clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m³, a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, fixou como data limite para o fornecimento de gás natural pelos comercializadores de último recurso aos clientes deste segmento, que não exerçam o direito de mudança de comercializador, o dia 31 de dezembro de 2017. Os dados reais mais recentes para o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de cerca de 66% para o consumo. Neste contexto, a ERSE assumiu previsões para este segmento de consumo que procuram

refletir a realidade atual do mercado, bem como o horizonte definido na legislação para a obrigatoriedade do fornecimento pelos CURR.

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 2016-2017, na perspetiva das redes e dos comercializadores



3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2016-2017

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 2016-2017, 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 2016-2017.

3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNGN

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

- No mês de março de 2016 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 2016 a 30 de setembro de 2017. Do resultado deste leilão verifica-se uma redução da contratação do produto de capacidade anual em relação ao mesmo produto de 1 de outubro de 2015 até 30 de setembro de 2016 (102 190 MWh/dia face a 106 269 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 30% e 70%, respetivamente, à semelhança do considerado nas tarifas do ano gás 2015-2016.
- O abastecimento dos consumos de gás natural em Portugal continental para o ano gás 2016-2017 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 aditamento ao mesmo a vigorar em 2016, implica uma utilização desta central em linha com o previsto pela REN para os anos de 2016 e 2017;
- A neutralização no mix de produção elétrica previsto para 2016 e 2017 dos efeitos de hidraulicidade e eolicidade reduzidos que se registaram em 2015, conjuntamente com um ligeiro acréscimo da previsão do consumo de energia elétrica nesses anos;
- Manutenção em 2016 e 2017 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 2016-2017 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 2016-2017 apresenta um aumento de 1,6% em relação à sua previsão de consumo para o ano gás 2015-2016. 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 2015 e as previsões do ORT para o 1.º semestre de 2016.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Foram consideradas as quantidades físicas de gás natural enviadas pelo Operador da Rede de Transporte, para o ano gás 2014-2015. 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 2016-2017 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 2,0% face ao ano gás 2014-2015.
- Para a Sonorgás foram assumidas as previsões da empresa para a evolução do consumo e pontos de entrega referentes aos polos atualmente existentes. Dada a incerteza sobre a concretização das redes de distribuição que abastecem os novos polos de consumo durante o período de aplicação das tarifas para o ano gás 2016-2017, a ERSE assumiu que o início do consumo dos 18 novos polos já atribuídos à Sonorgás ocorrerá no segundo semestre de 2017. Para evolução do consumo e pontos de entrega destes 18 novos polos, a ERSE ponderou, além da evolução proposta pela empresa nos dados enviados para efeitos tarifários, a avaliação de todos os dados atualmente à sua disposição.

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 2015 e para os anos civis de 2016 e 2017, foram consideradas as previsões de cada comercializador de último recurso.

- Na previsão de quantidades de energia de BP< de cada comercializador de último recurso foram utilizadas as informações de quotas de energia do final do 2.º semestre de 2015 disponibilizadas através da plataforma de *switching* de GN (ponto de partida) e as previsões da ERSE para o período de 2016 e 2017, assumindo-se uma taxa de variação igual para todos os comercializadores.
- Na previsão do número de clientes de BP< de cada comercializador de último recurso foram utilizados os consumos médios reais do 1.º semestre de 2015, para determinação do número de clientes do 1.º semestre de 2016 e 1.º semestre de 2017. No cálculo do número de clientes no 2.º semestre de 2015, 2.º semestre de 2016 e 2.º semestre de 2017 foi aplicado aos consumos médios reais do 1.º semestre de 2015 um fator constante, por forma a corrigir o efeito da sazonalidade dos consumos médios entre o 1.º semestre e o 2.º semestre de cada ano.

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 2016-2017 a quota de mercado prevista para clientes ligados em média pressão é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2016-2017 a quota de mercado prevista para clientes ligados em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 10 000 m³ é em média de 94% (energia) e de 89% (número de clientes).
- No ano gás 2016-2017 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 75% (energia) e de 77% (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 2016-2017

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 2016-17 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³

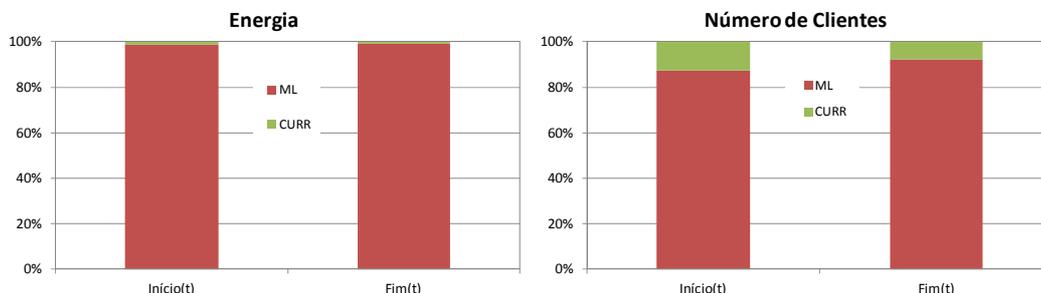
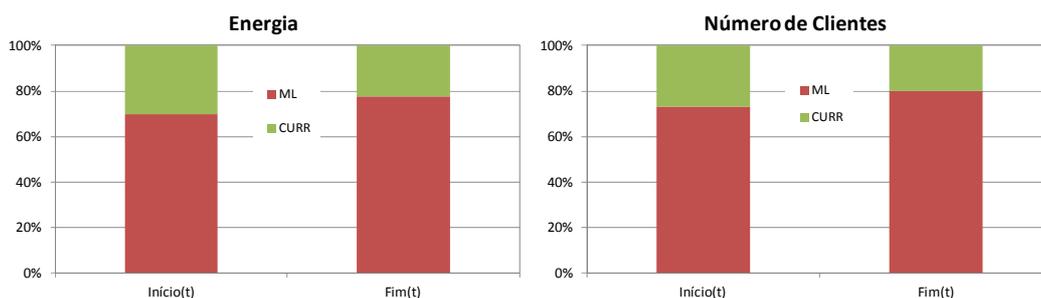


Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2016-17 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³



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 2016-2017

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 2016-2017. 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 2016-2017

RNTGN	Balanço comercial de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Gasodutos	34 662
	1.1 Campo Maior	34 662
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	15 706
	2.1 Injeções RNT	14 230
	2.2 Camião cisterna	1 476
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	845
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	51 213
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	49 737
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	845
	8 Centros electroprodutores	8 271
	9 Clientes industriais em AP	16 696
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 875
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	49 687
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	50
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	48 842

RNDGN		Balço comercial de gás natural na RNDGN Unidades: GWh	
Entradas na RNDGN			
15=10	15 Redes interligadas		23 875
	16 Redes abastecidas por UAG		708
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN		24 583
Saídas da RNDGN			
	18 Clientes em MP		16 963
	19 Clientes em BP		7 577
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN		43
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)		24 583
Saídas da RNDGN			
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN		24 540
	22.1 Beiragás		939
	22.2 Dianagás		87
	22.3 Sonorgás		111
	22.4 Duriensegás		209
	22.5 Lisboaagás		4 710
	22.6 Lusitaniagás		8 241
	22.7 Medigás		99
	22.8 Paxgás		17
	22.9 Portgás		7 067
	22.10 Setgás		1 895
	22.11 Tagusgás		1 165

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 - Balço do número de clientes no SNGN para 2016-2017

Número de clientes	Unidades: n. clientes			
	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	0	0	20	20
Centros electroprodutores			4	4
Clientes Industriais			16	16
Clientes nas redes de distribuição	0	329 902	1 085 485	1 415 387
Beiragás	0	14 294	36 925	51 219
Dianagás	0	2 478	4 865	7 343
Sonorgás	0	2 407	14 319	16 726
Duriensegás	0	8 548	19 395	27 944
Lisboaagás	0	141 770	385 244	527 014
Lusitaniagás	0	53 598	163 911	217 509
Medigás	0	5 874	14 555	20 429
Paxgás	0	2 048	3 832	5 880
Portgás/EDPgás	0	50 169	292 101	342 270
Setgás	0	40 609	122 845	163 455
Tagusgás	0	8 106	27 495	35 601
Total de consumidores de GN	0	329 902	1 085 505	1 415 407

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 2016-2017

Unidades: GWh

Balanço comercial de energia	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	24 967	24 967
Centros electroprodutores			8 271	8 271
Clientes Industriais			16 696	16 696
Cientes nas redes de distribuição	0	1 199	23 341	24 540
Beiragás	0	64	875	939
Dianagás	0	8	79	87
Sonorgás	0	7	104	111
Duriensegás	0	34	175	209
Lisboagás	0	512	4 197	4 710
Lusitaniagás	0	208	8 033	8 241
Medigás	0	15	84	99
Paxgás	0	6	11	17
Portgás/EDPgás	0	201	6 867	7 067
Setgás	0	111	1 784	1 895
Tagusgás	0	34	1 130	1 165
Total de consumidores de GN	0	1 199	48 308	49 507

Nas previsões do Balanço de Energia para 2016-2017 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 97% do consumo nacional estará no mercado livre.

Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2016-2017

Estrutura de mercado		
Consumo		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	99%	1%
RNT	100%	0%
RND	99%	1%
Cientes BP < 10 000 m3	74%	26%
Total	97%	3%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado		
Número de clientes		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	90%	10%
RNT	100%	0%
RND	90%	10%
Cientes BP < 10 000 m3	77%	23%
Total	77%	23%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado			
Consumo			GWh
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	8 271	0	8 271
Cientes > 10 000 m3	37 138	206	37 345
RNT	16 696	0	16 696
RND	20 442	206	20 649
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	2 899	993	3 891
Total clientes	40 037	1 199	41 236
Total (inc. centros electroprodutores)	48 308	1 199	49 507

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			
Número de clientes			
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	4	0	4
Cientes > 10 000 m3	4 154	460	4 614
RNT	16	0	16
RND	4 138	460	4 598
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	1 081 347	329 442	1 410 789
Total clientes	1 085 501	329 902	1 415 403
Total (inc. centros electroprodutores)	1 085 505	329 902	1 415 407

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

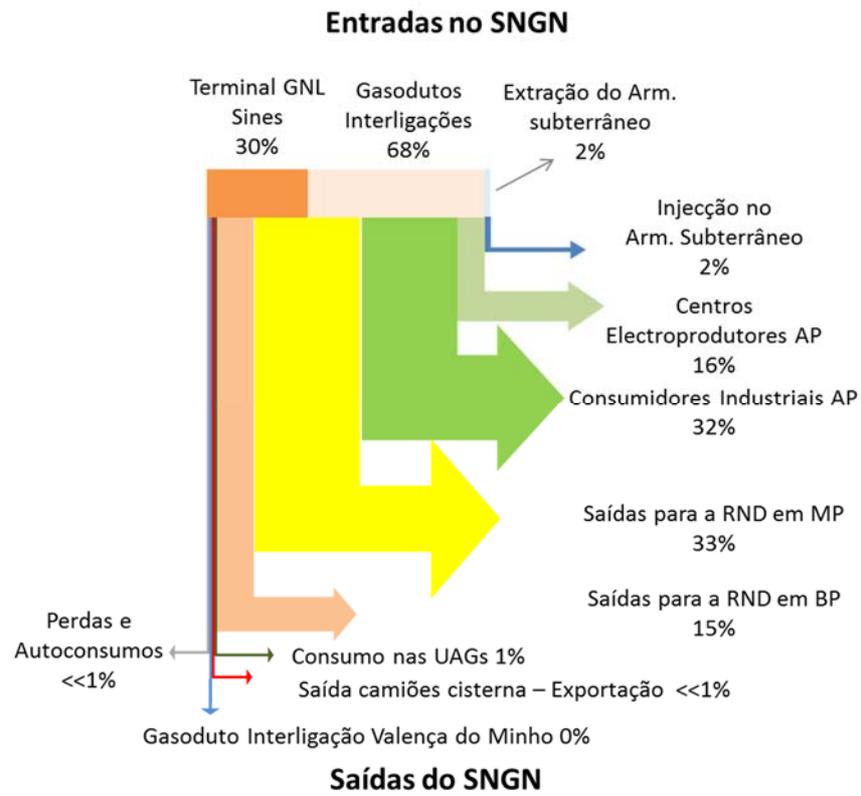
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

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 2016-2017

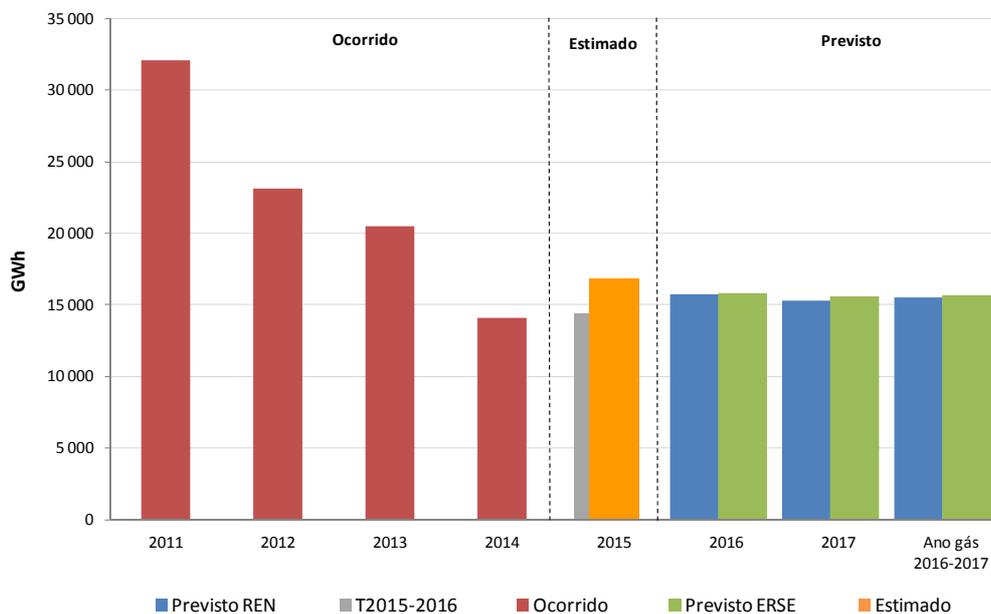


4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2016 E 2017

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 2011, bem como os valores previstos para os anos 2016 e 2017 e para o ano gás 2016-2017. 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 da previsão de consumo e da repartição das entradas no SNGN entre gasodutos e Terminal de GNL, serem idênticas no cenário da ERSE e da REN. A respeito deste último aspeto, a ERSE teve em conta no seu cenário de procura 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 e injetada pelo Terminal de GNL na RNTGN)
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)**



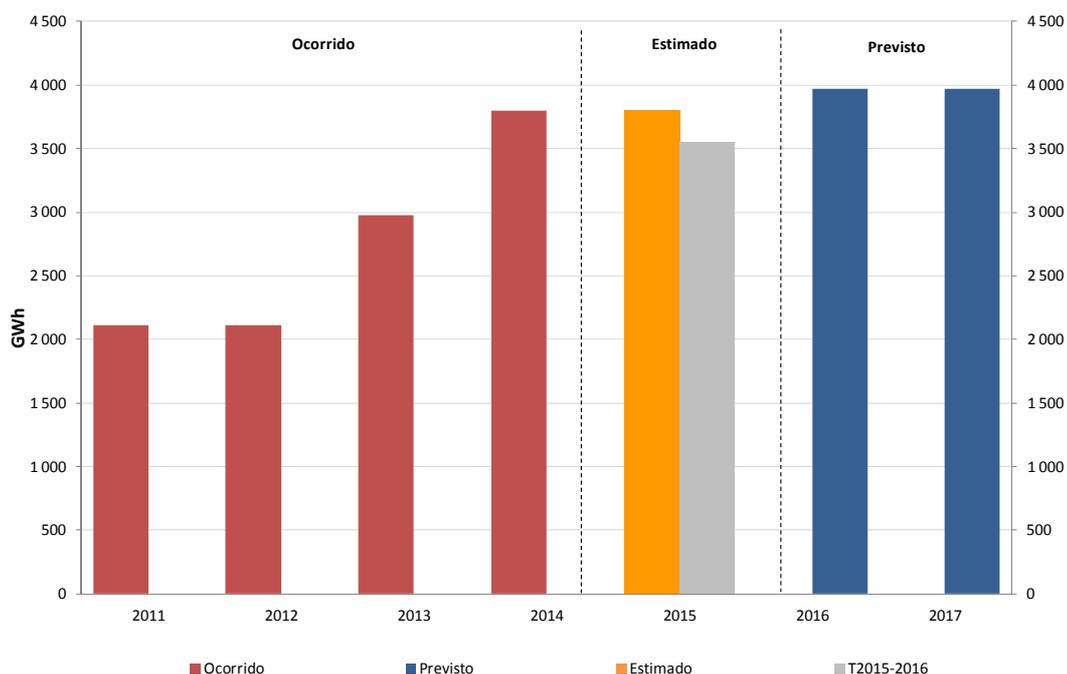
² Leilões de capacidade para o período de 1 de outubro 2016 a 30 de setembro 2017, realizados na plataforma PRISMA.

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

No período regulatório que se iniciou no ano gás 2013-2014, a metodologia de regulação da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural foi alterada para uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos de exploração, com parcelas fixa e variável. Os indutores de custo escolhidos foram a capacidade de armazenamento, para o operador Transgás Armazenagem, e a capacidade de armazenamento e a energia extraída e injetada, para o operador REN Armazenagem.

A evolução anual da capacidade técnica do armazenamento das cavernas atualmente operadas pela REN Armazenagem é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2011 a 2014, a melhor estimativa para 2015 e os valores previstos pela empresa para 2016 e 2017. Os acréscimos que se observam na capacidade técnica nos anos de 2013 e 2014 correspondem à entrada em exploração das cavernas REN-C6 e TGC-2, respetivamente.

Figura 4-2 - Capacidades Técnicas das cavernas em exploração pela REN Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)

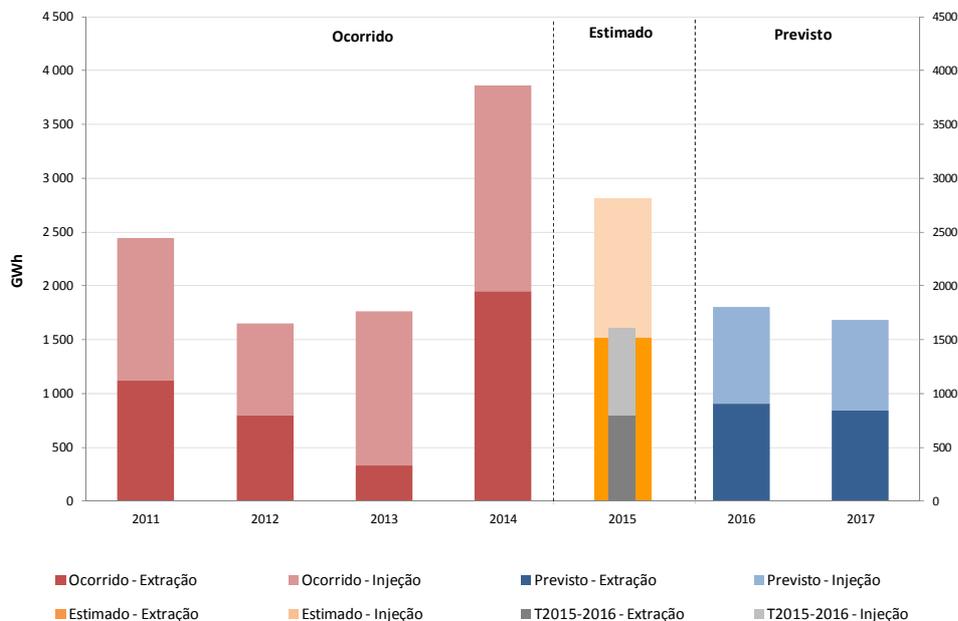


Nota: Os valores de capacidade das cavernas TGC 1 e TGC 2 considerados nesta figura são os indicados nas contas reguladas da Transgás Armazenagem até 2015. De 2016 em diante considerou-se para estas duas cavernas a capacidade indicada pela REN Armazenagem.

A evolução anual da energia injetada e extraída no Armazenamento Subterrâneo (referencial de faturação) é apresentada na Figura 4-3, incluindo os valores reais de 2011 a 2014, a melhor estimativa para 2015 e

os valores previstos pela empresa para 2016 e 2017, os quais foram assumidos pela ERSE na definição dos proveitos permitidos.

Figura 4-3 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)



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

Entretanto, em 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. Além desta alteração, para o período regulatório que se inicia em 2016-2017, os indutores de custo para a parcela variável do *price cap* aplicado aos custos de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural foram revistos, mantendo-se a energia injetada e extraída como indutor, mas tendo sido abandonada a capacidade de armazenamento.

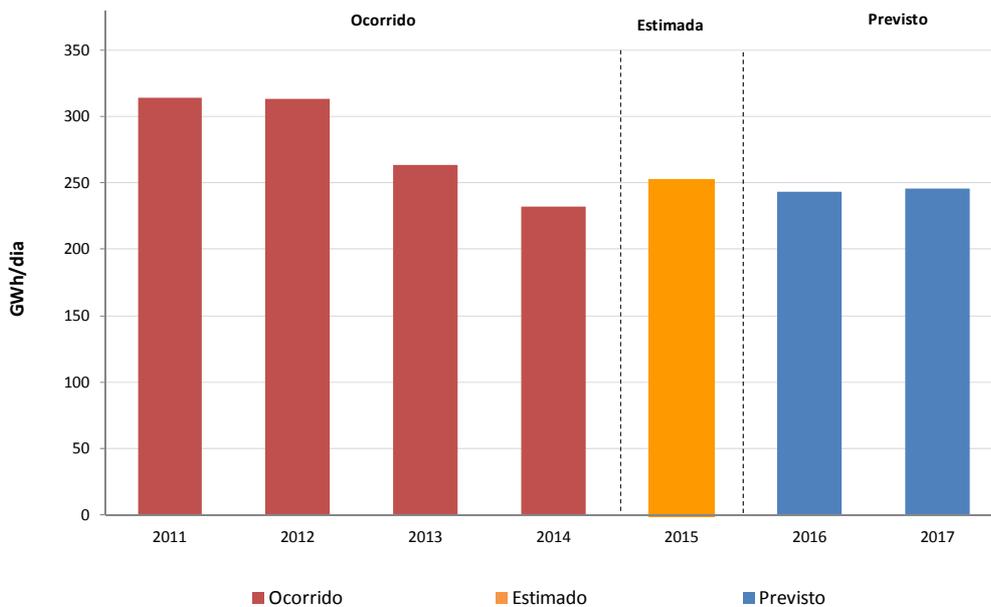
QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

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 no ano em causa. Em termos físicos, este indutor corresponde ao máximo de utilização

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

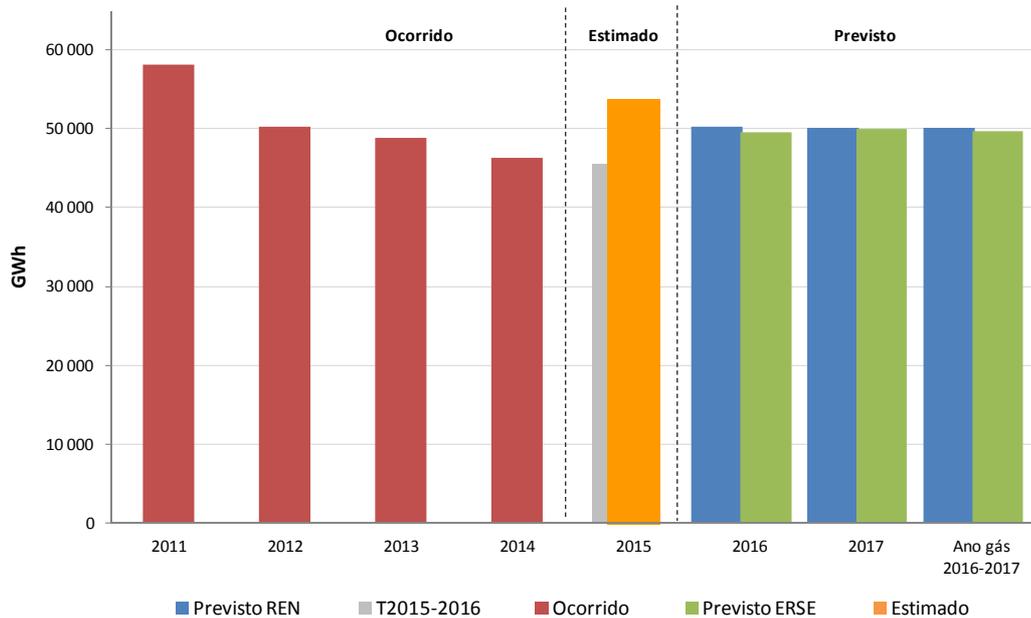
diária, não simultânea, da RNTGN. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2011 e 2014, a melhor estimativa para 2015 e as previsões da REN para 2016 e 2017, as quais foram consideradas para efeitos de definição de proveitos permitidos.

Figura 4-4 - 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 4-5 é apresentada a evolução desta variável desde o ano 2011, bem como os valores previstos para os anos 2016 e 2017 e para o ano gás 2016-2017. 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.

Figura 4-5 - 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 2016 e 2017 são apresentadas nos quadros seguintes.

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

	Unidades: GWh	
	2016	2017
Beiragás	936	942
Dianagás	82	92
Sonorgás	109	117
Duriensegás	208	210
Lisboagás	4 685	4 732
Lusitaniagás	8 185	8 294
Medigás	99	99
Paxgás	17	17
Portgás	6 997	7 253
Setgás	1 891	1 899
Tagusgás	1 135	1 192
Total	24 345	24 847

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

	Unidade: Pontos de entrega	
	2016	2017
Beiragás	50 974	51 358
Dianagás	9 316	9 405
Sonorgás	16 271	17 532
Duriensegás	28 967	28 969
Lisboagás	525 853	528 641
Lusitaniagás	215 678	219 584
Medigás	20 412	20 450
Paxgás	5 895	5 862
Portgás	334 642	348 727
Setgás	162 594	164 133
Tagusgás	35 145	36 067
Total	1 405 745	1 430 725

Na Figura 4-6 e na Figura 4-7 comparam-se as previsões para 2016 e 2017 com os valores ocorridos, que serviram de base à definição dos valores unitários dos custos de exploração dos operadores das redes de distribuição.

Figura 4-6 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos

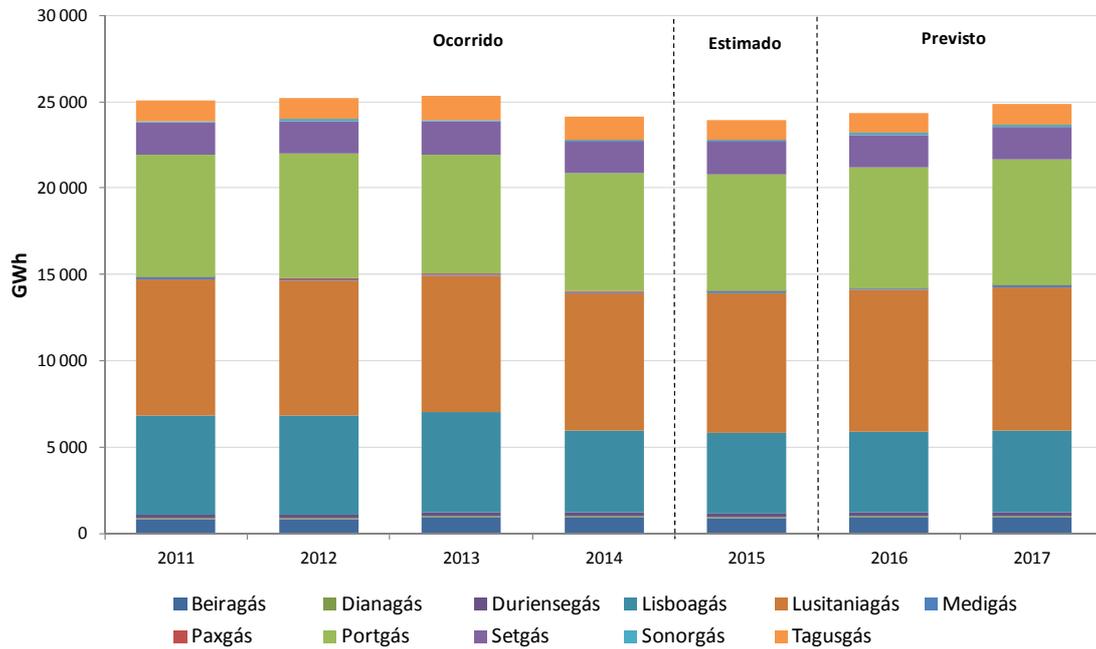
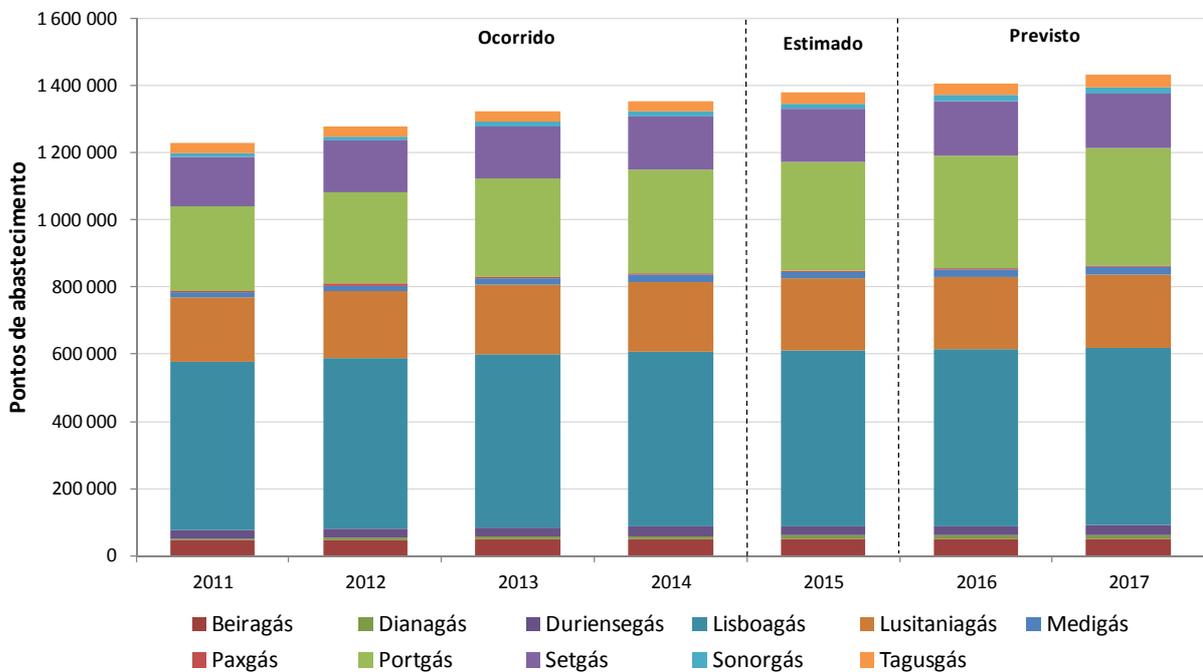


Figura 4-7 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN



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	
	2016	2017
CURR Total	1 443	1 043
CURR < 10000	1 160	870
CURR > 10000	283	172

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

	Unidade: N.º médio de clientes	
	2016	2017
CURR Total	387 012	295 720
CURR < 10000	386 406	295 368
CURR > 10000	605	352

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					
	2016		2016	2017		2017
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	51	30	81	39	18	56
Dianagás	8	1	10	6	1	7
Sonorgás	7	1	9	5	0	5
Duriensegás	34	7	41	25	5	30
Lisboagás	503	96	599	378	70	448
Lusitaniagás	184	60	244	138	45	183
Medigás	15	3	18	11	1	12
Paxgás	5	1	6	4	1	5
EDP Gás	219	47	266	164	7	171
Setgás	105	22	127	79	19	98
Tagusgás	29	14	42	21	6	27
Total	1 160	283	1 443	870	172	1 043

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

	Unidade: N.º médio clientes					
	2016		2016	2017		2017
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	14 081	58	14 139	10 764	54	10 818
Dianagás	3 084	7	3 091	2 358	6	2 364
Sonorgás	2 970	3	2 974	2 271	0	2 271
Duriensegás	8 246	15	8 261	6 303	15	6 318
Lisboagás	170 366	258	170 625	130 228	160	130 388
Lusitaniagás	57 171	91	57 262	43 701	58	43 759
Medigás	9 380	4	9 384	7 170	4	7 174
Paxgás	2 503	3	2 506	1 913	3	1 916
EDP Gás	59 927	92	60 019	45 808	11	45 820
Setgás	49 072	50	49 122	37 511	29	37 540
Tagusgás	9 604	25	9 629	7 341	13	7 354
Total	386 406	605	387 012	295 368	352	295 720

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 4-8 - Previsão da ERSE para 2016 e 2017 das vendas totais de energia dos CUR

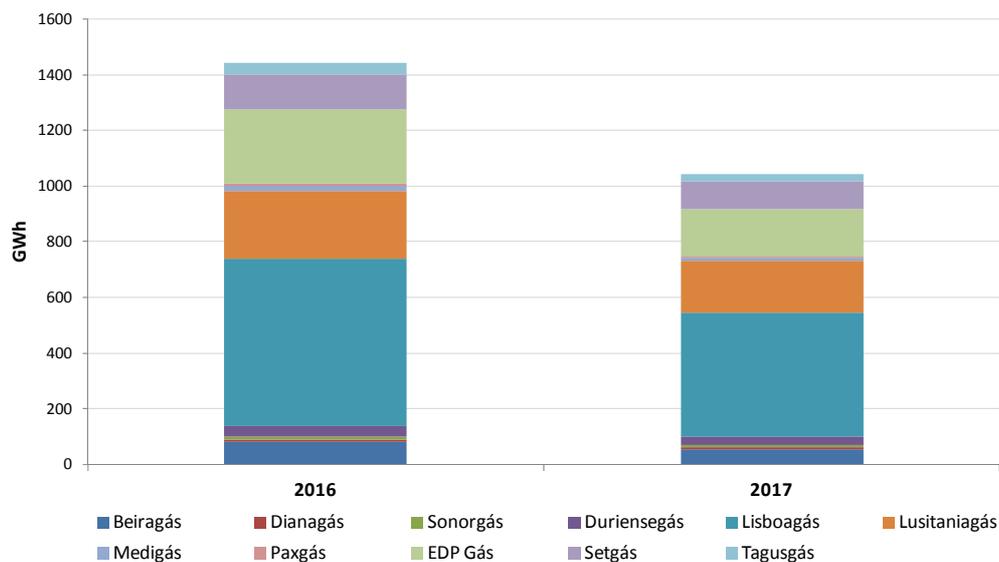


Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2016 e 2017 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³

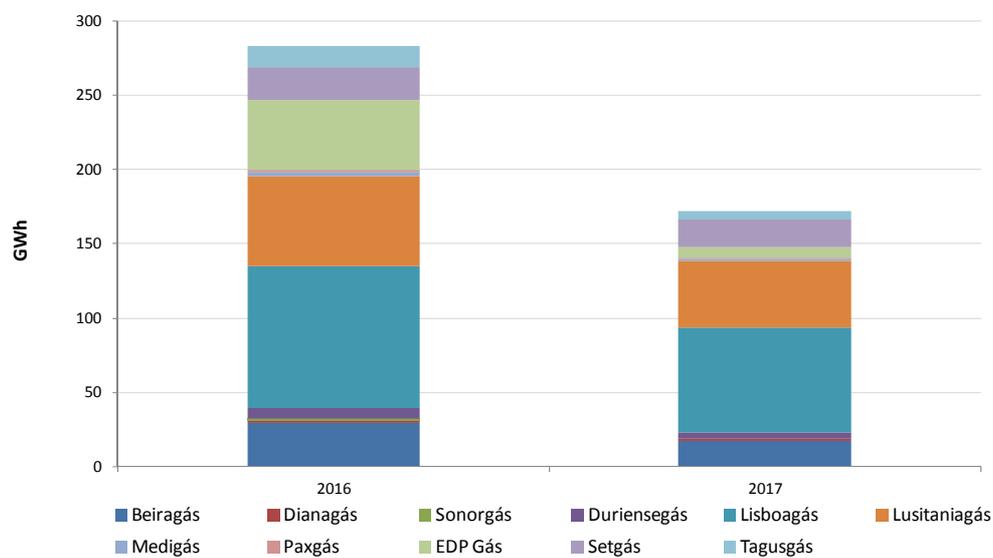
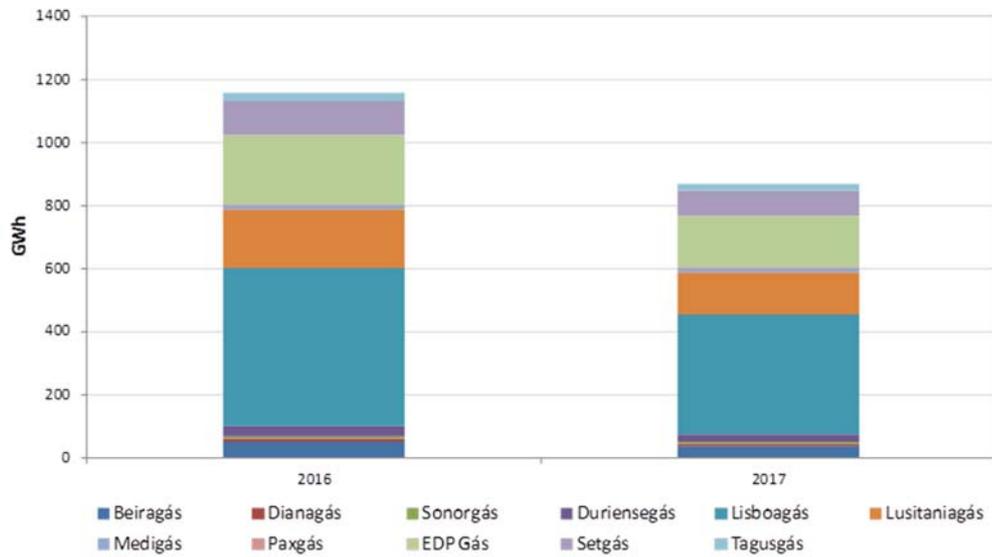


Figura 4-10 - Previsão da ERSE para 2016 e 2017 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m³



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 2012 a 2015. 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 2012 a 2015

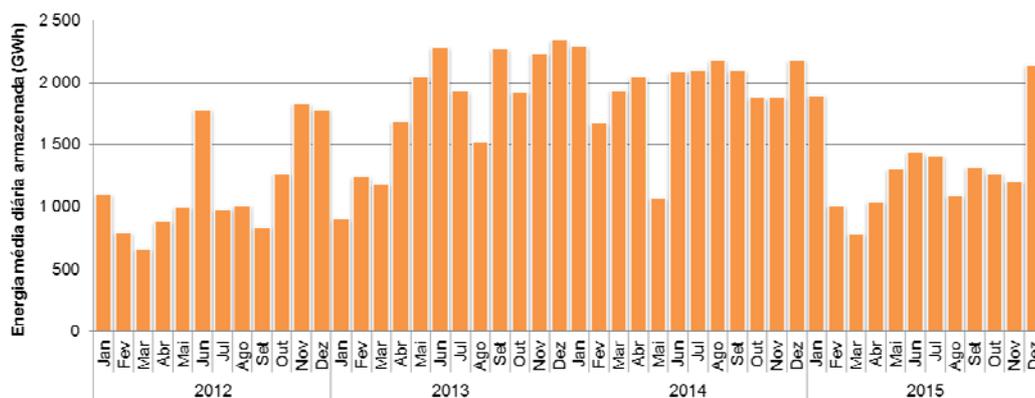
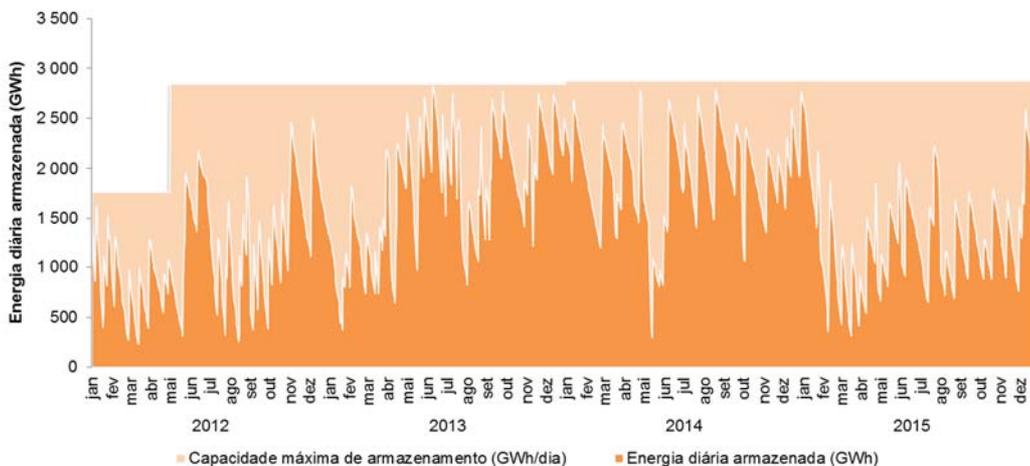


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2012 a 2015



O aumento da capacidade máxima de armazenamento do terminal de GNL de Sines no ano de 2012 resulta dos investimentos efetuados associados à construção de um novo tanque de armazenagem.

O valor máximo de energia armazenada durante 2015 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil dos tanques de GNL no mês de dezembro, cerca de 2 687 GWh.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2015 é equivalente a aproximadamente 12 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 2012 a 2015.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2012 a 2015

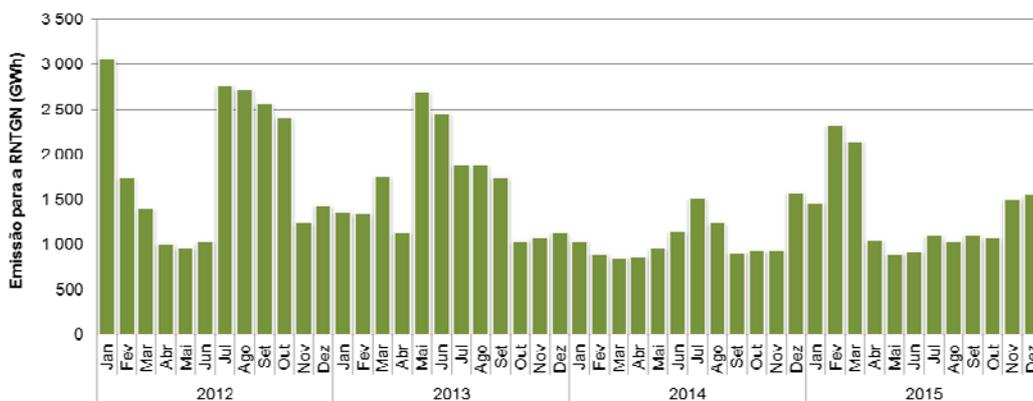
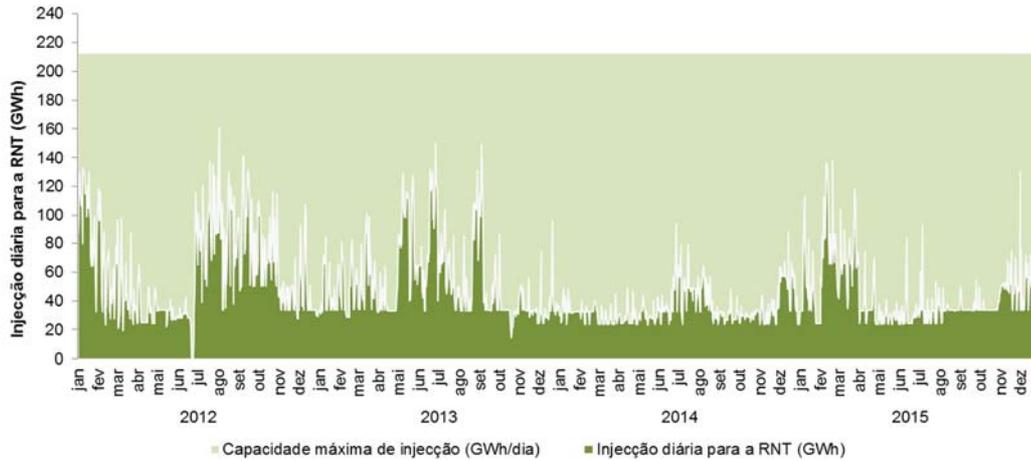


Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2012 a 2015



A emissão de gás natural para a RNTGN em 2015 correspondeu a uma modulação de cerca de 180 dias e a uma utilização de 49%.

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 2012 a 2015.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2012 a 2015

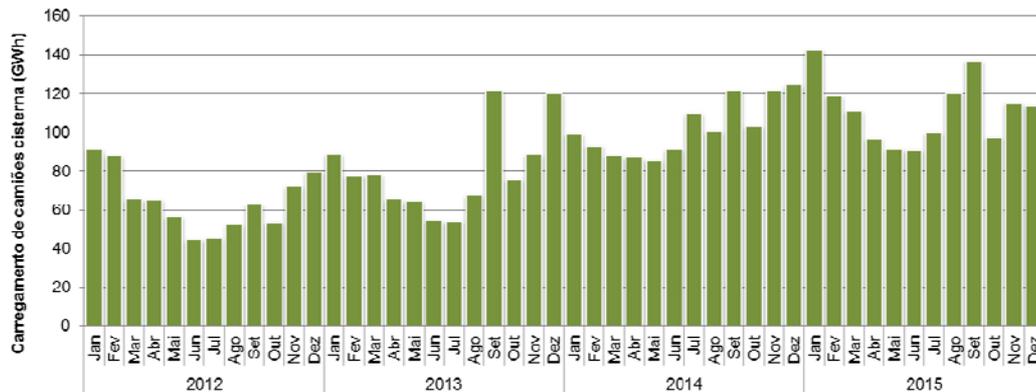
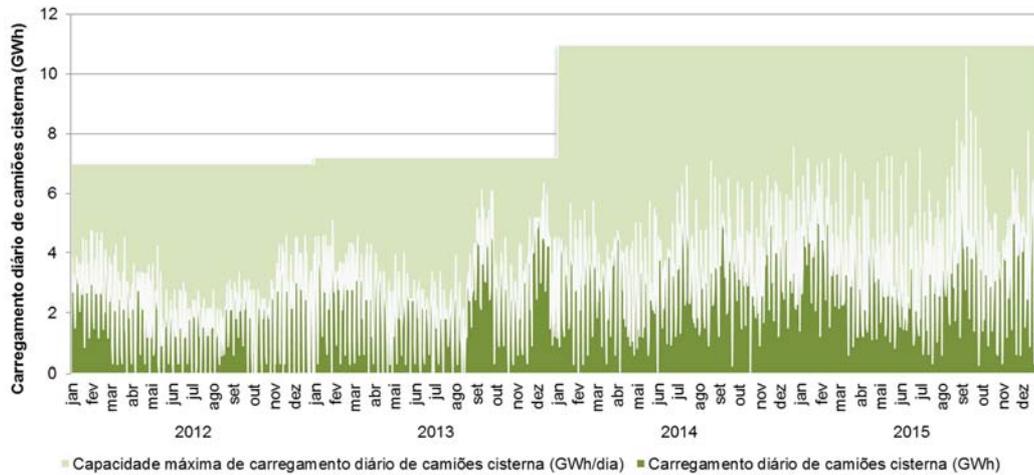


Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2012 a 2015



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 2015, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna corresponde a uma modulação de cerca de 126 dias e a uma utilização de 35%.

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 2012 a 2015.

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 2015 oscilou entre os 8 e os 16 dias de consumo médio nacional diário.

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2012 a 2015

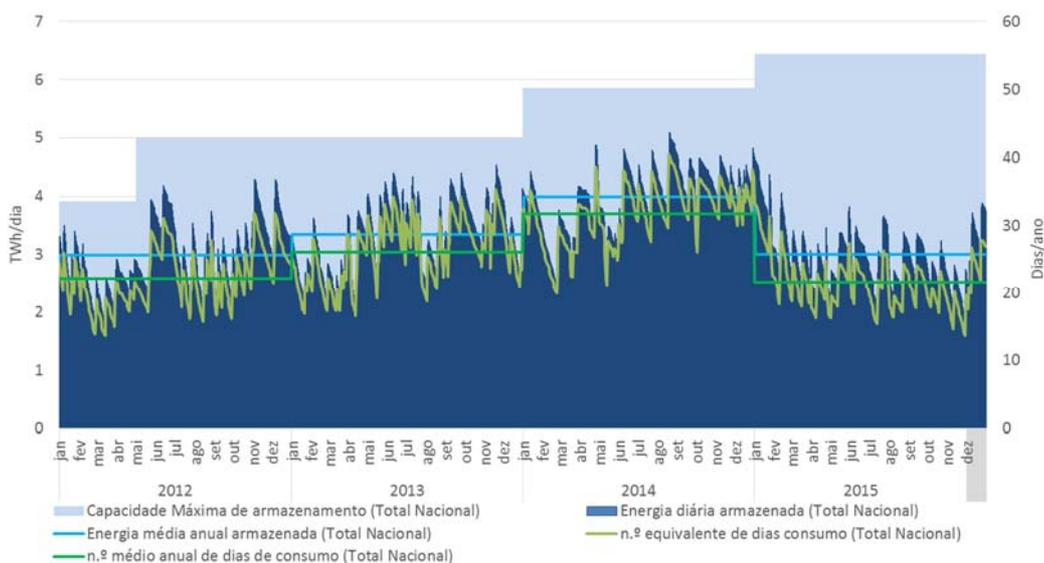


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2012 (49,4 TWh), ano 2013 (46,9 TWh), ano 2014 (46,0 TWh) e ano 2015 (50,9 TWh).

5.1.1.3 ARMAZENAMENTO NACIONAL DE GÁS NATURAL

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada resultante da agregação das energias armazenadas, quer na infraestrutura do armazenamento subterrâneo do Carriço, quer na infraestrutura do Terminal de Sines, de 2012 a 2015.

Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2012 a 2015



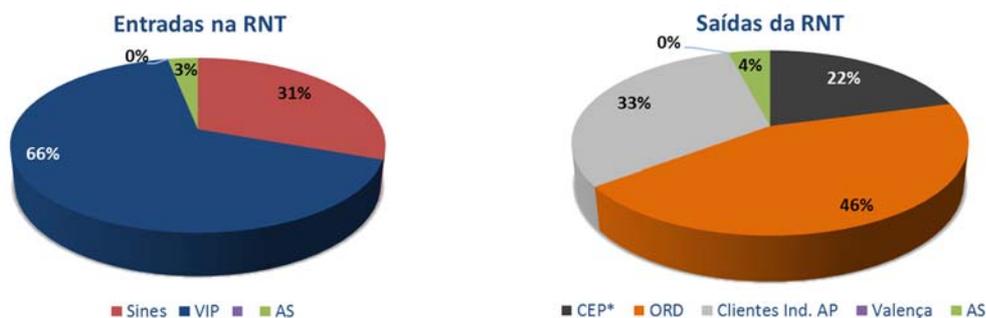
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2012 (49,4 TWh), ano 2013 (46,9 TWh), ano 2014 (46,0 TWh) e ano 2015 (50,9 TWh).

Verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de Sines, ao longo do ano de 2015, oscilou entre os 14 dias e os 33 dias de consumo médio nacional diário.

5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2015, 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 66% e 31%, 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 2015, 22%, 33% e 46%, respetivamente, do total das saídas da RNT.

Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2015



* Centros electroprodutores

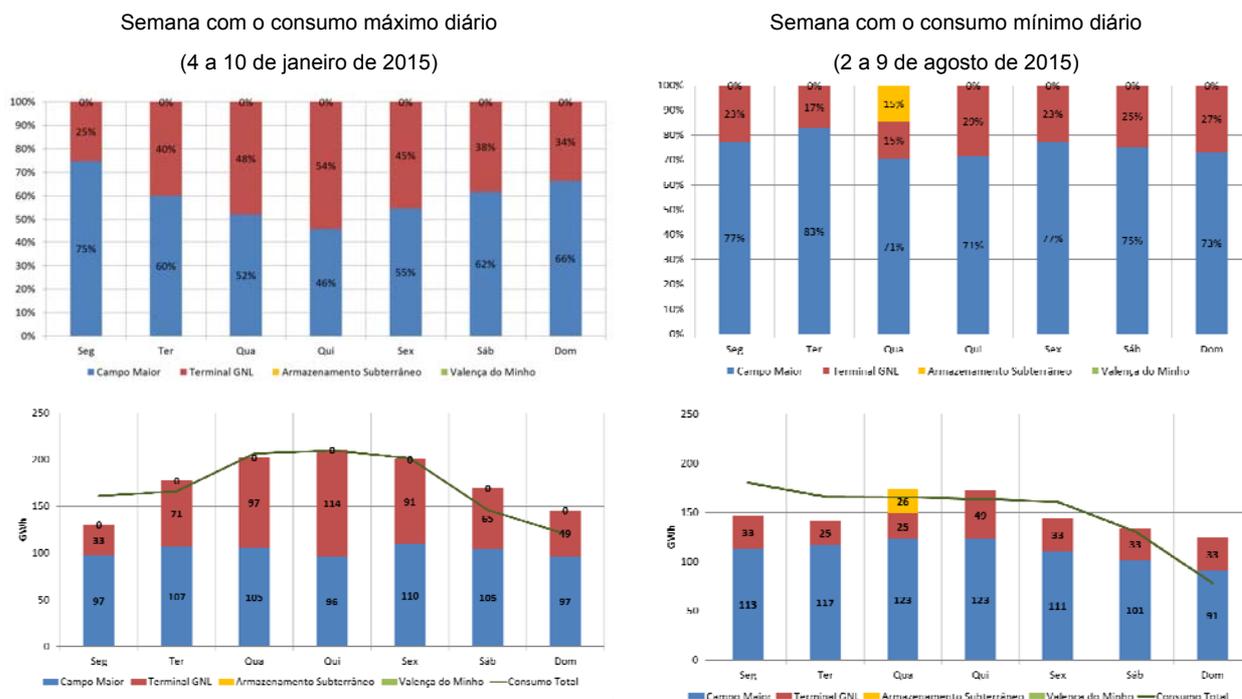
Na Figura 5-10 caracterizam-se as entradas na RNT (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento Subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o máximo consumo, quer o mínimo consumo de gás natural, durante o ano de 2015.

O consumo máximo de gás natural (210 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 8 de janeiro de 2015 (quinta-feira) e o consumo mínimo de gás natural (78 GWh/dia) ocorreu no dia 9 de agosto de 2015 (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 (234 GWh/dia) ocorreu no dia 1 de dezembro de 2015 e a capacidade mínima (88 GWh/dia) nas entradas ocorreu no dia 26 de dezembro de 2015. 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 100 GWh/dia), independentemente da procura de gás natural.

Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2015



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT de 2012 a 2015. 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 2015, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 242 dias/ano, representando uma utilização de 66% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2012 a 2015

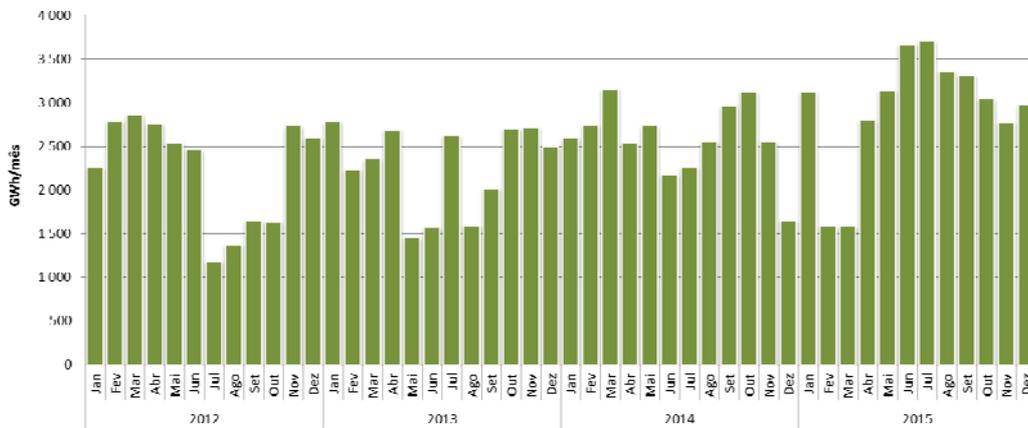
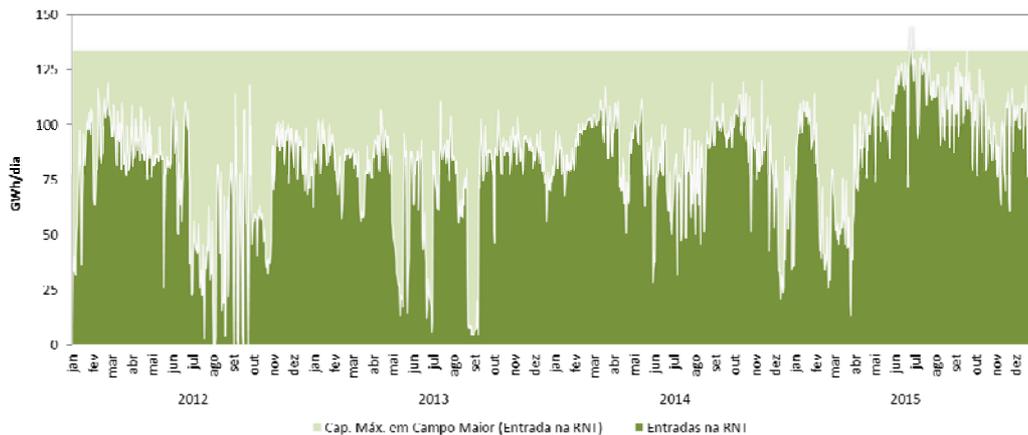


Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2012 a 2015



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho de 2012 a 2015 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 2015, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 8 dias/ano, representando uma utilização de 2% da sua capacidade máxima de injeção. Como a figura mostra, não houve fluxo de exportação de gás natural para Espanha, por esta interligação, durante o ano 2015.

Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2012 a 2015

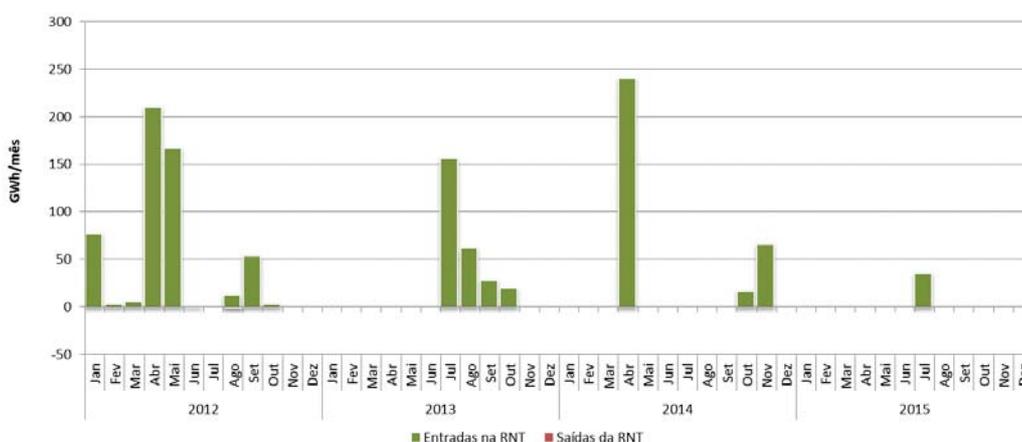
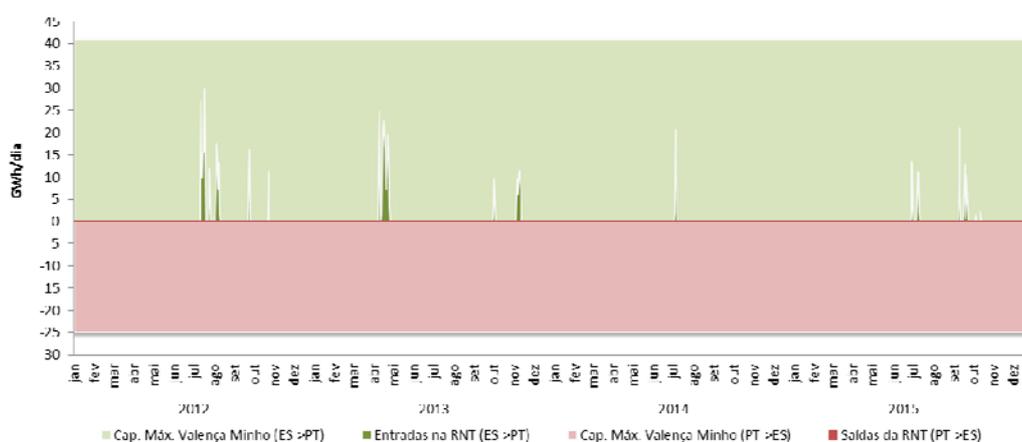


Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2012 a 2015



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 2012 a 2015.

Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2012 a 2015

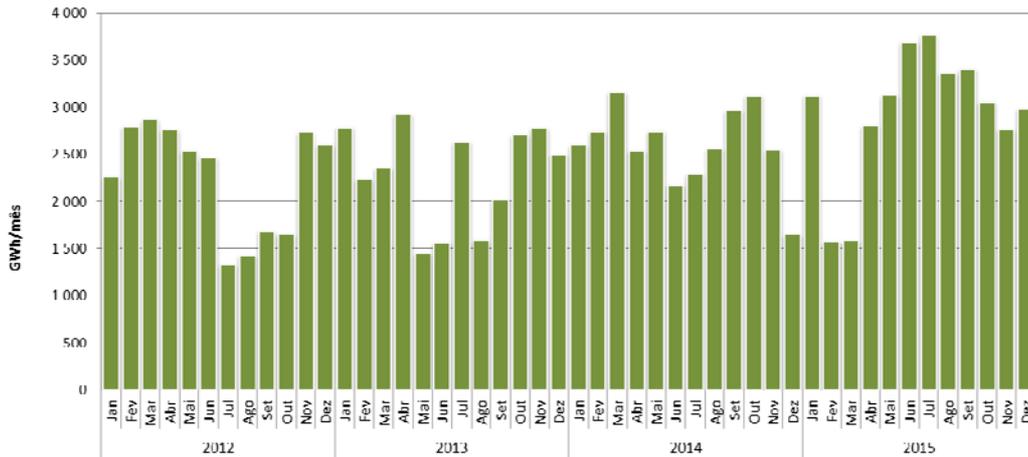
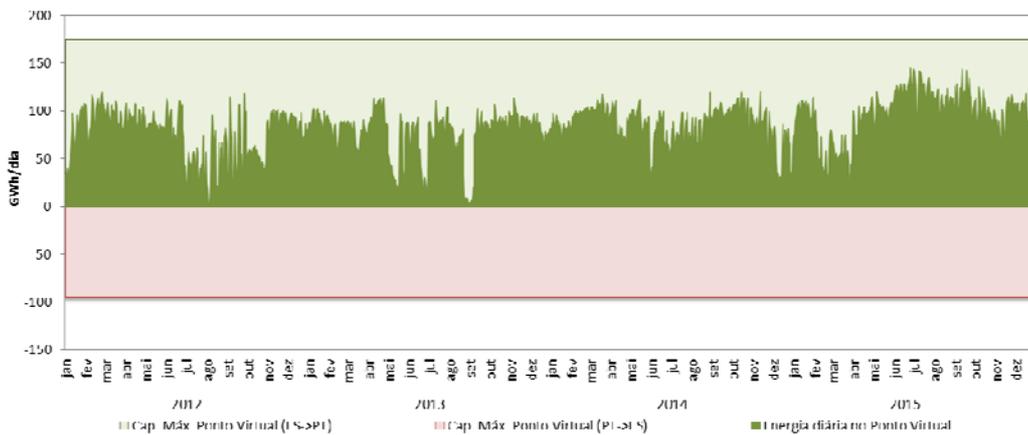


Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2012 a 2015



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 2012 a 2015.

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 2012 a 2015.

Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2012 a 2015

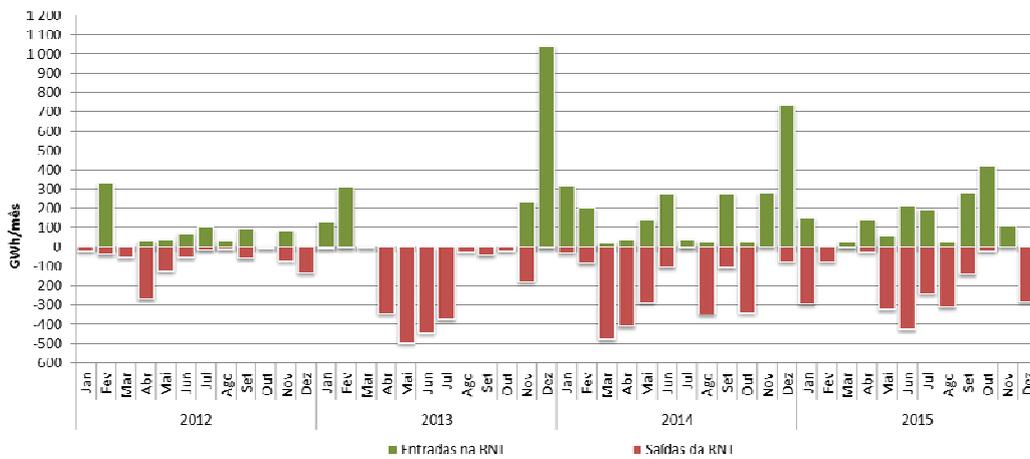
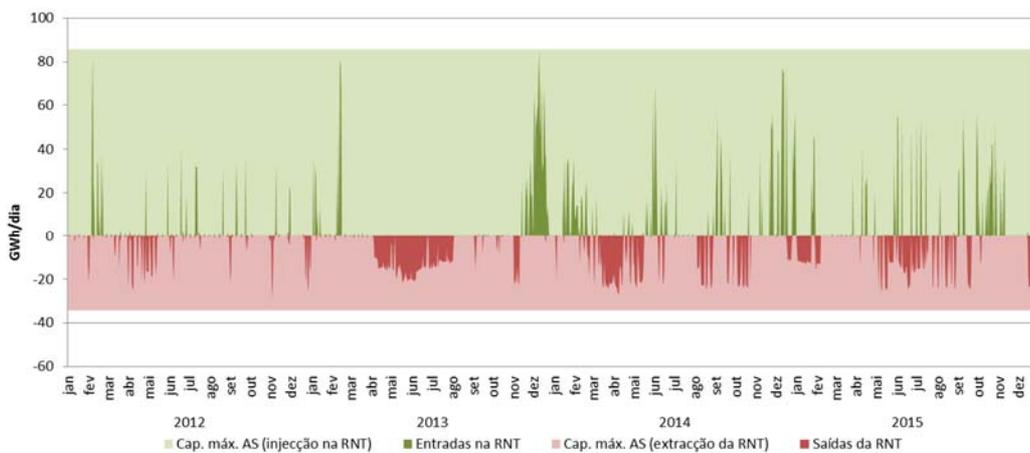


Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2012 a 2015



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 2012 a 2015.

Em 2015, verifica-se que os centros electroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 123 dias/ano, representando uma utilização de 34% das suas capacidades máximas utilizadas em 2015.

Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2012 a 2015

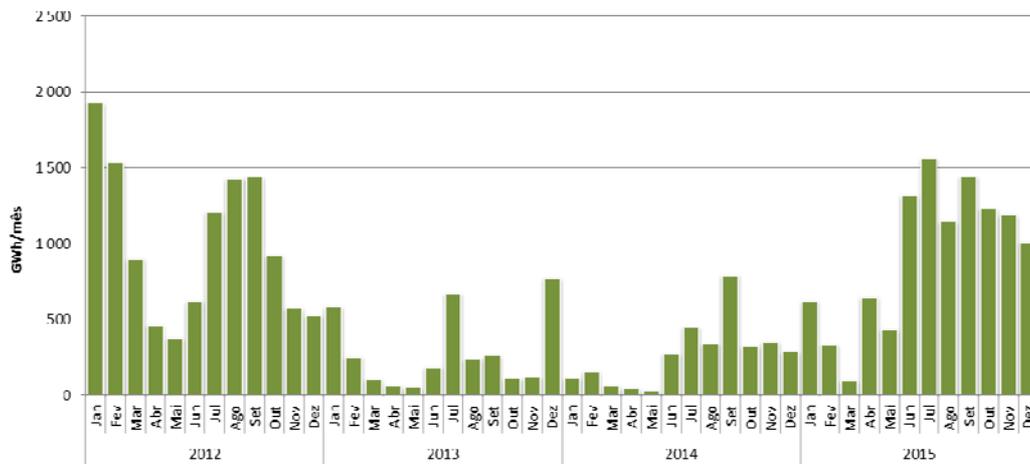
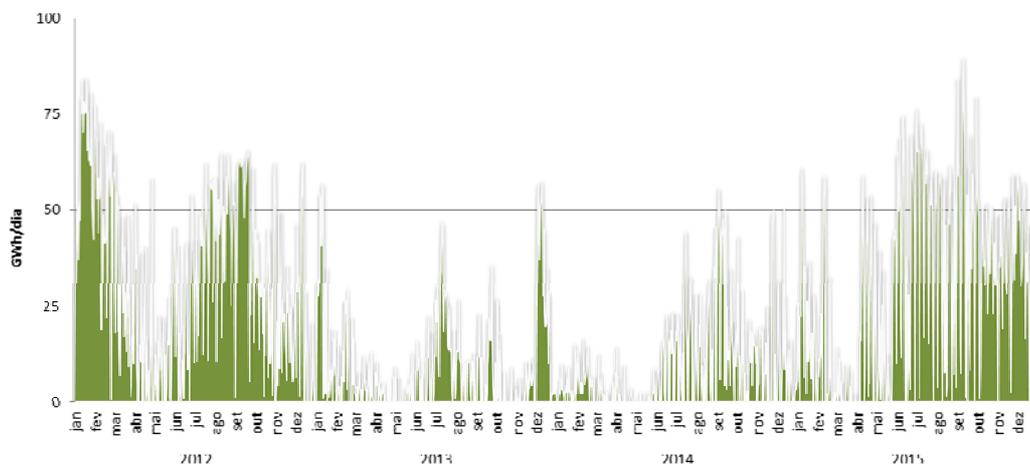


Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2012 a 2015



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 2015, verifica-se que os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 312 dias/ano, representando uma utilização de 85%.

Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2012 a 2015

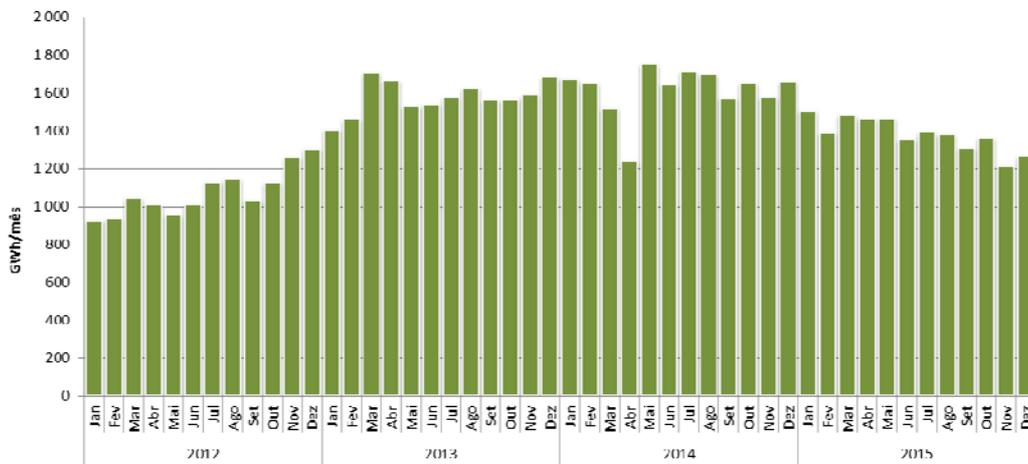
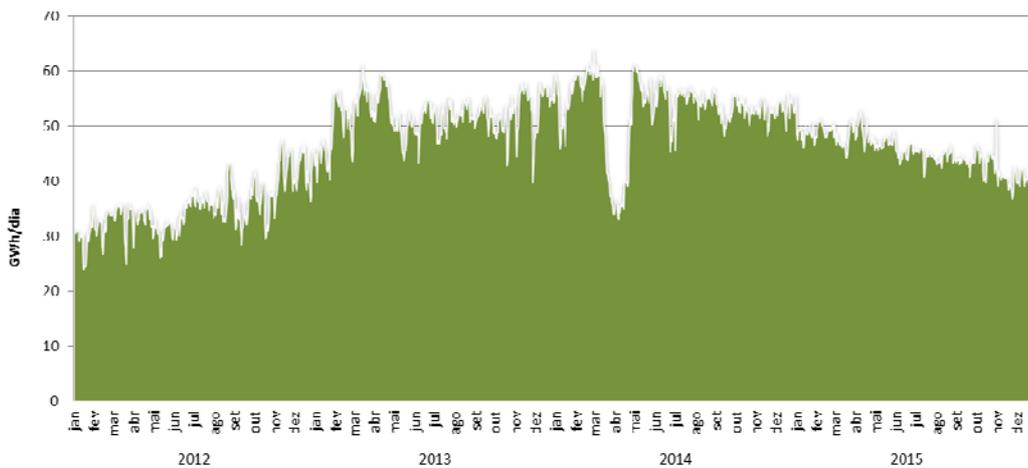


Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2012 a 2015



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 2012 a 2015.

Em 2015, verifica-se que as entregas à RND correspondem a uma modulação de extração na RNT de 257 dias/ano, representando uma utilização de 70% da sua capacidade máxima total de extração.

Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2012 a 2015

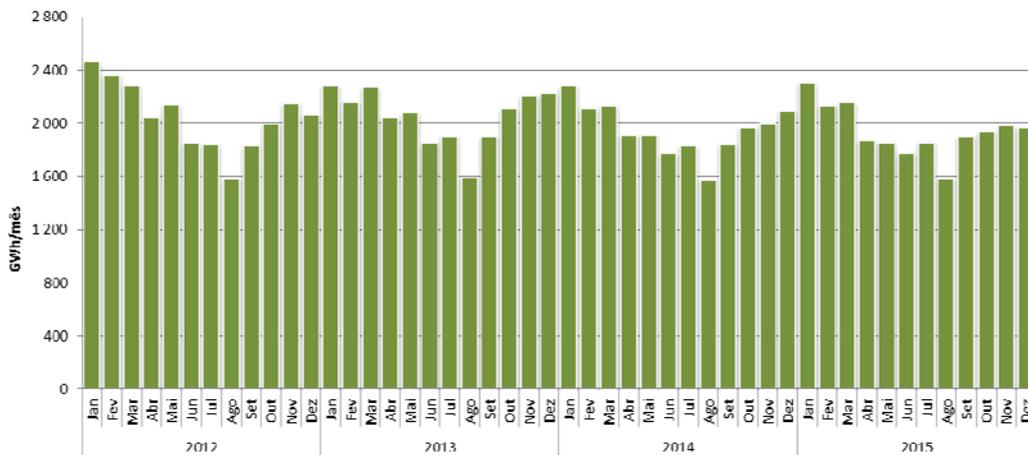
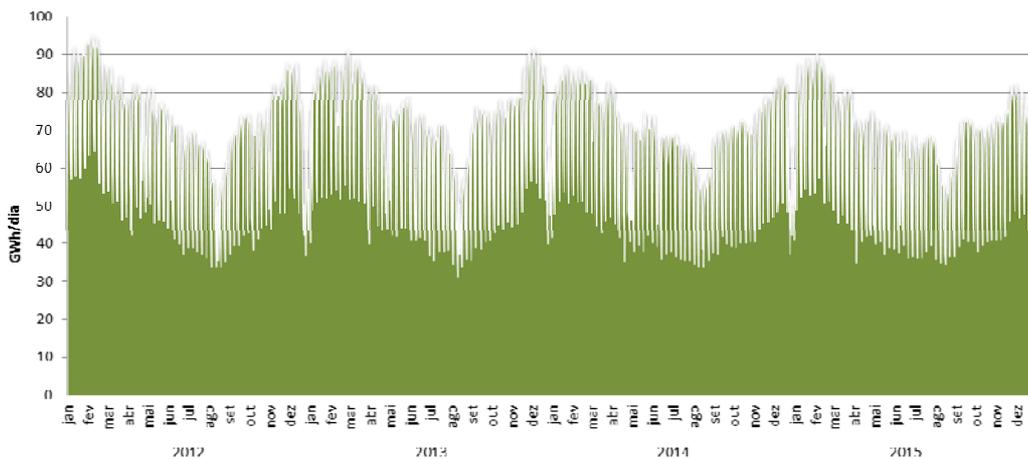


Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2012 a 2015



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 2012 a 2015.

Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2012 a 2015

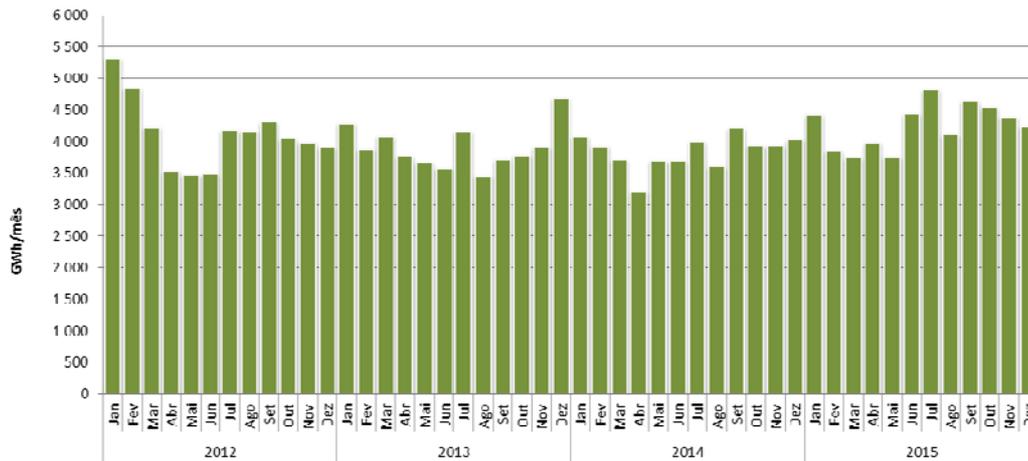
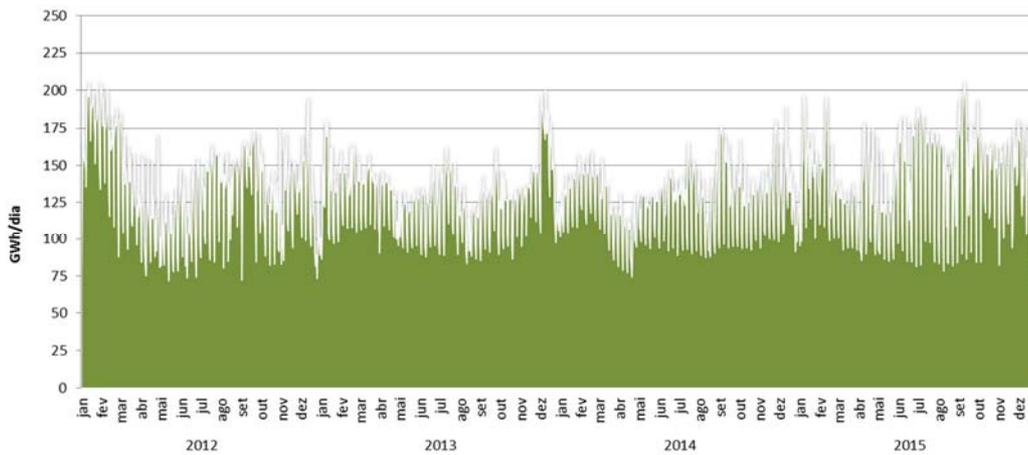


Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2012 a 2015

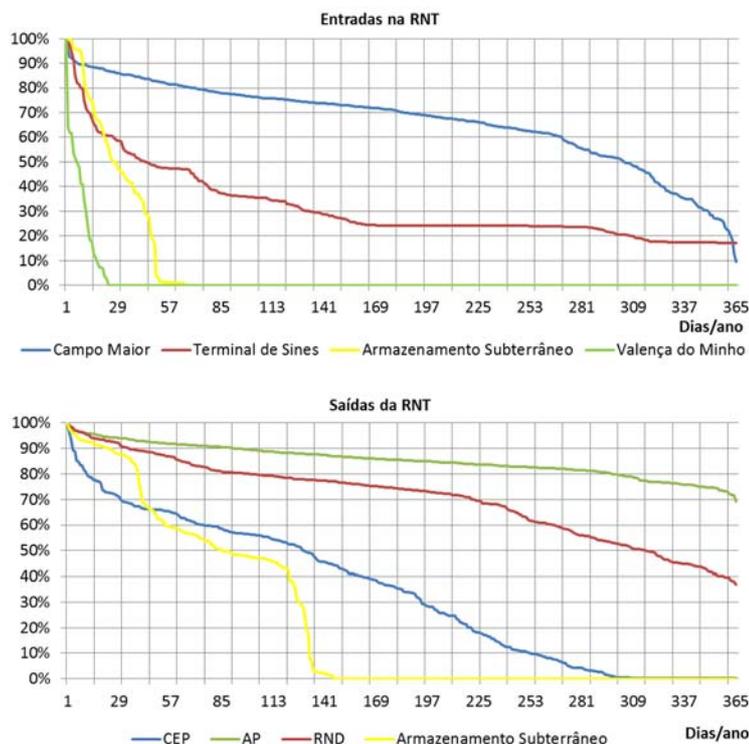


CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

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 2015. 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 2015, foram Valença do Minho e o Armazenamento Subterrâneo, em termos comparativos.

No que respeita às saídas, verifica-se que os Centros Eletroprodutores (CEP) estiveram parados durante, aproximadamente, 61 dias durante 2015, 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, em 2015, foi o Armazenamento Subterrâneo.

Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2015, 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 2016-2017, e cuja fundamentação se baseou na análise histórica apresentada no capítulo anterior.

- A conjuntura do setor elétrico condiciona as centrais a gás a um papel residual na estrutura de produção. Além do seu contributo mais reduzido 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 2016 realizou-se o leilão do produto de capacidade anual para o período de 1 de outubro de 2016 a 30 de setembro de 2017.
- 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 3. Assume-se a manutenção da estrutura de aprovisionamento entre a

energia regaseificada pelo Terminal de Sines (30%) e a energia que entra pelas interligações (70%). 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 2016-2017, 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 2014-2015, 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

Aos clientes nas redes de distribuição em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 1 milhão de m³ é permitida a opção pelas tarifas de Média Pressão (na tarifa de acesso às redes). Da mesma forma, aos clientes nas redes de distribuição ligados em média pressão com consumos anuais superiores ou iguais a 50 milhões de m³ é permitida a opção pela tarifa de Alta Pressão (na tarifa de acesso às redes). Na caracterização da procura consideram-se as situações descritas.

FATURACÃO 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 2014-2015. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 93,8% e nos fornecimentos em MP é de 92,3%.

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 2014-2015. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos ≤ 10 mil m³/ano – modulação entre 26 a 28 dias
- 10 mil m³/ano < Consumos ≤ 100 mil m³/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 2016 e 2017, 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 2016-2017. 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< informação mais recente recolhida do sistema de *switching* de GN, resultando nos seguintes valores para o ano gás 2016-2017:

- No ano gás 2016-2017 a quota de mercado prevista para clientes ligados em média pressão é de 100%, em energia e em número de clientes.
- No ano gás 2016-2017 a quota de mercado prevista para clientes ligados em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 10 000 m³ é em média de 94% (energia) e de 89% (número de clientes).
- No ano gás 2016-2017 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 75% (energia) e de 77% (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 Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, determina que o período para aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais se prolonga até 31 de dezembro de 2017. Desta forma a ERSE continua a publicar as tarifas transitórias em Média Pressão e Baixa Pressão.

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 2016-2017, 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 2016-2017

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	70%	91%	100%	72%	79%	100%
Dianagás	74%	97%	100%	66%	82%	100%
Duriensegás	73%	92%	100%	69%	90%	100%
Lisboagás	67%	92%	100%	73%	83%	100%
Lusitaniagás	77%	93%	100%	75%	90%	100%
Medigás	70%	95%	100%	71%	93%	100%
Paxgás	63%	77%	n.a.	65%	57%	n.a.
EDPgás	82%	99%	100%	85%	97%	100%
Setgás	75%	92%	100%	75%	81%	100%
Sonorgás	90%	99%	100%	86%	99%	100%
Tagusgás	75%	87%	100%	77%	88%	100%
Total	74,5%	94,4%	100,0%	76,6%	89,0%	100,0%

6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2016-2017

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 2016-2017.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2016-2017

Fornecimentos (Tarifas 2016-17)	N. Clientes						AP		Total
	BP<		BP>		BP Total	MP >1 000 000 m ³	Clientes industriais	CEP*	
	≤500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³					
Beiragás	45 976	4 970	50 947	252	51 199	20			51 219
Dianagás	6 978	328	7 306	36	7 342	1			7 343
Sonorgás	15 688	957	16 644	80	16 724	2			16 726
Duriensegás	23 253	4 544	27 798	144	27 942	2			27 944
Lisboagás	484 745	40 995	525 740	1 218	526 958	56			527 014
Lusitaniagás	199 298	17 338	216 636	745	217 381	128			217 509
Medigás	19 819	556	20 375	53	20 428	1			20 429
Paxgás	5 763	110	5 873	7	5 880	0			5 880
Portgás	302 154	38 683	340 837	1 283	342 120	150			342 270
Setgás	158 784	4 441	163 225	211	163 436	19			163 455
Tagusgás	33 403	2 006	35 409	167	35 576	25			35 601
ORD	1 295 862	114 927	1 410 789	4 194	1 414 983	404			1 415 387
ORT							16	4	20
Total	1 295 862	114 927	1 410 789	4 194	1 414 983	404	16	4	1 415 407

* - Centros electroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2016-2017

Fornecimentos (Tarifas 2016-17)	GWh						AP		Total
	BP<		BP>		BP Total	MP >1 000 000 m ³	Clientes industriais	CEP*	
	≤500 m ³	> 500 m ³	≤ 10 000 m ³	>10 000 m ³					
Beiragás	88	57	145	229	374	565			939
Dianagás	21	7	27	42	69	18			87
Sonorgás	42	18	60	30	90	21			111
Duriensegás	51	52	104	67	171	38			209
Lisboagás	874	441	1 315	1 042	2 357	2 352			4 710
Lusitaniagás	452	241	694	765	1 459	6 782			8 241
Medigás	31	11	43	39	81	18			99
Paxgás	10	1	12	5	17	0			17
Portgás	619	420	1 039	1 127	2 166	4 901			7 067
Setgás	296	58	354	261	615	1 279			1 895
Tagusgás	67	32	99	79	178	987			1 165
ORD	2 551	1 340	3 891	3 686	7 577	16 963			24 540
ORT							16 696	8 271	24 967
Total	2 551	1 340	3 891	3 686	7 577	16 963	16 696	8 271	49 507

* - 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

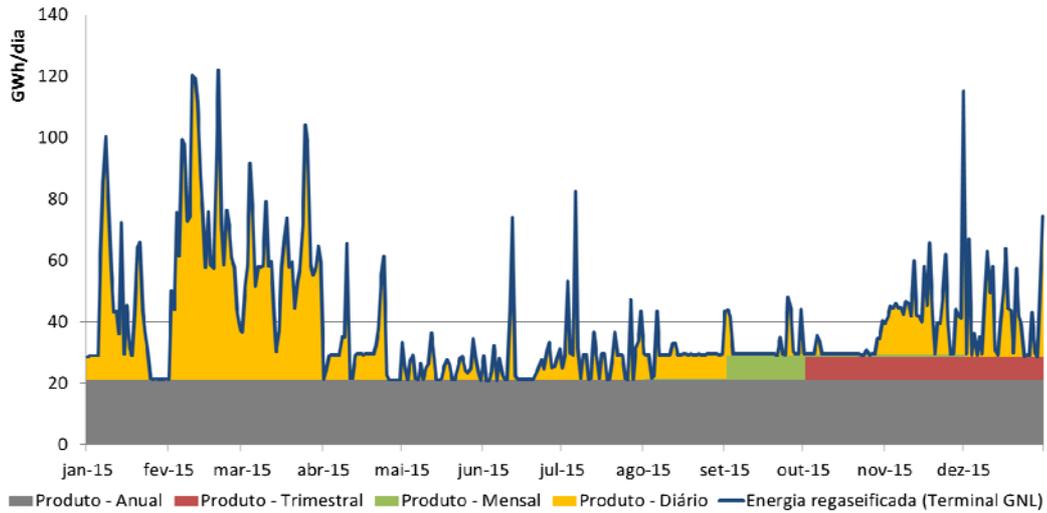
CÁLCULO DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE DE REGASEIFICAÇÃO CONTRATADA

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 2016-2017”.

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 2015 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

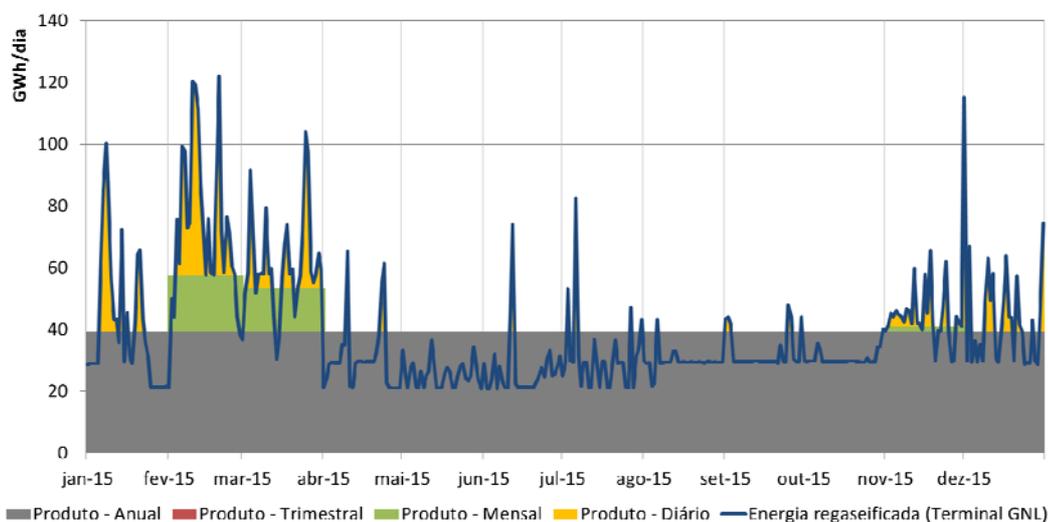


Observando a figura, constata-se que a minimização da capacidade contratada leva a uma combinação de produtos, função do perfil diário de regaseificação do terminal de GNL e que não conduz a uma contratação de sobre-capacidade.

Por outro lado e uma vez mais, conhecendo o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL de 2015, 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.

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

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



A combinação de produtos apresentada na Figura 6-2 resulta de um processo de minimização, considerando (i) os preços diferenciados por produtos de capacidade, (ii) a existência de 1 produto anual, (iii) a existência de 4 produtos trimestrais, (iv) a existência de 12 produtos mensais e (v) 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 contratada no produto anual ocorrida no ano gás 2015-2016. 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 2016-2017 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		14 229 503
Entregas a camiões cisterna		1 476 375
Armazenamento GNL		Capacidade de armazenamento contratada de GNL (kWh/dia)
Produto de capacidade anual		1 648 145 145
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL		Capacidade de regaseificação contratada (kWh/dia)
Produto de capacidade anual		39 287 000
Produto de capacidade trimestral		0
Produto de capacidade mensal		2 795 722
Produto de capacidade diário		4 762 455
		Energia (MWh)
		14 229 503
Entrega a camiões cisterna		Número de carregamentos
Carregamento de camiões cisterna		5 157

6.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

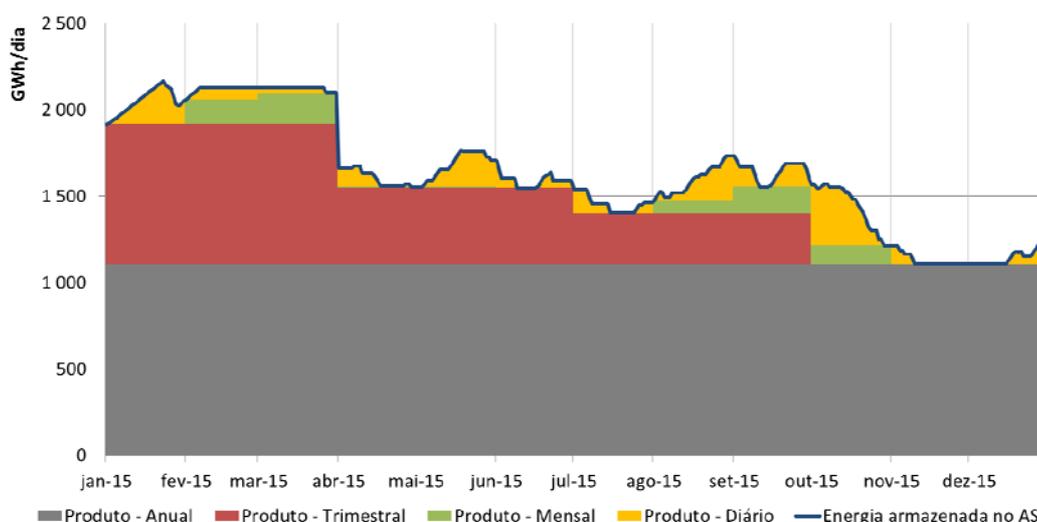
RELAÇÃO ENTRE O PREÇO DE REFERÊNCIA E O PREÇO DO PRODUTO ANUAL DE CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO CONTRATADA

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 2016-2017”.

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.

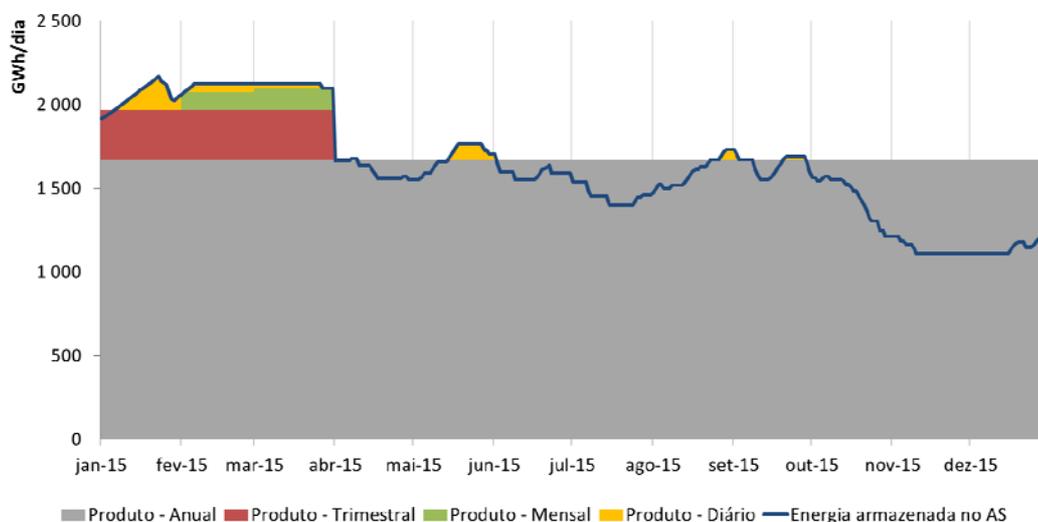
Conhecendo o perfil diário de energia armazenada no armazenamento subterrâneo em 2015 é possível calcular a capacidade de armazenamento contratada, adotando uma estratégia de minimização da capacidade contratada. A Figura 6-3 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a 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 contratada no produto anual ocorrida no ano gás 2015-2016. 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 2016-2017 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

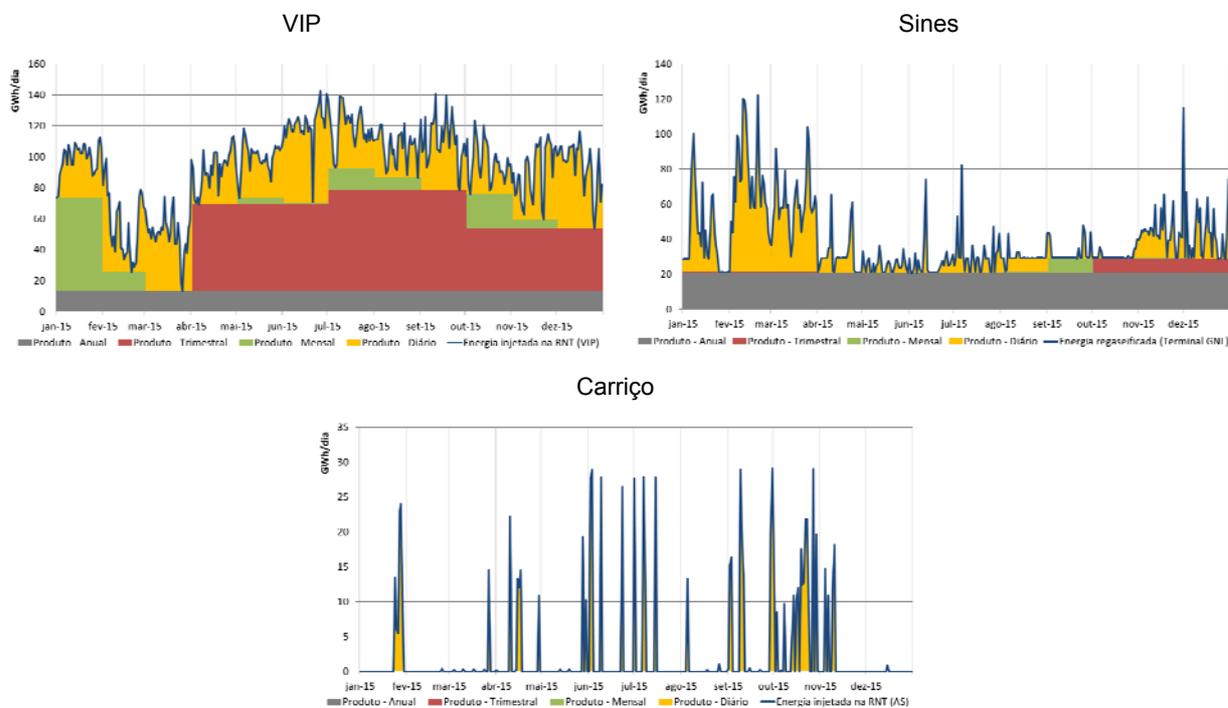
TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Capacidade de armazenamento contratada (kWh/dia)	Energia injectada (kWh)	Energia extraída (kWh)
Produto de capacidade			
Produto anual	1 666 565 250	845 200 000	845 200 000
Produto trimestral	74 180 809		
Produto mensal	19 326 350		
Produto diário	18 083 165		

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

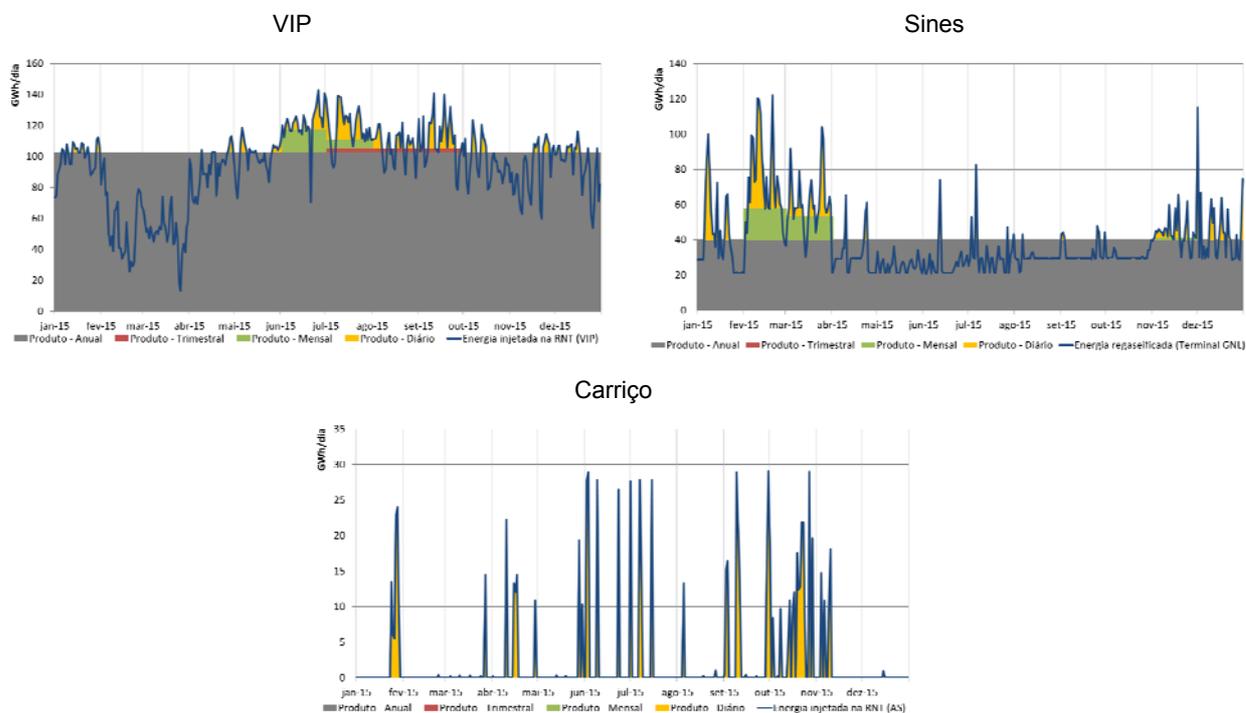


Seguidamente são adotadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) a minimização da faturação de contratação de capacidade. Com multiplicadores unitários os dois critérios de otimização conduzem a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores 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 2015, 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 2015) 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 2015 a setembro de 2016 resulta um valor de 106 269 MWh/dia. O valor do produto anual de capacidade, a considerar no VIP, para as tarifas do ano gás 2015-2016 resulta da ponderação dos totais dos direitos de capacidade (106 269 MWh/dia e 100 830 MWh/dia) pelos respetivos meses (102 190 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 2016 a setembro de 2017.

São estimadas quantidades nulas para o produto de capacidade contratada intra-diário para o ano gás 2016-2017, 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 2016-2017 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	
Produto de capacidade anual	102 189 738
Produto de capacidade trimestral	814 375
Produto de capacidade mensal	1 672 360
Produto de capacidade diário	3 564 745
Terminal GNL em Sines	
Produto de capacidade anual	39 287 000
Produto de capacidade trimestral	0
Produto de capacidade mensal	2 795 722
Produto de capacidade diário	4 762 455
Armazenamento Subterrâneo	
Produto de capacidade diário	2 315 616

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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 2016-2017 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)	62 216 763			16 394 798
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	63 632 566	0		8 263 668
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		7 287 544	4 942 396	308 399
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	0			0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	104 188 992			24 582 996

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 2016-2017 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	8 270 952
Entregas a clientes em AP	16 695 912
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 582 996

Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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	16 695 912
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 582 996

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 2016-2017 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	374	4	21 763 381	1 612 099	103 928 939
URD _{MP} - Curtas utilizações	5		42 606	6 453	1 757 033
URD _{BP>} - Longas utilizações	842	3 339	3 414 639	226 056	36 787 366
URD _{BP>} - Curtas utilizações	3		2 251	176	235 206
URD _{BP<}	1 410 789		3 729 919	161 407	177 053 243

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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) (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
	(nº clientes)				
URD _{MP} - Flexível mensal	6	332 982	14 667	2 095 910	2 664 986
URD _{BP>} - Flexível mensal	6	16 480	0	4 928	211 756

Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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 (MWh)	Vazio (MWh)		
	(nº clientes)				
URD _{MP} - Flexível anual	14	735 315	58 297	5 600 506	105 138
URD _{BP>} - Flexível anual	5	25 128	1 094	288 815	5 377

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 2016-2017 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	24 582 996

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 2016-2017 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	24 582 996
Energia (Parcela II >)	20 675 707
Energia (Parcela II <)	3 907 289

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 2016-2017 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	1 203 935

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 2016-2017 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)	996 827
Fornecimentos > 500 m ³ /ano (MWh)	338 251
Fornecimentos ≤ 500 m ³ /ano (MWh)	658 576

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 2016-2017 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)	207 108

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 2016-2017 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)	329 442
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	25 806
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	303 636
Termo de Energia (MWh)	992 755
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	336 869
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	655 886

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 2016-2017 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)	460
Termo de Energia (MWh)	206 262

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 2016-2017

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO			
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações	15	16 394 798	62 216 763
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 2016-2017 (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	308 399	7 287 544	4 942 396

Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 (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	8 263 668	63 632 566	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 2016-2017 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	37		137 361
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	215	80 445	2 738	
	≥ 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 2016-2017 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)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
		Flexível	0	0	0

Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
		Flexível	0	0	0

Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	514 260	50 698	2 726 593
Curtas utilizações		1	434	49	83 708
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 2016-2017 em MP – Beiragás (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				BEIRAGÁS		
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
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 2016-2017 em MP – Beiragás (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				BEIRAGÁS		
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
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 2016-2017 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	6	27 217	1 917	211 635	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	30	12 297	473	
	≥ 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 2016-2017 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 2016-2017 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 2016-2017 em MP - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações		1	16 548	1 411	93 534
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 2016-2017 em MP – Dianagás (opção flexível mensal)

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

Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Dianagás (opção flexível anual)

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

DURIENSEGÁS

Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	16	24 488	967	184 930	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	128	40 450	1 076	
	≥ 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 2016-2017 em BP> - Duriensegás (opção flexível mensal)

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

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em BP> - Duriensegás (opção flexível anual)

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

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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		2	34 906	3 353	206 207
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 2016-2017 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 2016-2017 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas utilizações	174	541 626	39 354	3 775 395
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1 042	436 971	
	≥ 100 001	0	0	

Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (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	0	0

Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	1	3 468	158	81 317	5 377

Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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		47	1 951 313	172 764	9 054 393
Curtas utilizações		3	40 492	6 172	1 293 675
Mensal	10 000 - 100 000	2	868	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 2016-2017 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	2	121 876	6 289	1 072 527	1 190 744	

Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	49 311	3 136	250 864	928	

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas utilizações	189	515 893	47 523	3 913 843	
Curtas utilizações	2	625	2	48 545	
Mensal	10 000 - 100 000	553	187 477	12 892	
	≥ 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 2016-2017 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 (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	0	0

Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	1	597	0	4 399	0

Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas utilizações		125	5 889 896	544 192	28 063 934
Curtas utilizações		1	1 680	231	379 650
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (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	0	0

Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível		2	317 118	29 206	3 249 362	1 349

MEDIGÁS

Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	23 680	2 020	175 366
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	39	11 692	1 338
	≥ 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 2016-2017 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)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	0	0	0	0	0

Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas utilizações		1	16 360	1 330	112 744
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 2016-2017 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 (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 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (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

PAXGÁS

Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	1	2 750	144	15 163	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	6	2 391	78	
	≥ 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 2016-2017 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	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)	
		Fora de Vazio	Vazio			
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível	0	0	0	0	0	

Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	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 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 2016-2017 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 2016-2017 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 2016-2017 em BP> - EDP Gás Distribuição

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				EDP GÁS SU	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações		325	769 848	37 041	5 130 771
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	953	282 604	15 394	
	≥ 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 2016-2017 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 SU	
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	442	0	0	0

Quadro 6-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 SU	
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	21 063	936	203 099	0

Quadro 6-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP - EDP Gás Distribuição

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				EDP GÁS SU	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações		139	4 265 784	269 885	21 650 097
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1	508	45	
	≥ 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 2016-2017 em MP – EDP Gás Distribuição (opção flexível mensal)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				EDP GÁS SU		
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	4 128	123	0	0

Quadro 6-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – EDP Gás Distribuição (opção flexível anual)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				EDP GÁS SU		
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		9	337 994	22 636	1 909 003	0

SETGÁS

Quadro 6-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	38	147 602	11 898	1 175 312	
Curtas utilizações	1	1 627	174	186 660	
Mensal	10 000 - 100 000	169	74 482	16 521	
	≥ 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 2016-2017 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	3	8 685	0	449	120 241

Quadro 6-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 2016-2017 em MP - Setgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações		16	984 515	79 531	4 978 690
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-75 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	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	206 978	8 255	1 023 383	1 474 242

Quadro 6-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	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

SONORGÁS

Quadro 6-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	8	10 907	391	148 608	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	72	17 694	703	
	≥ 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 2016-2017 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 2016-2017 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 2016-2017 em MP - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				SONORGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações		2	20 228	1 075	92 311
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 2016-2017 em MP – Sonorgás (opção flexível mensal)

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

Quadro 6-82 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 em MP – Sonorgás (opção flexível anual)

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-83 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas utilizações	33		40 046
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	131	26 716	1 515	
	≥ 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 2016-2017 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 (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	2		

Quadro 6-85 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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 (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 6-86 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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		22	855 275	97 761	4 532 671
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1	61	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 2016-2017 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	0	0	0	0	0	

Quadro 6-88 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2016-2017 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	2	30 893	3 319	191 276	102 861	

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 2016-2017 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	144 774	50 947
Dianagás	27 412	7 306
Duriensegás	103 780	27 798
Lisboagás	1 315 299	525 740
Lusitaniagás	693 817	216 636
Medigás	42 578	20 375
Paxgás	11 636	5 873
Portgás	1 038 857	340 837
Setgás	354 394	163 225
Sonorgás	59 966	16 644
Tagusgás	98 812	35 409
Total BP<	3 891 325	1 410 789

Quadro 6-90 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2016-2017 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
	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	39 920	47 790	20 921	36 143	31 010	14 966	3 248	1 723
Dianagás	8 978	11 562	1 989	4 885	4 452	2 526	203	124
Duriensegás	20 033	31 445	21 901	30 400	14 694	8 559	3 055	1 489
Lisboagás	381 533	492 415	165 735	275 617	317 568	167 178	26 330	14 665
Lusitaniagás	201 612	250 777	93 812	147 615	134 690	64 608	12 035	5 303
Medigás	18 101	13 128	1 750	9 599	15 473	4 346	257	299
Paxgás	5 144	5 067	483	942	4 019	1 744	79	30
Portgás	265 248	353 522	169 781	250 306	194 893	107 261	26 798	11 885
Setgás	154 324	141 590	20 790	37 690	113 917	44 866	3 061	1 380
Sonorgás	35 463	6 729	5 302	12 472	14 381	1 306	531	426
Tagusgás	45 995	21 051	9 484	22 282	26 099	7 304	1 384	622
Total BP<	1 176 351	1 375 075	511 948	827 952	871 197	424 665	76 982	37 945

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 2016-2017 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	3 052	1 491
Dianagás	624	274
Duriensegás	520	263
Lisboagás	1 629	828
Lusitaniagás	33 276	15 141
Medigás	11 831	5 712
Paxgás	1 094	662
Portgás	436	233
Setgás	12 984	5 155
Sonorgás	8 713	4 578
Tagusgás	1 923	885
Total BP<	76 083	35 222

Quadro 6-92 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2016 - 2017 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	1 389	1 663			1 006	485		
Dianagás	273	352			175	99		
Duriensegás	451	69			241	22		
Lisboagás	634	995			523	305		
Lusitaniagás	14 527	18 749			9 919	5 222		
Medigás	5 272	6 558			3 860	1 852		
Paxgás	634	460			517	145		
Portgás	220	216			162	70		
Setgás	5 566	7 418			3 325	1 830		
Sonorgás	4 544	4 169			3 284	1 294		
Tagusgás	1 319	604			691	193		
Total BP<	34 830	41 254			23 705	11 517		

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 2016-2017 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	43 421	14 241
Dianagás	7 185	2 472
Durienségás	28 313	8 533
Lisboagás	431 734	141 560
Lusitaniagás	156 414	53 524
Medigás	12 863	5 870
Paxgás	4 286	2 045
EDPgás SU	187 919	50 133
Setgás	89 956	40 570
Sonorgás	6 228	2 406
Tagusgás	24 435	8 086
Total BP<	992 755	329 442

Quadro 6-94 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2016 - 2017 para as Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR								
CUR	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano) 0 a 220	(m ³ /ano) 221 a 500	(m ³ /ano) 501 a 1 000	(m ³ /ano) 1 001 a 10 000	(m ³ /ano) 0 a 220	(m ³ /ano) 221 a 500	(m ³ /ano) 501 a 1 000	(m ³ /ano) 1 001 a 10 000
Beiragás	11 973	14 333	6 275	10 840	8 668	4 184	908	482
Dianagás	2 353	3 030	521	1 280	1 506	855	69	42
Durienségás	5 465	8 579	5 975	8 294	4 511	2 628	938	457
Lisboagás	125 234	161 630	54 401	90 468	85 508	45 014	7 574	3 464
Lusitaniagás	45 452	56 535	21 149	33 278	33 278	15 963	2 973	1 310
Medigás	5 469	3 966	529	2 900	4 458	1 252	74	86
Paxgás	1 895	1 866	178	347	1 400	607	28	10
EDPgás SU	47 981	63 948	30 712	45 278	28 667	15 777	3 942	1 748
Setgás	39 172	35 940	5 277	9 567	28 314	11 152	761	343
Sonorgás	3 886	597	551	1 194	2 079	189	77	62
Tagusgás	11 374	5 206	2 345	5 510	5 960	1 668	316	142
Total BP<	300 254	355 632	127 912	208 957	204 349	99 287	17 660	8 145

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 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	53	20 328	692	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-96 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
		(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	

DIANAGÁS

Quadro 6-97 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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	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	7	1 082	42	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-98 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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	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	

DURIENSEGÁS

Quadro 6-99 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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	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	15	5 248	140	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-100 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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		
	≥ 100 001	0	0		

LISBOAGÁS

Quadro 6-101 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaogás

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	209	76 770	3 600	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-102 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaogás

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		
	≥ 100 001	0	0		

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-103 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	74	48 077	3 306	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-104 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
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 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	4	1 900	217	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-106 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás

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

PAXGÁS

Quadro 6-107 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	3	1 185	39
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-108 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás

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

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-109 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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	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	36	12 015	654	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-110 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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	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	

SETGÁS

Quadro 6-111 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SETGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	39	16 887	3 746	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-112 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás

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

SONORGÁS

Quadro 6-113 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SONORGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	342	14	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-114 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-115 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 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	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	20	9 443	535
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-116 - Quantidades para o ano gás 2016-2017 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO		TAGUSGÁS		
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
	(nº clientes)	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

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 2016-2017

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 2016-2017. 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	0,85

Esta proposta representa a manutenção dos valores em vigor no ano gás 2015-2016-

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 2015-2016.

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 2012 e 30 de junho de 2015 verifica-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (98,4%) 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. 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 2016-2017

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2016-2017.

Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2016-2017

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2016-2017 (%)
RNTGN	0,10
Terminal de GNL de Sines	0,00
Armazenamento subterrâneo	0,85
Rede de Distribuição em média pressão	0,07
Rede de Distribuição em baixa pressão	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,00