

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2015-2016**

Junho 2015

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES.....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2015-2016.....</b>	<b>11</b>
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 2015-2016 .....	16
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN .....	19
<b>4</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2015 E 2016 .....</b>	<b>21</b>
<b>5</b>	<b>UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS .....</b>	<b>33</b>
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 .....	53
5.4	Comercialização em regime de mercado.....	54
<b>6</b>	<b>CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2015-2016 .....</b>	<b>57</b>
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 <sup>3</sup> .....	71
6.3.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	71
6.3.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	71
6.3.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M <sup>3</sup> .....	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 <sup>3</sup> .....	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 <sup>3</sup> .....	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 <sup>3</sup> e inferiores a 2 milhões de m <sup>3</sup> .....	99
<b>7</b>	<b>PERÍODOS TARIFÁRIOS.....</b>	<b>107</b>
<b>8</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS .....</b>	<b>109</b>
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.....	111
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas da RPGN para o ano gás 2015-2016.....	111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal.....	3
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal.....	5
Figura 2-3 - Quantidades definidas para o ano gás 2015-2016 (perspetiva operadores de redes).....	8
Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2015-2016, na perspetiva das redes e dos comercializadores.....	9
Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2015-16 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m <sup>3</sup> .....	15
Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2015-16 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m <sup>3</sup> .....	15
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2015-2016.....	19
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 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	23
Figura 4-3 - Capacidades Técnicas de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	24
Figura 4-4 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões).....	25
Figura 4-5 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN (ótica comercial) (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	26
Figura 4-6 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos.....	28
Figura 4-7 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN.....	28
Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2015 e 2016 das vendas totais de energia dos CUR.....	31
Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2015 e 2016 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	31
Figura 4-10 - Previsão da ERSE para 2015 e 2016 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m <sup>3</sup> .....	32
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2011 a 2014.....	33
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2011 a 2014.....	34
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2011 a 2014.....	34
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2011 a 2014.....	35
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2011 a 2014.....	35
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2011 a 2014.....	36
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2011 a 2014.....	37
Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2011 a 2014.....	37
Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2014.....	38
Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2014.....	39

Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2011 a 2014 .....	40
Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2011 a 2014 .....	40
Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2011 a 2014 .....	41
Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2011 a 2014 .....	41
Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2011 a 2014 .....	42
Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2011 a 2014 .....	42
Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2011 a 2014 .....	43
Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2011 a 2014 .....	43
Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2011 a 2014 .....	44
Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2011 a 2014 .....	44
Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2011 a 2014 .....	45
Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2011 a 2014 .....	45
Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2011 a 2014 .....	46
Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2011 a 2014 .....	46
Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2011 a 2014 .....	47
Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2011 a 2014 .....	47
Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2014, 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 2015-2016 .....	16
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2015-2016 .....	17
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2015-2016 .....	18
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2015-2016 .....	18
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos .....	27
Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos .....	27
Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	29
Quadro 4-4 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	29
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	30
Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos .....	30
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 2015-2016 .....	55
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2015-2016 .....	57
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2015-2016 .....	57
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL .....	61
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	64
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada .....	67
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (infraestruturas) .....	67
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída (clientes) .....	68
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema .....	68
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema .....	68
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	69
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível mensal) .....	69
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível anual) .....	69
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição .....	70

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição .....	70
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas.....	70
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m <sup>3</sup> .....	71
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m <sup>3</sup> .....	71
Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m <sup>3</sup> .....	72
Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m <sup>3</sup> .....	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 2015-2016 .....	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 2015-2016 (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 2015-2016 (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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 em BP> - Portgás.....	88
Quadro 6-66 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em BP> - Portgás (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 2015-2016 em BP> - Portgás (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 2015-2016 em MP - Portgás .....	89
Quadro 6-69 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP – Portgás (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 2015-2016 em MP – Portgás (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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 em MP – Tagusgás (opção flexível anual) .....	95
Quadro 6-89 - Resumo das quantidades para o ano gás 2015-2016 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 2015-2016 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP< .....	96
Quadro 6-91 - Resumo das quantidades para o ano gás 2015-2016 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 2015 - 2016 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP< .....	97
Quadro 6-93 - Resumo das quantidades para o ano gás 2015-2016 das Tarifas Transitórias em BP< .....	98
Quadro 6-94 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2015 - 2016 para as Tarifas Transitórias em BP< .....	98
Quadro 6-95 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás .....	99
Quadro 6-96 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás .....	99
Quadro 6-97 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás .....	100
Quadro 6-98 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás .....	100
Quadro 6-99 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás .....	100
Quadro 6-100 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás .....	101
Quadro 6-101 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaagás .....	101
Quadro 6-102 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaagás .....	101
Quadro 6-103 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás .....	102
Quadro 6-104 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás .....	102
Quadro 6-105 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás .....	102

Quadro 6-106 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás.....	103
Quadro 6-107 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás.....	103
Quadro 6-108 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás .....	103
Quadro 6-109 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU.....	104
Quadro 6-110 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU .....	104
Quadro 6-111 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás.....	104
Quadro 6-112 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás .....	105
Quadro 6-113 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás .....	105
Quadro 6-114 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás.....	105
Quadro 6-115 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás.....	106
Quadro 6-116 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás.....	106
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2015-2016 .....	107
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos .....	110
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição.....	111
Quadro 8-3 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2015-2016 .....	112

## 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 visto continuarem a existir clientes nestes segmentos de consumo a ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso.

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 2015-2016, 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 2015 - 2016 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 e às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelos comercializadores de último recurso, 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).

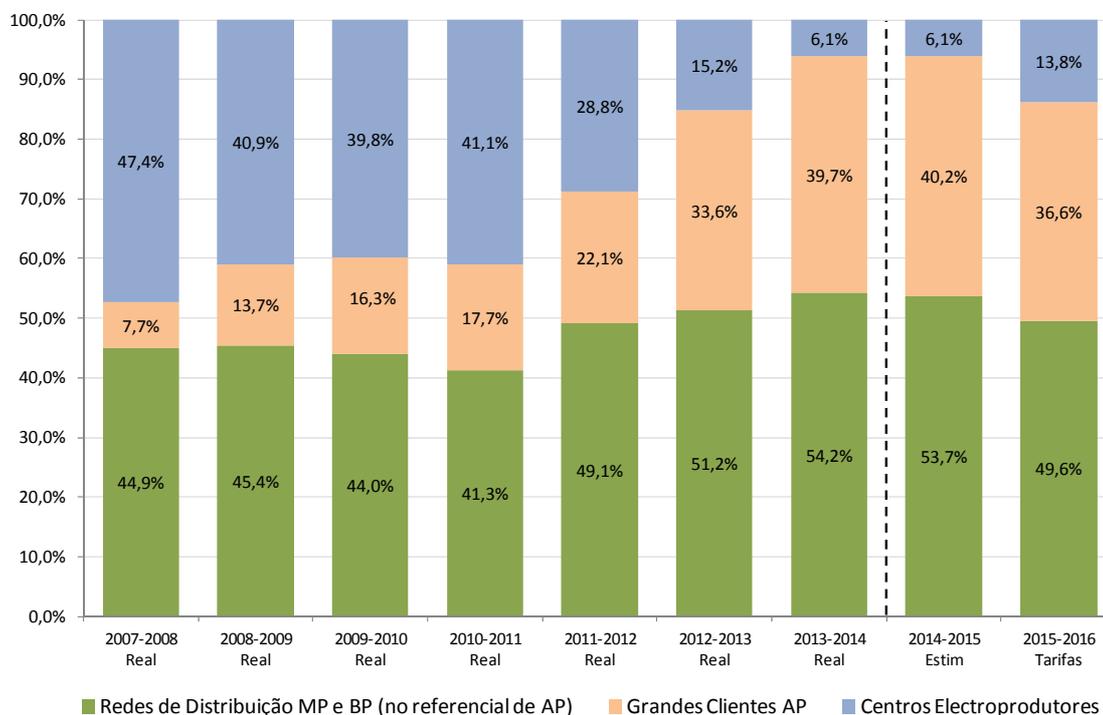
O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2015 - 2016”.



## 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 tem-se vindo a alterar nos últimos anos, observando-se uma diminuição do peso 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. Os últimos dados reais mostram que o consumo de gás natural dos centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, se situam abaixo de 3 TWh, o que representa cerca de 6% do consumo total de gás natural, uma fração consideravelmente inferior à dos grandes consumidores industriais fornecidos em alta pressão, que têm uma quota que já ultrapassa 40% do consumo nacional. Por seu lado, o consumo agregado dos pequenos e médios consumidores, abastecidos pelas redes de distribuição em média e baixa pressão, atingiu uma quota que já ultrapassou os 50% do consumo nacional. A Figura 2-1 ilustra esta 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**



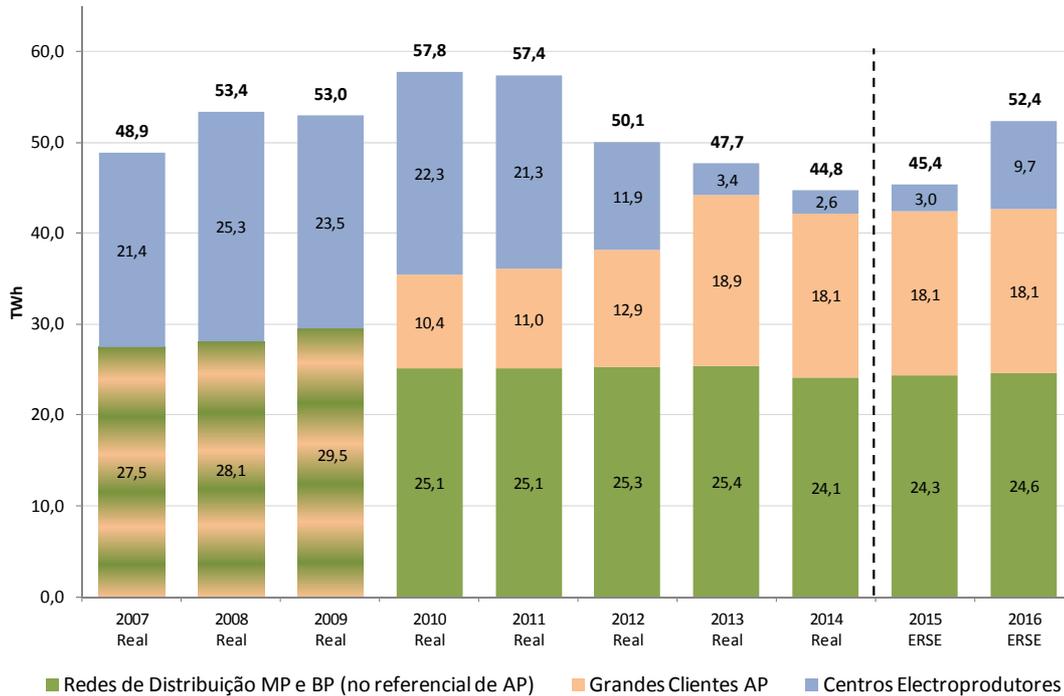
Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que os consumos abastecidos pelas redes de distribuição são relativamente estáveis, designadamente em baixa

pressão, enquanto os consumos em alta pressão estão bastante concentrados e são muito influenciáveis 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 nas condições atuais do setor elétrico é fortemente condicionada pela produção em regime especial e também pela hidraulicidade. Importa ainda sublinhar que, com a dimensão atual do setor do gás natural em Portugal, a entrada em funcionamento ou a paragem de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial cria variações relevantes na evolução do consumo nacional. Devido a estes fatores, a previsão da procura de gás natural para estes dois grupos de consumidores, que representam um pouco menos de 50% do consumo nacional de gás natural, tem estado sujeita a desvios significativos (por excesso, no caso dos centros electroprodutores, por defeito no caso dos grandes consumidores industriais). Em oposição, 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 m<sup>3</sup> anuais, que é passível de extrapolação para o futuro mediante a utilização de variáveis explicativas ligadas a indicadores económicos e sociais.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural necessários no cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas consideram as 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.

A Figura 2-2 ilustra a evolução dos consumos de gás natural em Portugal, incluindo os dados previsionais para 2015 e 2016 da ERSE, que serão adiante explicitados. Esta figura ilustra um crescimento dos consumos até meados de 2011, seguido de uma forte queda até 2014. Os dados reais mais recentes do consumo de gás a nível nacional no ano de 2015 apontam para um crescimento de 8% face ao período homólogo de 2014, resultante de um acréscimo significativo do consumo dos ciclos combinados, que se associa a índices de hidraulicidade e de eolicidade nos primeiros meses de 2015 substancialmente abaixo do verificado no período homólogo de 2014. A previsão da ERSE para 2015 e 2016 é semelhante à efetuada pela REN, tomando adicionalmente em conta aspetos contratuais para o consumo de gás natural da central da Turbogás, conforme adiante se explicitará.

**Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal**



No que respeita aos centros electroprodutores, o consumo de gás natural passou de cerca de 22 TWh em 2010 e 2011, para 2,6 TWh em 2014, o que representa uma queda da ordem de 88% em 3 anos. Para 2015 a REN prevê um ligeiro acréscimo do consumo de gás das centrais de ciclo combinado, que deverá corresponder a um mix de produção elétrica de um ano médio em termos de hidraulicidade e eolicidade, num cenário de leve crescimento do consumo de energia elétrica em 2015, previsão esta que foi aceite pela ERSE. Além destes aspetos, o custo variável de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural deverá manter-se acima do custo variável das centrais a carvão, tendo em conta os preços atuais e futuros dos respetivos combustíveis e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

No caso específico da central da Turbogás, o vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime *take-or-pay* introduz particularidades na estratégia de colocação da produção deste centro electroprodutor, de modo a que consuma as quantidades mínimas de gás natural estipuladas no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) para cada período temporal. Devido aos condicionalismos contratuais, a evolução do consumo de gás natural da central da Turbogás apresentou algumas particularidades até 2012, ano em que ocorreu uma revisão em baixa das quantidades mínimas estabelecidas no AGC, que vigorará até ao 3.º trimestre de 2015. À semelhança do ocorrido em anos anteriores, constata-se que a REN não teve em conta nas suas previsões para a central da Turbogás o valor mínimo contratual de 2015 e 2016. Neste contexto, apesar de a ERSE considerar que no ano de 2015 a previsão da REN é aceitável, o mesmo não acontece no ano de 2016, no qual o consumo deverá retomar o valor previsto no AGC e aditamentos subsequentes (em média cerca de 8 TWh por ano como valor mínimo).

Face ao exposto, a ERSE assumiu para os anos de 2015 e 2016 a conjugação dos fatores acima descritos, que condicionam as previsões de consumo de gás natural dos centros electroprodutores, designadamente:

- A retoma das quantidades contratuais estipuladas no AGC da central da Turbogás;
- A neutralização no *mix* de produção elétrica dos efeitos da hidraulicidade e eolicidade elevadas, que se registaram em 2014, por consideração de anos hidrológicos e eólicos médios;
- A tendência de estagnação ou ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica que se perspectiva para 2015 e que deverá manter-se em 2016.

A conjugação dos dois últimos fatores resulta num aumento do consumo referido à emissão líquida da produção em regime especial, que permitirá um acréscimo no fator de utilização dos ciclos combinados. Este efeito deverá ser transversal a todas as centrais, embora com maior incidência nas centrais com maior rendimento. Contudo, os fatores de utilização deste tipo de centrais deverão situar-se abaixo de 5%, exceto no caso da central da Turbogás que poderá ultrapassar os 40% com vista ao cumprimento do AGC. Deste exercício, resulta um consumo de gás natural para os centros electroprodutores no ano gás 2015-2016 de 6,8 TWh.

No que concerne ao agregado dos consumos de gás natural abastecidos pelas redes de distribuição no ano gás 2013-2014, constatou-se uma diferença residual (da ordem de 0,05 TWh) 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 GNL<sup>1</sup>. Neste aspeto, regista-se o progresso na coerência entre os dados provenientes dos diferentes agentes, que tem vindo a melhorar desde o fecho dos ajustamentos do ano 2010. Contudo, mantendo o procedimento dos dois exercícios tarifários anteriores, a ERSE assumiu como valores reais do consumo abastecido pelas redes de distribuição no ano gás 2013-2014, 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 24,8 TWh.

No que respeita 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 2015, sendo superiores em 2016, embora as diferenças sejam reduzidas, respetivamente -0,22 TWh e +0,04 TWh. Numa análise qualitativa, esta diferença poderá atribuir-se ao facto dos operadores das redes de distribuição terem um conhecimento mais

---

<sup>1</sup> 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.

aprofundado dos clientes ligados às suas redes, e incorporarem nas suas previsões ocorrências específicas com os mesmos. Em 2015, os operadores da rede de distribuição preveem um total de entregas a clientes na ordem de 24,3 TWh, cerca de 0,7% abaixo da sua melhor estimativa para 2014, seguido de um acréscimo de 1,4% para 2016, atingindo 24,6 TWh.

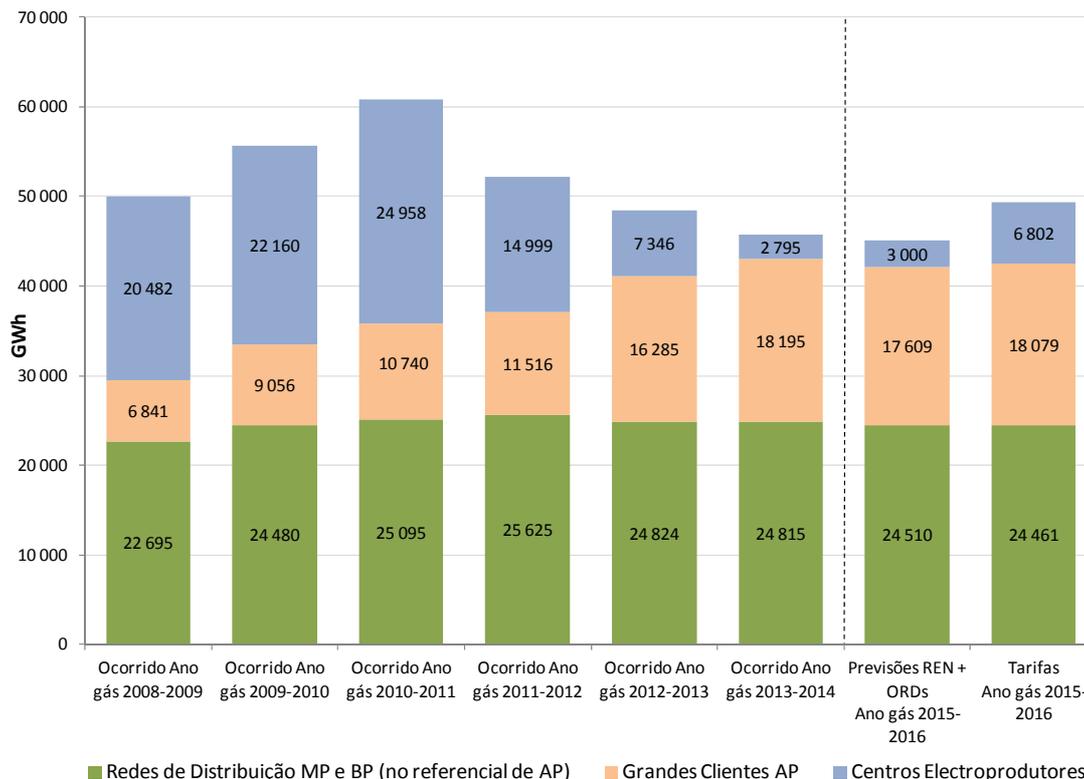
Neste quadro, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2015-2016, exceto no caso da Sonorgás. Esta empresa considera nas suas previsões um aumento na energia saída das redes de distribuição e pontos de entrega, que se inicia em 2015 e tem particular incidência no ano de 2016, que incorpora o abastecimento a novos polos de consumo, cujas licenças de distribuição de gás natural ainda se encontram em fase de atribuição por concurso público. No cálculo de proveitos e tarifas para o ano gás 2015-2016, a ERSE considerou na globalidade o consumo e pontos de entrega referentes aos polos existentes, 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 questão, considerou-se apenas 25% do consumo previsto pela empresa para os novos polos no ano de 2016, assumindo-se uma evolução linear do número de pontos de entrega e mantendo os consumos médios anuais por nível de pressão previstos pela empresa.

Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição adotado pela ERSE apresenta um decréscimo de cerca de 1,4% em dois anos gás, passando de 24,8 TWh em 2013-2014 para 24,4 TWh em 2015-2016.

No segmento dos grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão considera-se que o consumo de gás natural terá atingido um nível estável, sem entradas e saídas de instalações relevantes para o nível de consumo deste segmento e com a manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes. Assim, a ERSE optou por assumir que os consumos semestrais em 2015 e 2016 deverão manter-se no nível atualmente previsto pela REN para o ano 2014, o qual incorpora os dados reais mais recentes deste segmento. Com este pressuposto, que se adequa às perspetivas de evolução da economia portuguesa, no ano gás 2015-2016 o consumo dos grandes consumidores será 18,1 TWh.

A Figura 2-3 explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2015-2016, 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 2015-2016 (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.

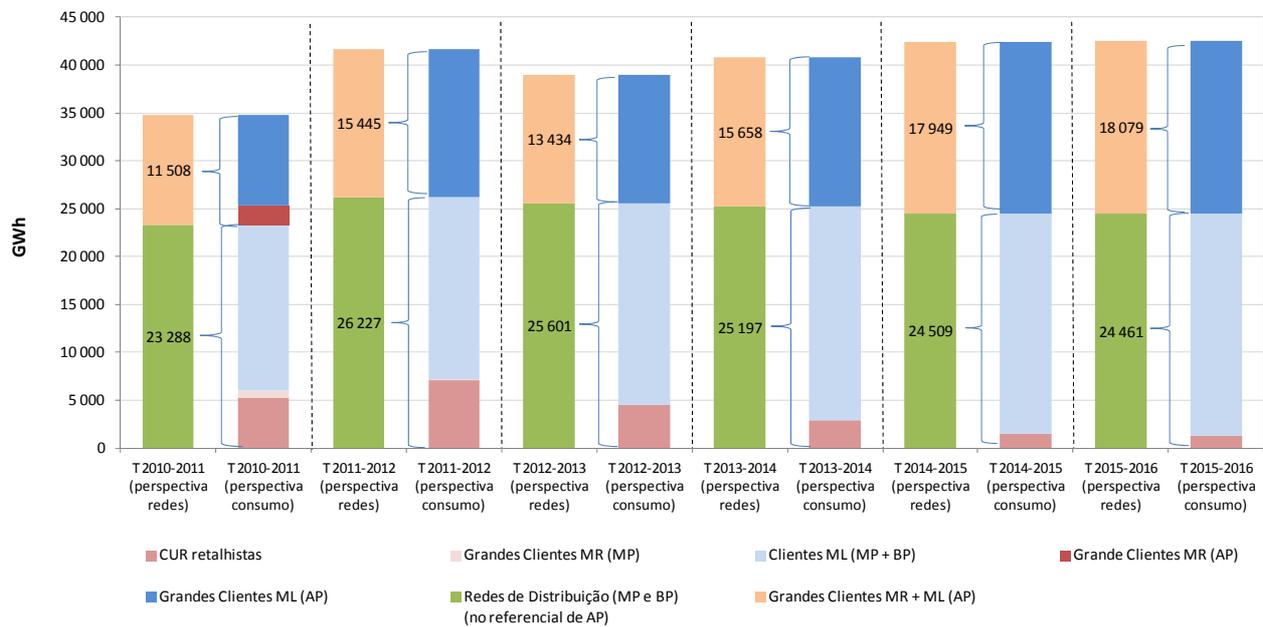
No quadro atual, os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> encontram-se num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. De acordo com o definido pela Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, na redação dada pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, 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 m<sup>3</sup> revelam uma quota de liberalização de 98,3%, em consumo, e de 74,7%, em número de clientes. 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 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup> revelam uma quota de liberalização de 53,7%, em consumo, e de 59,6%, em número de clientes. 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 perspectiva dos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição com a perspectiva 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 2015-2016, na perspectiva das redes e dos comercializadores**





### **3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2015-2016**

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 2015-2016, 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 2015-2016.

### 3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNGN

#### APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

- Considerando a utilização histórica, a previsão da distribuição do gás natural pelas entradas na rede de alta pressão verifica uma redução substancial na utilização do Terminal de Sines. Como se verifica através do histórico, e à semelhança do que se passa em Espanha, o aprovisionamento nacional de gás natural privilegiava o Terminal de Sines em relação a Campo Maior, com valores na ordem dos 50% e 48%, respetivamente. No entanto desde o ano gás 2013-2014 que se verifica uma redução do peso das entradas através do Terminal de Sines de GNL e um aumento do peso das entradas através das interligações, nomeadamente na interligação de Campo Maior. De acordo com o histórico do ano gás 2014-2015 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 2014-2015.
- No mês de março de 2015 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 2015 a 30 de setembro de 2016. Do resultado deste leilão verifica-se um aumento da contratação do produto de capacidade anual em relação ao mesmo produto de 1 de outubro de 2014 até 30 de setembro de 2015 (106 269 MWh/dia face a 94 970 MWh/dia).
- O abastecimento dos consumos de gás natural em Portugal continental para o ano gás 2015-2016 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, com base em informação histórica do funcionamento do Terminal de Sines de GNL, assume-se a existência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).

#### CENTROS ELECTROPRODUTORES

- As quantidades previstas contratualmente no Acordo de Gestão de Consumos, e aditamentos subsequentes da central da Turbogás implicam uma maior utilização desta central face às previsões da REN nos anos de 2015 e 2016;
- Neutralização no *mix* de produção elétrica, de 2015 e 2016, dos efeitos da hidraulicidade e eolicidade elevadas, que se registaram em 2014, bem como a estagnação ou ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica deduzido da produção em regime especial nesses anos;

- Prevê-se a manutenção em 2015 e 2016 dos preços relativos do carvão e do petróleo, bem como uma variação reduzida dos preços das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, o que coloca as centrais a carvão em vantagem de preço face às centrais de ciclo combinado a gás natural.

#### **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 2015-2016 estão em operação 5 cavernas.

#### **CLIENTES INDUSTRIAIS**

- A previsão do ORT (REN Gasodutos) relativamente aos consumos dos clientes industriais em alta pressão, para o ano gás 2015-2016 apresenta uma redução de 0,1% em relação à sua previsão de consumo para o ano gás 2014-2015. Considerando a evolução histórica dos consumos destes consumidores (monótona crescente), a ERSE considerou adequado a manutenção do nível de consumos dos clientes industriais em alta pressão verificados no 2.º semestre de 2014 e as previsões do ORT para o 1.º semestre de 2015.

#### **REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

- Foram consideradas as quantidades físicas de gás natural enviadas pelo Operador da Rede de Transporte, para o ano gás 2013-2014. 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 2015-2016 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 -1,4% face ao ano gás 2013-2014.
- A Sonorgás considera nas suas previsões um aumento na energia saída das redes de distribuição e pontos de entrega, que se inicia em 2015 e tem particular incidência no ano de 2016, que incorpora o abastecimento a novos polos de consumo, cujas licenças de distribuição de gás natural ainda se encontram em fase de atribuição por concurso público. No cálculo de proveitos e tarifas para o ano gás 2015-2016, a ERSE considerou na globalidade o consumo e pontos de entrega referentes aos polos existentes, 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 questão,

considerou-se apenas 25% do consumo previsto pela empresa para os novos polos no ano de 2016, assumindo-se uma evolução linear do número de pontos de entrega e mantendo os consumos médios anuais por nível de pressão previstos pela empresa.

#### COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

- Na previsão de quantidades e número de clientes para os níveis de pressão BP>, MP e AP, para os anos civis de 2015 e 2016, foram consideradas as previsões de cada comercializador de último recurso.
- Na previsão de quantidades de BP< de cada comercializador de último recurso foram utilizadas as informações de quotas de energia e número de clientes do final do 2º semestre de 2014 disponibilizadas através da plataforma de *switching* de GN (ponto de partida) e as previsões de cada comercializador de último recurso para o 2º semestre de 2015 (ponto de chegada), assumindo-se uma evolução linear ao longo dos anos de 2014 e 2015.

#### COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

- Estimaram-se as quantidades e o número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso.
- No ano gás 2015-2016 a quota de mercado prevista para clientes ligados em média pressão é em média de 99% (energia) e de 91% (número de clientes).
- No ano gás 2015-2016 a quota de mercado prevista para clientes ligados em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 94% (energia) e de 85% (número de clientes).
- No ano gás 2015-2016 a quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 76% (energia) e de 77% (número de clientes).

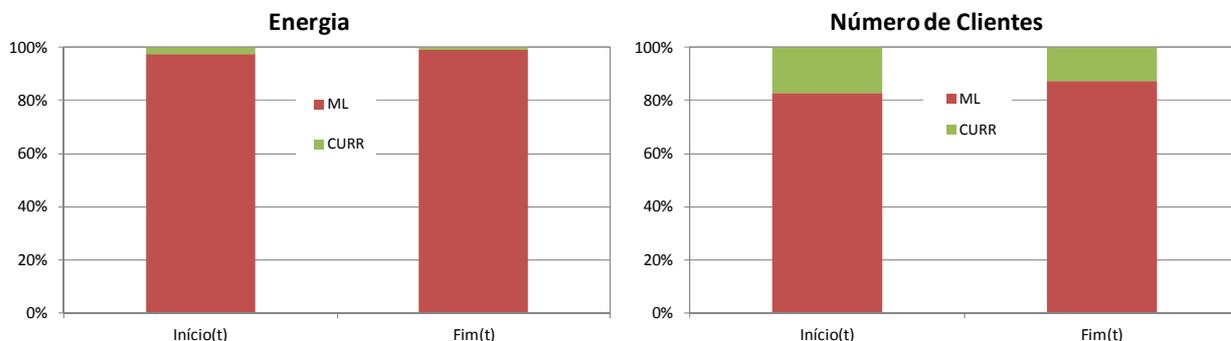
#### PERDAS E AUTO CONSUMOS

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

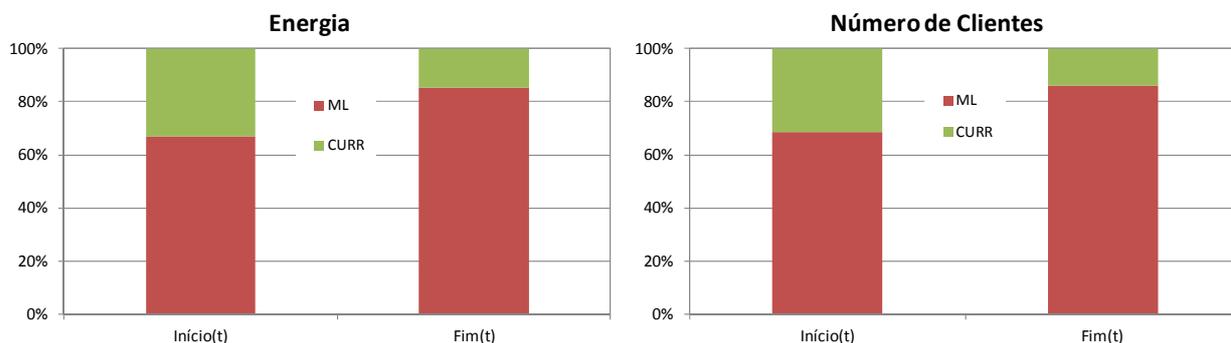
#### ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA 2015-2016

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 m<sup>3</sup> por ano.

**Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2015-16 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup>**



**Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2015-16 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>**



### 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 2015-2016

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 2015-2016. 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 2015-2016**

RNTGN	Balanço comercial de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	<b>Entradas na RNTGN</b>	
1=1.1+1.2	1 Gasodutos	33 994
	1.1 Campo Maior	33 994
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	15 597
	2.1 Injeções RNT	14 569
	2.2 Camião cisterna	1 028
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	769
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	50 360
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	49 332
	<b>Saídas da RNTGN</b>	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	769
	8 Centros electroprodutores	6 802
	9 Clientes industriais em AP	18 079
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 632
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	49 282
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	49
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	48 513
	<b>Balanço comercial de gás natural na RNDGN</b>	
	<b>Entradas na RNDGN</b>	
15=10	15 Redes interligadas	23 632
	16 Redes abastecidas por UAG	830
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	24 461
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
	18 Clientes em MP	16 827
	19 Clientes em BP	7 591
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	43
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	24 461
	<b>Saídas da RNDGN</b>	
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	24 418
	22.1 Beiragás	977
	22.2 Dianagás	89
	22.3 Sonorgás	113
	22.4 Duriensegás	201
	22.5 Lisboagás	4 666
	22.6 Lusitaniagás	8 284
	22.7 Medigás	98
	22.8 Paxgás	17
	22.9 Portgás	6 793
	22.10 Setgás	1 795
	22.11 Tagusgás	1 386

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 2015-2016**

Unidades: n. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	19	19
Centros electroprodutores			4	4
Cientes Industriais			15	15
Cientes nas redes de distribuição	0	315 814	1 075 678	1 391 492
Beiragás	0	13 655	37 693	51 349
Dianagás	0	2 283	6 830	9 113
Sonorgás	0	2 379	14 120	16 499
Duriensegás	0	7 491	21 267	28 759
Lisboagás	0	138 560	390 059	528 619
Lusitaniagás	0	51 853	163 435	215 288
Medigás	0	5 810	14 244	20 054
Paxgás	0	1 770	4 298	6 068
Portgás/EDPgás	0	47 016	272 533	319 549
Setgás	0	37 300	124 963	162 263
Tagusgás	0	7 696	26 236	33 932
Total de consumidores de GN	0	315 814	1 075 697	1 391 511

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 2015-2016**

Unidades: GWh

Balanço comercial de energia	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	24 882	24 882
Centros electroprodutores			6 802	6 802
Clientes Industriais			18 079	18 079
Cientes nas redes de distribuição	0	1 258	23 160	24 418
Beiragás	0	70	906	977
Dianagás	0	8	80	89
Sonorgás	0	5	108	113
Duriensegás	0	19	181	201
Lisboagás	0	547	4 119	4 666
Lusitaniagás	0	225	8 059	8 284
Medigás	0	16	82	98
Paxgás	0	4	14	17
Portgás/EDPgás	0	196	6 597	6 793
Setgás	0	151	1 645	1 795
Tagusgás	0	17	1 369	1 386
Total de consumidores de GN	0	1 258	48 042	49 300

Nas previsões do Balanço de Energia para 2015-2016 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 2015-2016**

Estrutura de mercado		
Consumo		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	99%	1%
RNT	100%	0%
RND	98%	2%
Cientes BP < 10 000 m3	76%	24%
<b>Total</b>	<b>97%</b>	<b>3%</b>

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado		
Número de clientes		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	85%	15%
RNT	100%	0%
RND	85%	15%
Cientes BP < 10 000 m3	77%	23%
<b>Total</b>	<b>77%</b>	<b>23%</b>

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado			
Consumo			GWh
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	6 802	0	6 802
Cientes > 10 000 m3	38 295	337	38 632
RNT	18 079	0	18 079
RND	20 216	337	20 553
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	2 944	921	3 865
<b>Total clientes</b>	<b>41 240</b>	<b>1 258</b>	<b>42 498</b>
<b>Total (inc. centros electroprodutores)</b>	<b>48 042</b>	<b>1 258</b>	<b>49 300</b>

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			
Número de clientes			Total
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	4	0	4
Cientes > 10 000 m3	4 006	697	4 702
RNT	15	0	15
RND	3 991	697	4 687
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	1 071 688	315 117	1 386 805
<b>Total clientes</b>	<b>1 075 693</b>	<b>315 814</b>	<b>1 391 507</b>
<b>Total (inc. centros electroprodutores)</b>	<b>1 075 697</b>	<b>315 814</b>	<b>1 391 511</b>

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

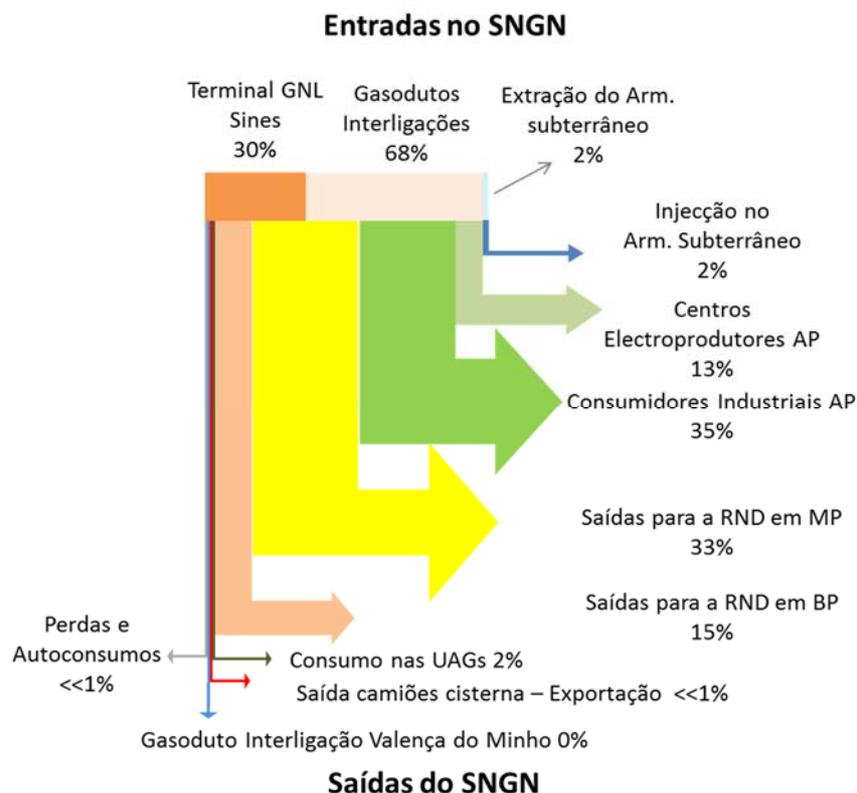
### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

Globalmente importa caracterizar a distribuição dos consumos de gás natural nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o grande peso dos consumos 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 2015-2016



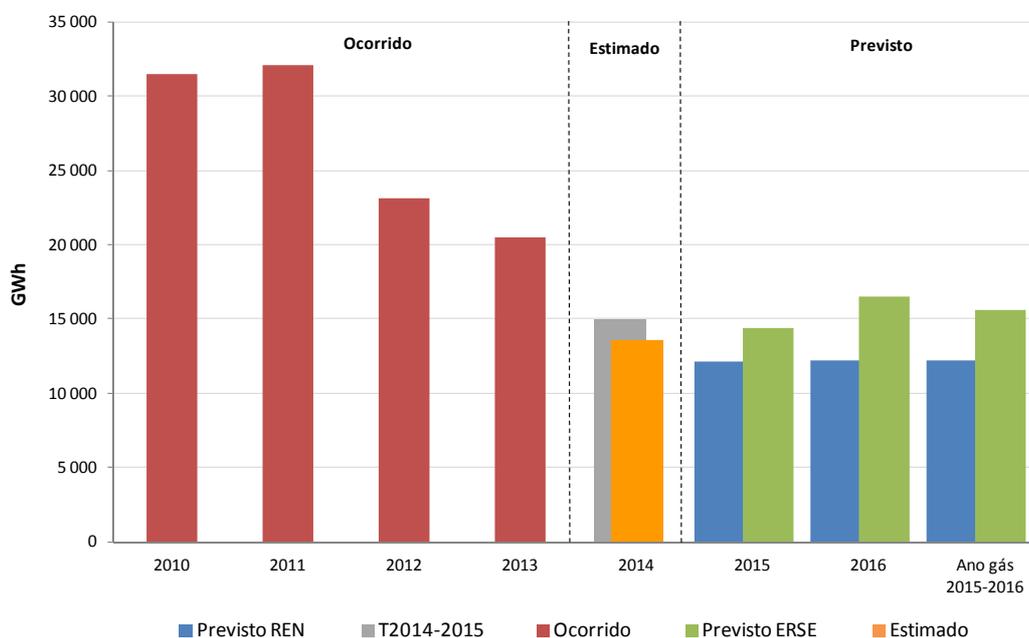


#### 4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2015 E 2016

##### 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 desde o ano 2010, bem como os valores previstos para os anos 2015 e 2016 e para o ano gás 2015-2016. As quantidades de gás natural previstas à saída do Terminal pela ERSE são superiores aos valores da REN, principalmente devido ao facto da ERSE ter assumido um consumo de gás superior ao previsto pela REN. Quanto à estratégia de aprovisionamento de gás natural dos agentes que atuam no SNGN (repartição das entradas no SNGN entre gasodutos e terminal), a ERSE teve em conta no seu cenário de procura os resultados dos leilões de contratação de capacidade nas interligações de Portugal para Espanha<sup>2</sup>, bem como dos dados mais recentes referentes à utilização do terminal. A repartição gasodutos-terminal obtida é semelhante à considerada nas previsões da REN.

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



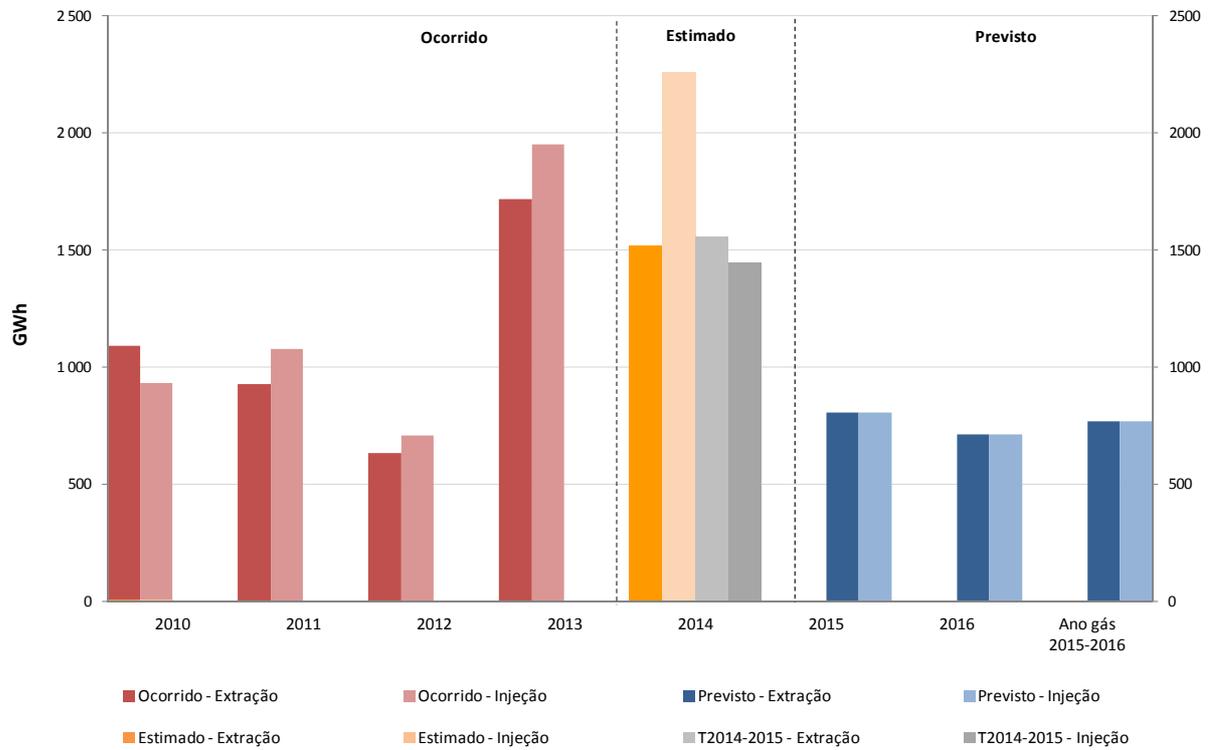
<sup>2</sup> Leilões de capacidade para o período de 1 de outubro 2015 a 30 de setembro 2016, realizados na plataforma PRISMA.

Para a definição do custo com capital alisado das infraestruturas do Terminal foram consideradas no ano gás 2015-2016 as quantidades previstas pela ERSE, enquanto nos restantes anos do período de alisamento foram consideradas as quantidades previstas pela REN Atlântico ajustadas em função do desvio entre as quantidades previstas pela ERSE e as quantidades previstas pela empresa para o ano 2015.

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

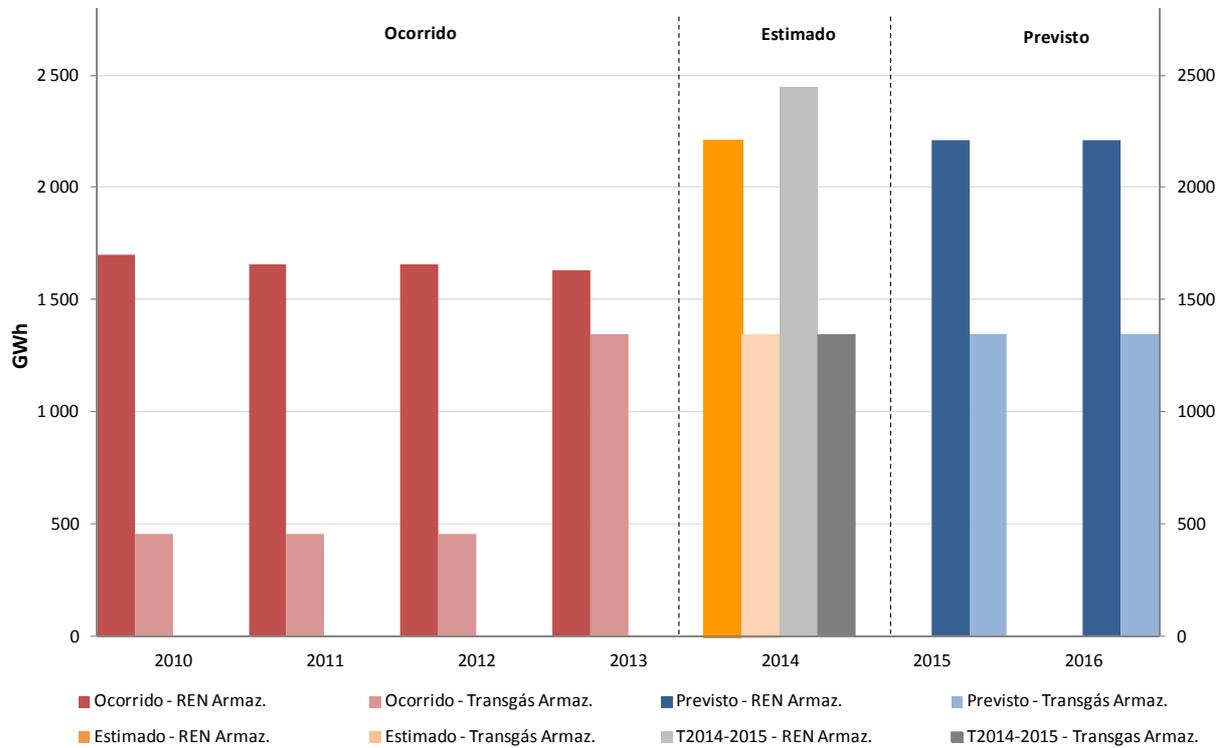
A atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural foi regulada nos dois períodos regulatórios anteriores por custos aceites. No período regulatório que se iniciou no ano gás 2013-2014, a metodologia de regulação foi alterada, tendo-se adotado uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos operacionais com uma parcela variável, cujos indutores de custo são 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 das injeções e extrações de gás natural nas cavernas da REN Armazenagem é apresentada na Figura 4-2, incluindo os valores reais de 2010 a 2013, a melhor estimativa para 2014 e os valores previstos pela empresa para 2015 e 2016, os quais foram assumidos pela ERSE na definição dos proveitos permitidos. O acréscimo que se observa nas injeções e extrações de gás natural em 2013 e 2014 está associado à entrada em exploração das cavernas REN-C6 e TGC-2.

**Figura 4-2 - Energia extraída e injetada no Armazenamento Subterrâneo  
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)**



A evolução da capacidade técnica do armazenamento das cavernas dos dois operadores é ilustrada na figura seguinte.

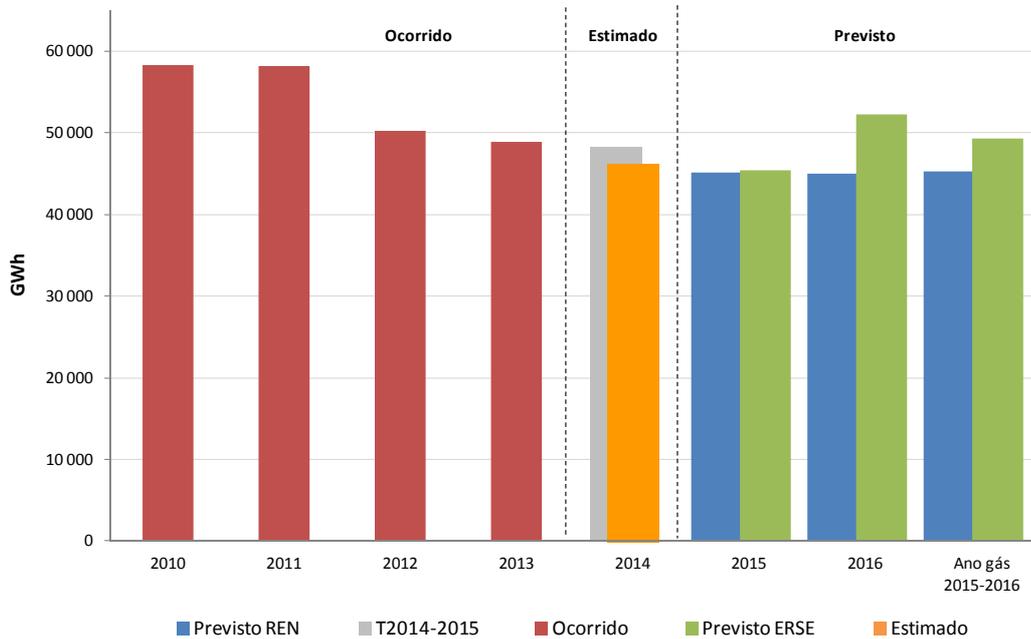
**Figura 4-3 – Capacidades Técnicas de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)**



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

Na Figura 4-4 é apresentada a evolução das quantidades de gás natural saídas da RNTGN desde o ano 2010, bem como os valores previstos para os anos 2015 e 2016 e para o ano gás 2015-2016. Observa-se uma ligeira diferença entre a previsão da ERSE e a previsão do ORT no ano gás, que é justificada essencialmente pelo diferente cenário de consumo dos centros electroprodutores assumido pelo regulador.

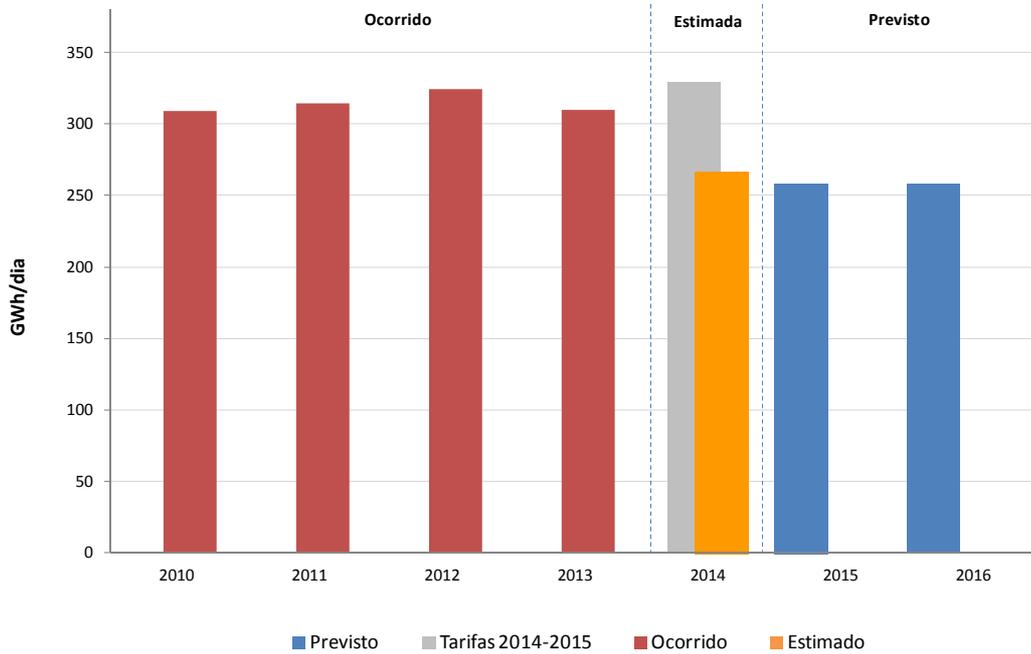
**Figura 4-4 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões)**



Para o período regulatório que se iniciou no ano gás 2013-2014, os indutores de custo do *price cap* aplicados aos custos de exploração da atividade de Transporte de gás natural foram revistos pela ERSE. A energia saída da rede de transporte deixou de ser considerada, passando a ser considerada como indutor de custos a capacidade utilizada na saída da RNTGN. Este indutor de custo corresponde à soma das capacidades máximas utilizadas em cada saída da rede de transporte (ótica comercial)<sup>3</sup> que se observou no ano em causa. Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2010 e 2014, a melhor estimativa para 2014 e as previsões da REN para 2015 e 2016, as quais foram consideradas para efeitos de definição de proveitos.

<sup>3</sup> Quantidade máxima diária de gás natural que o operador da rede de transporte colocou à disposição no ponto de saída, registada num período de 12 meses, medida em kWh/dia.

**Figura 4-5 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN (ótica comercial)  
(valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)**



**QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS 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 2015 e 2016 são apresentadas nos quadros seguintes.

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

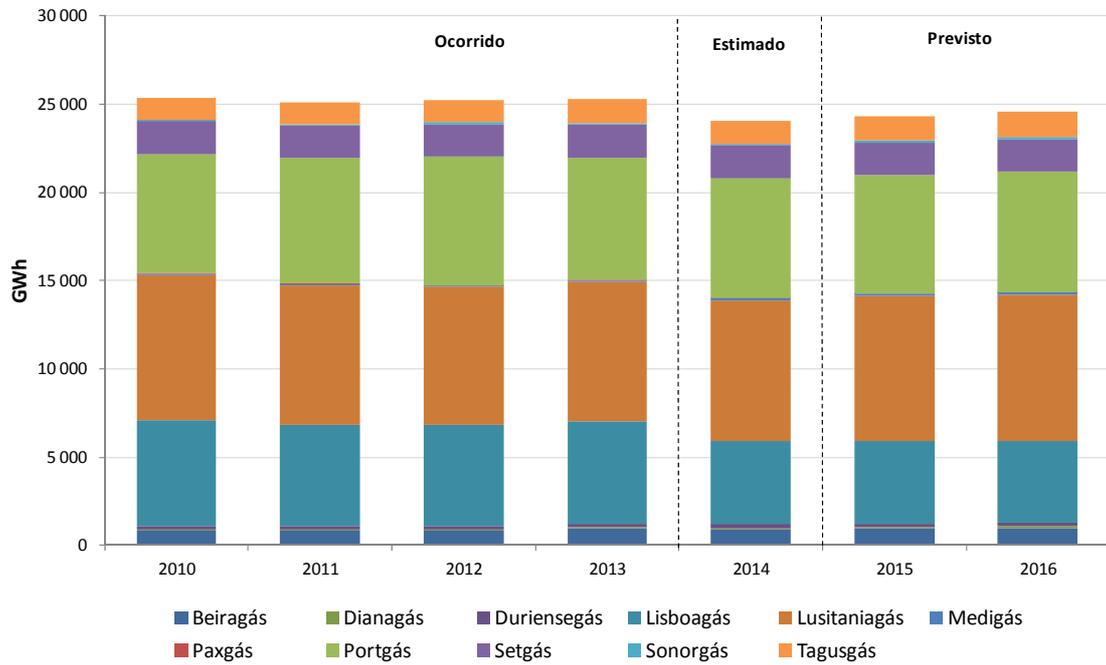
	Unidades: GWh	
	2015	2016
Beiragás	975	978
Dianagás	83	91
Sonorgás	107	132
Duriensegás	200	201
Lisboagás	4 657	4 673
Lusitaniagás	8 252	8 290
Medigás	98	98
Paxgás	17	17
Portgás	6 737	6 843
Setgás	1 793	1 797
Tagusgás	1 365	1 423
<b>Total</b>	<b>24 284</b>	<b>24 543</b>

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

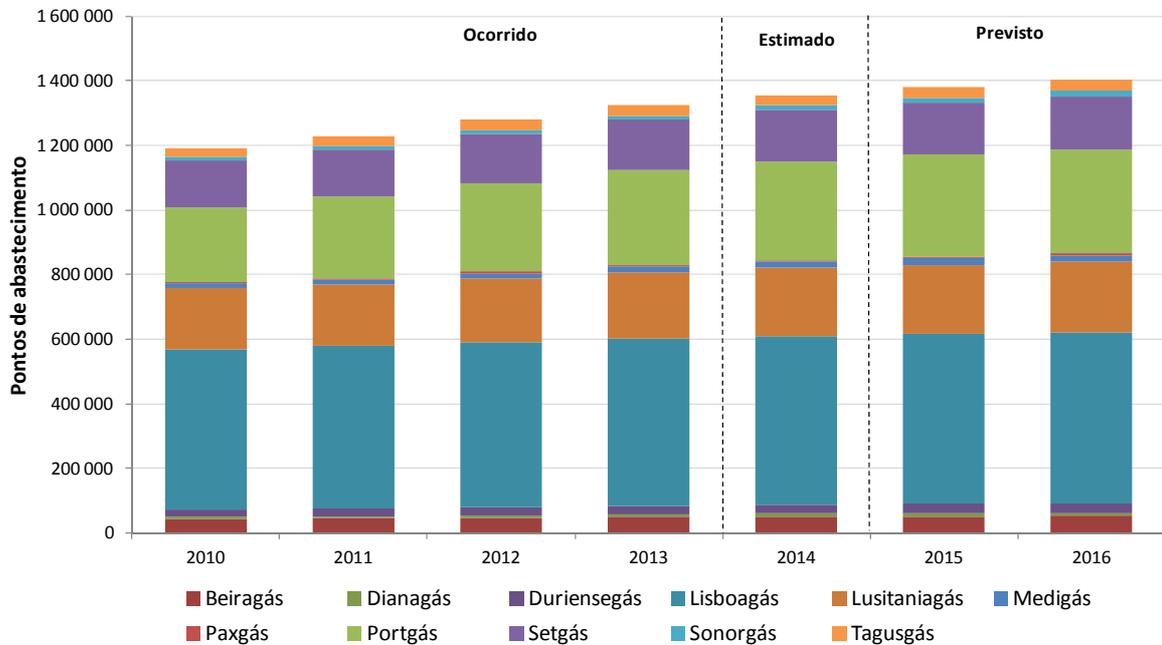
	Unidade: Pontos de entrega	
	2015	2016
Beiragás	51 386	51 797
Dianagás	9 260	9 196
Sonorgás	15 266	17 800
Duriensegás	28 901	28 822
Lisboagás	527 643	531 342
Lusitaniagás	213 515	217 273
Medigás	19 853	20 098
Paxgás	6 243	6 094
Portgás	313 609	324 064
Setgás	161 850	163 358
Tagusgás	33 577	34 274
<b>Total</b>	<b>1 381 101</b>	<b>1 404 117</b>

Na Figura 4-6 e na Figura 4-7 comparam-se as previsões para 2015 e 2016 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 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	
	2015	2016
<b>CURR Total</b>	<b>1 782</b>	<b>734</b>
<b>CURR &lt; 10000</b>	<b>1 268</b>	<b>575</b>
<b>CURR &gt; 10000</b>	<b>514</b>	<b>159</b>

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

	Unidade: N.º médio de clientes	
	2015	2016
<b>CURR Total</b>	<b>435 159</b>	<b>195 101</b>
<b>CURR &lt; 10000</b>	<b>434 326</b>	<b>194 498</b>
<b>CURR &gt; 10000</b>	<b>834</b>	<b>603</b>

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**

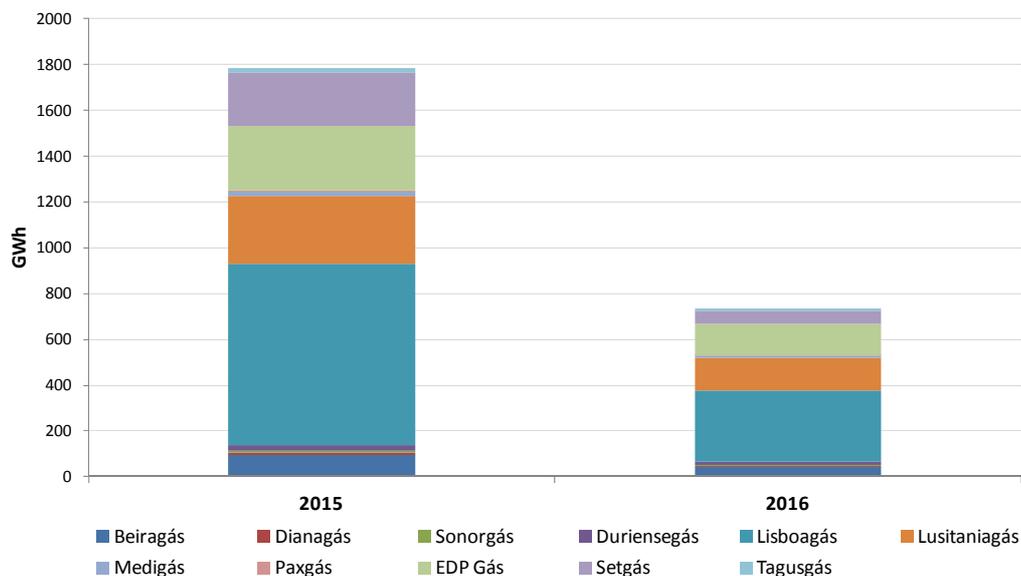
	Unidade: GWh					
	2015		2015	2016		2016
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	56	39	95	29	16	44
Dianagás	9	3	12	4	1	5
Sonorgás	7	0	7	2	0	2
Duriensegás	10	12	22	7	6	13
Lisboagás	553	243	796	233	79	312
Lusitaniagás	176	120	296	93	49	142
Medigás	18	1	19	10	1	10
Paxgás	4	0	4	2	0	2
EDP Gás	215	65	281	136	1	137
Setgás	202	31	233	52	7	58
Tagusgás	17	0	17	8	0	8
<b>Total</b>	<b>1 268</b>	<b>514</b>	<b>1 782</b>	<b>575</b>	<b>159</b>	<b>734</b>

**Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos**

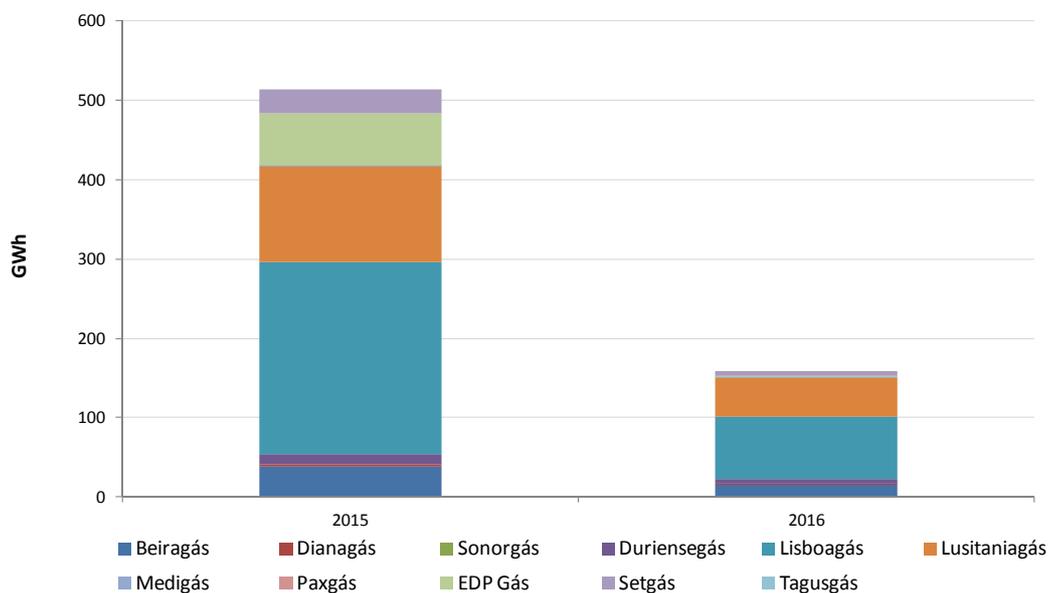
	Unidade: N.º médio clientes					
	2015		2015	2016		2016
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	18 778	56	18 835	7 888	47	7 935
Dianagás	2 950	9	2 958	1 323	7	1 330
Sonorgás	3 384	4	3 388	1 489	0	1 489
Duriensegás	10 319	20	10 340	4 327	17	4 345
Lisboagás	190 600	361	190 962	80 297	315	80 612
Lusitaniagás	65 413	168	65 581	30 034	161	30 195
Medigás	7 576	5	7 581	3 419	3	3 422
Paxgás	2 445	2	2 447	1 022	1	1 023
EDP Gás	69 487	125	69 612	37 152	3	37 155
Setgás	51 497	56	51 553	21 506	48	21 554
Tagusgás	11 877	27	11 903	6 042	0	6 042
<b>Total</b>	<b>434 326</b>	<b>834</b>	<b>435 159</b>	<b>194 498</b>	<b>603</b>	<b>195 101</b>

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.

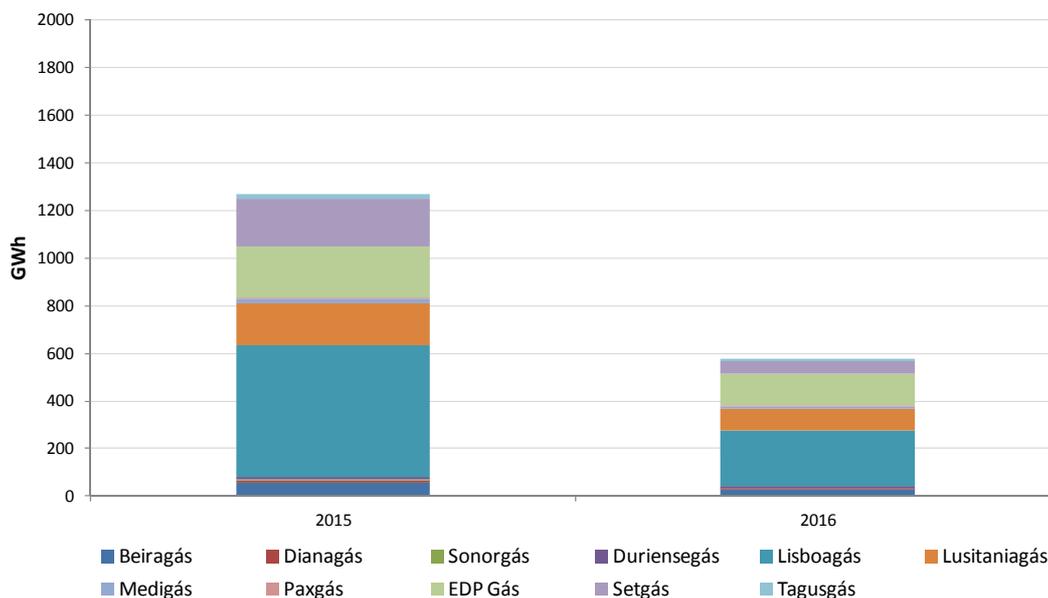
**Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2015 e 2016 das vendas totais de energia dos CUR**



**Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2015 e 2016 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>**



**Figura 4-10 - Previsão da ERSE para 2015 e 2016 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>**



## 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.

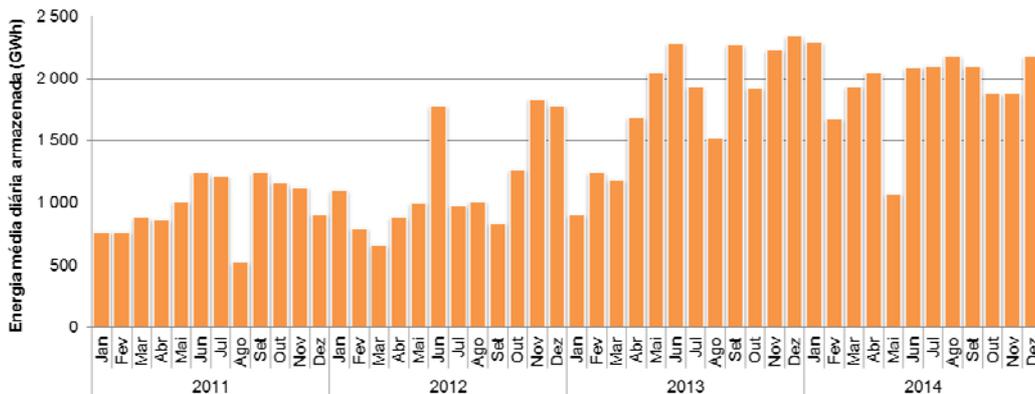
### 5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

#### 5.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS EM ALTA PRESSÃO

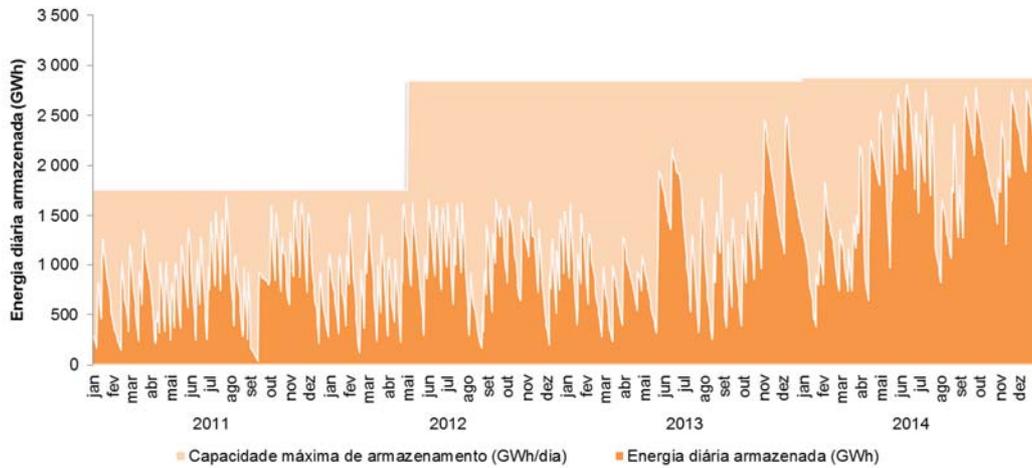
##### 5.1.1.1 TERMINAL DE GNL

Na Figura 5-1 é feita a análise do armazenamento de GNL no Terminal de Sines, em termos de energia média diária, de 2011 a 2014. 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 2011 a 2014**



**Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2011 a 2014**



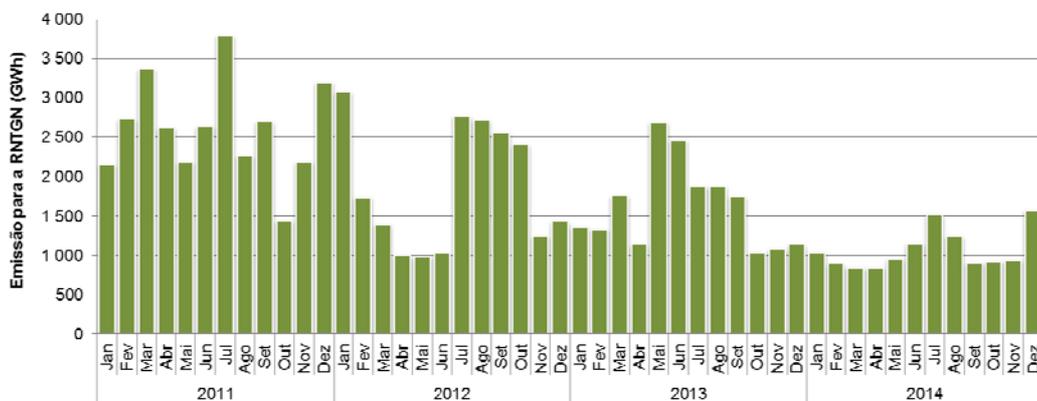
O aumento da capacidade máxima de armazenamento do terminal de GNL de Sines no ano de 2012 resulta dos investimentos efetuados associados à construção de um novo tanque de armazenagem.

O valor máximo de energia armazenada durante 2014 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil dos tanques de GNL, que equivale a cerca de 2 870 GWh.

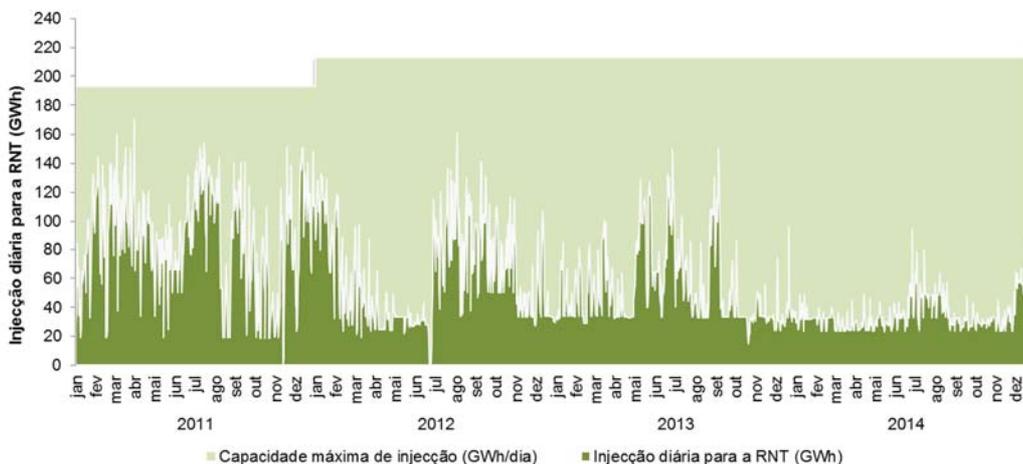
O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2014 é equivalente a aproximadamente 16 dias do consumo médio nacional dos clientes industriais e domésticos (excluindo os centros electroprodutores).

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 2011 a 2014.

**Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2011 a 2014**



**Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2011 a 2014**

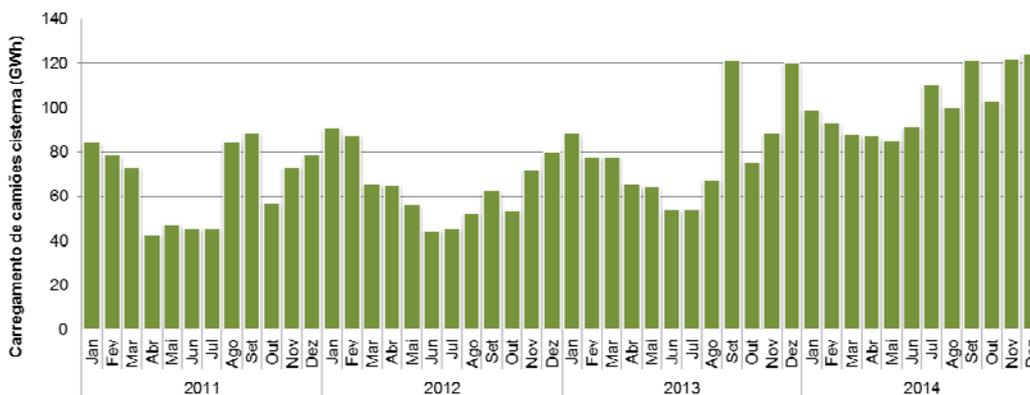


O aumento da capacidade máxima de emissão para a rede de transporte no ano de 2012 resulta dos investimentos efetuados no terminal de GNL, com um aumento da capacidade de regaseificação de gás natural, passando de uma capacidade de ponta de 192 GWh para 213 GWh.

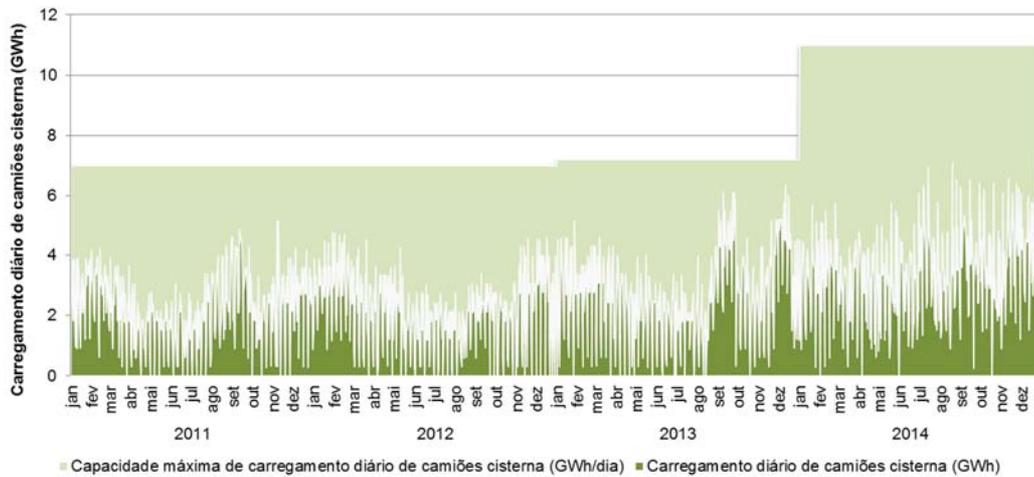
A emissão de gás natural para a RNTGN em 2014 correspondeu a uma modulação de cerca de 135 dias e a uma utilização de 37%.

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 2011 a 2014.

**Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2011 a 2014**



**Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2011 a 2014**



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 2014, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna corresponde a uma modulação de cerca de 162 dias e a uma utilização de 44%.

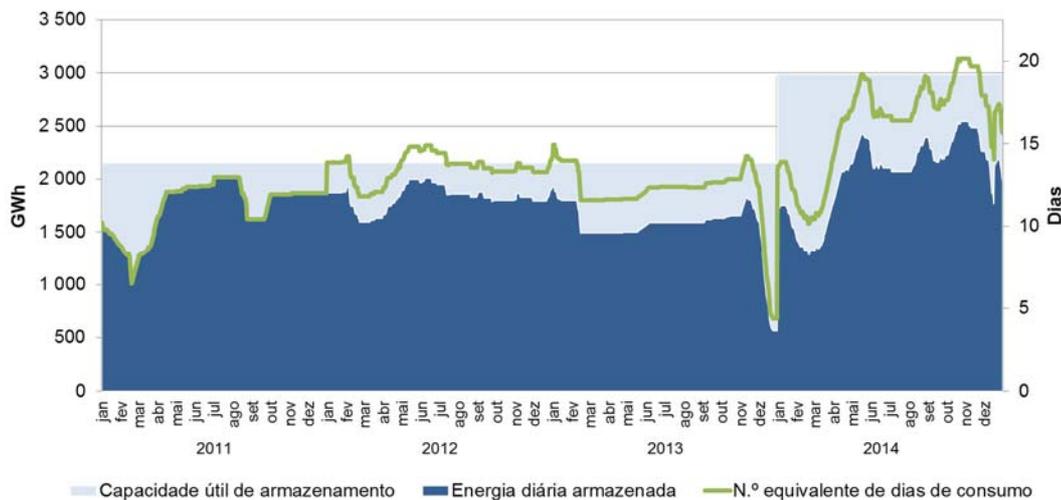
#### 5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2011 a 2014.

Em dezembro de 2013 considera-se que entra em exploração uma nova caverna (4ª caverna), resultando um aumento da capacidade útil de armazenamento, tal como se verifica na figura.

Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2014 oscilou entre os 10 e os 20 dias de consumo médio nacional diário.

**Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2011 a 2014**

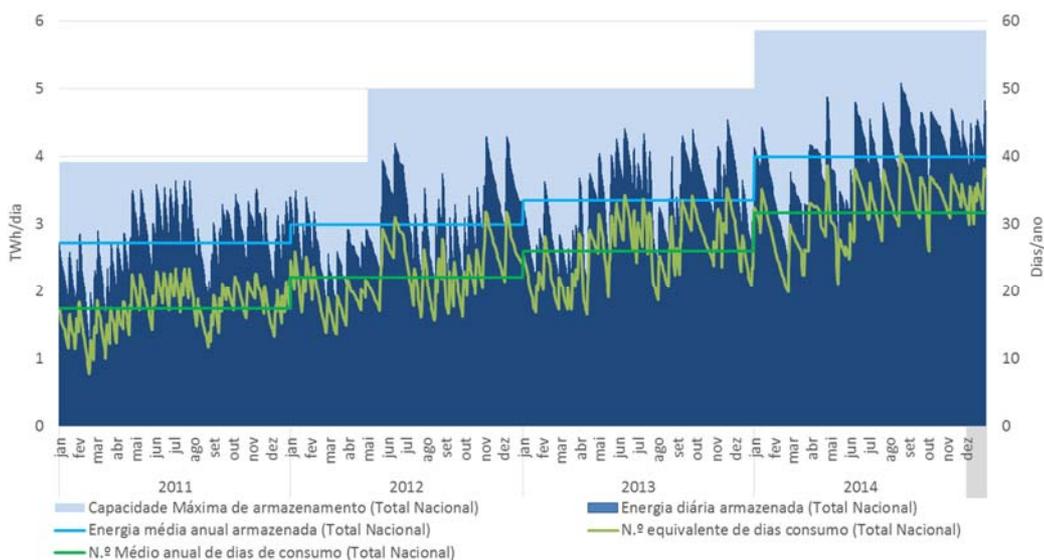


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2011 (56,8 TWh), ano 2012 (49,4 TWh), ano 2013 (46,9 TWh) e ano 2014 (46,0 TWh).

### 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 2011 a 2014.

**Figura 5-8 - Diagrama diário da utilização agregada do armazenamento subterrâneo e do terminal de Sines, de 2011 a 2014**



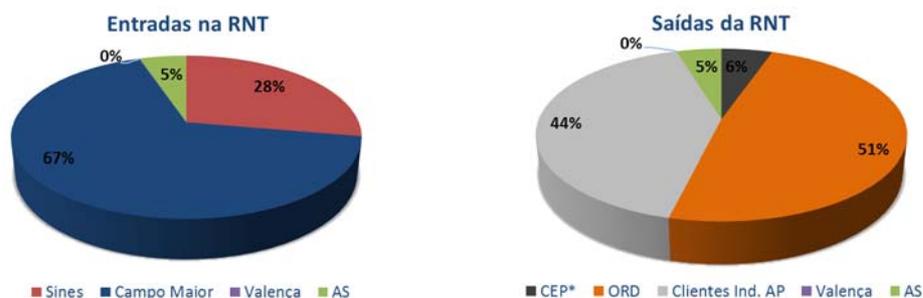
Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2011 (56,8 TWh), ano 2012 (49,4 TWh), ano 2013 (46,9 TWh) e ano 2014 (46,0 TWh).

Verifica-se que a energia armazenada, considerando o gás natural armazenado no armazenamento subterrâneo e no Terminal de Sines, ao longo do ano de 2014, oscilou entre os 20 dias e os 40 dias de consumo médio nacional diário.

#### 5.1.1.4 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2014, discriminadas por ponto de entrada e por ponto de saída da RNT. Em termos de entradas, as ligações de Campo Maior e do Terminal de Sines representam 67% e 28%, 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 2014, 6%, 44% e 51%, respetivamente, do total das saídas da RNT.

**Figura 5-9 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2014**



\* 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 2014.

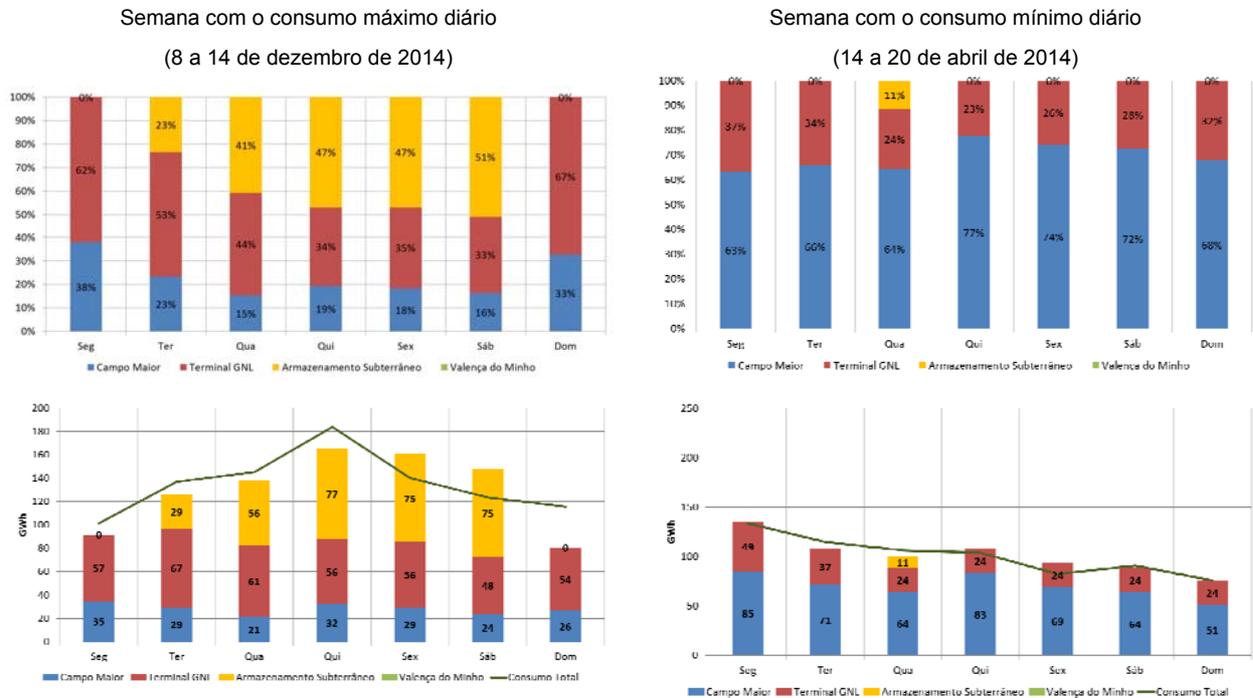
O consumo máximo de gás natural (184 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 11 de dezembro de 2014 (quinta-feira) e o consumo mínimo de gás natural (76 GWh/dia) ocorreu no dia 20 de abril de 2014 (domingo). Como se verifica na figura, o dia de maior consumo<sup>4</sup> não corresponde necessariamente ao dia onde se verifica o máximo de entradas na RNT. A existência de *linepack* na RNT e de injeções do armazenamento subterrâneo justificam esta ocorrência.

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

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

natural na RNT. A interligação de Campo Maior permanece, aproximadamente, constante nas suas injeções, independentemente da procura de gás natural.

**Figura 5-10 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2014**



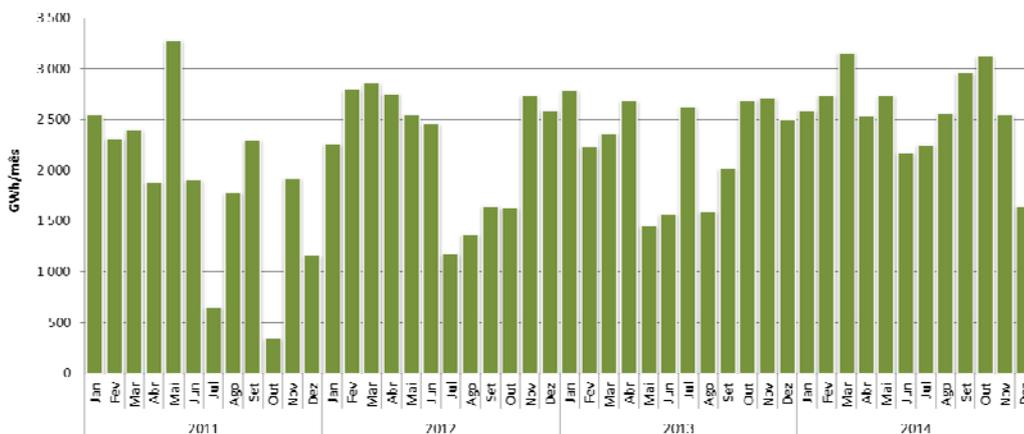
De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT em 2014. Esta análise é feita no referencial da RNT, isto é, valores positivos representam entradas na RNT e valores negativos representam saídas da RNT. Esta caracterização é realizada para a interligação de Campo Maior, para a interligação 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**

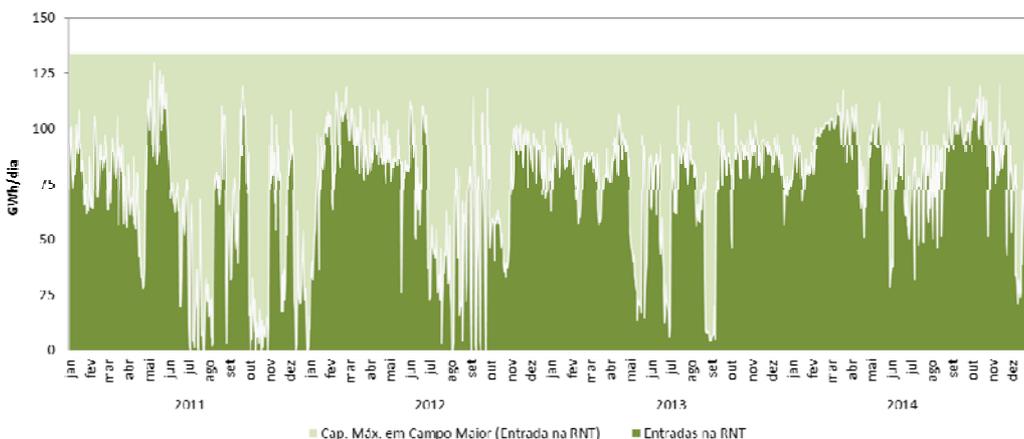
A Figura 5-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-12 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2014, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 258 dias/ano, representando uma utilização de 71% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

**Figura 5-11 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2011 a 2014**



**Figura 5-12 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2011 a 2014**

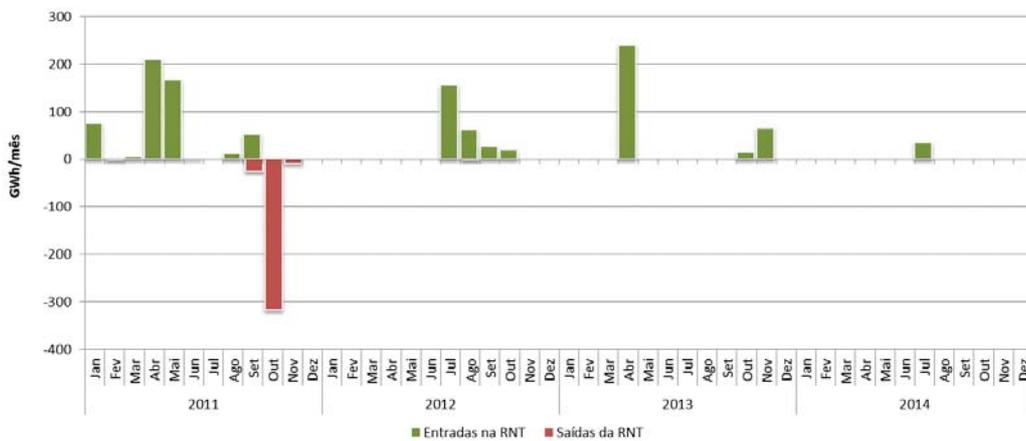


**INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO**

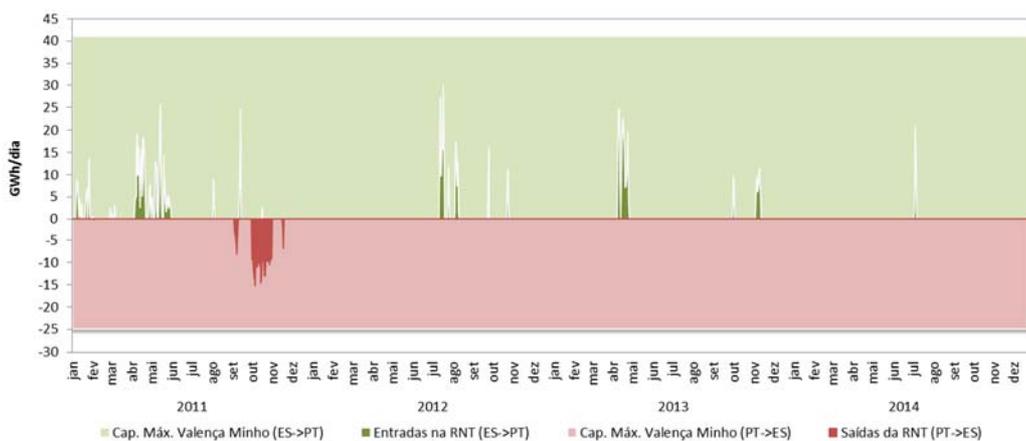
A Figura 5-13 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-14 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2014, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 2 dias/ano, representando uma utilização de 0,5% 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 2014.

**Figura 5-13 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2011 a 2014**



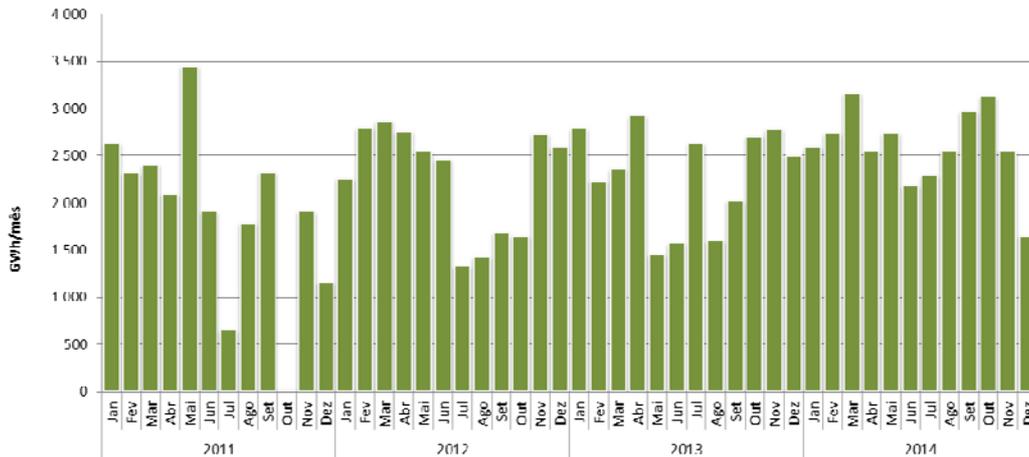
**Figura 5-14 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2011 a 2014**



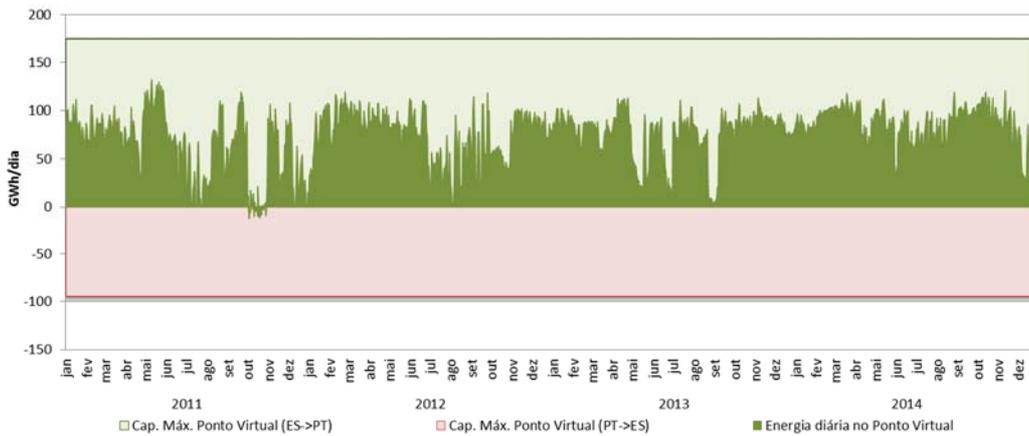
**PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO (VIP)**

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.

**Figura 5-15 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2011 a 2014**



**Figura 5-16 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2011 a 2014**



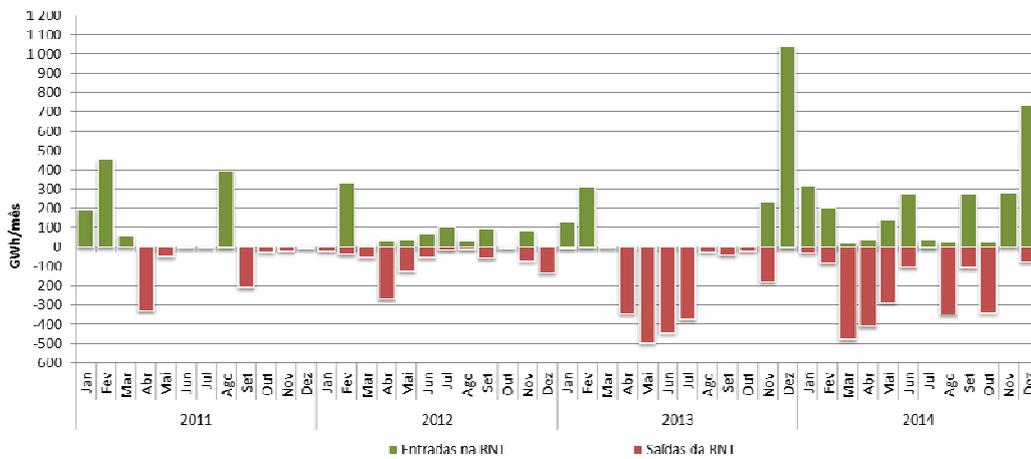
Nota: os valores de capacidades máximas no ponto virtual de interligação (quer de entrada quer de saída da RNT) resultam da soma das capacidades nas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho.

**ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO**

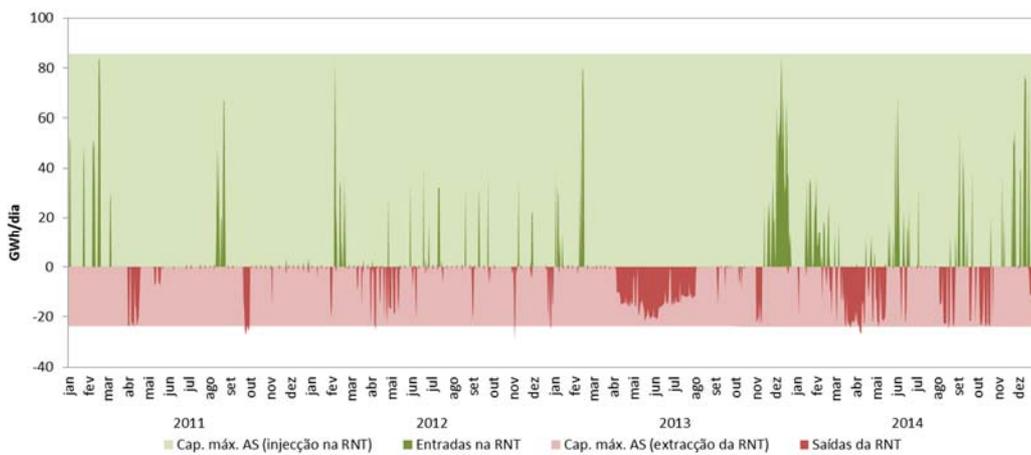
A Figura 5-17 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT.

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.

**Figura 5-17 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2011 a 2014**



**Figura 5-18 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2011 a 2014**

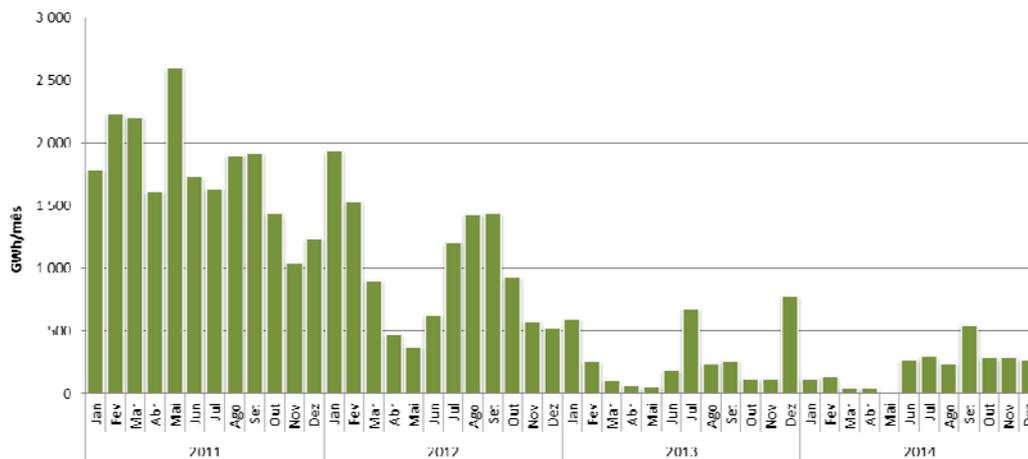


**CENTROS ELECTROPRODUTORES**

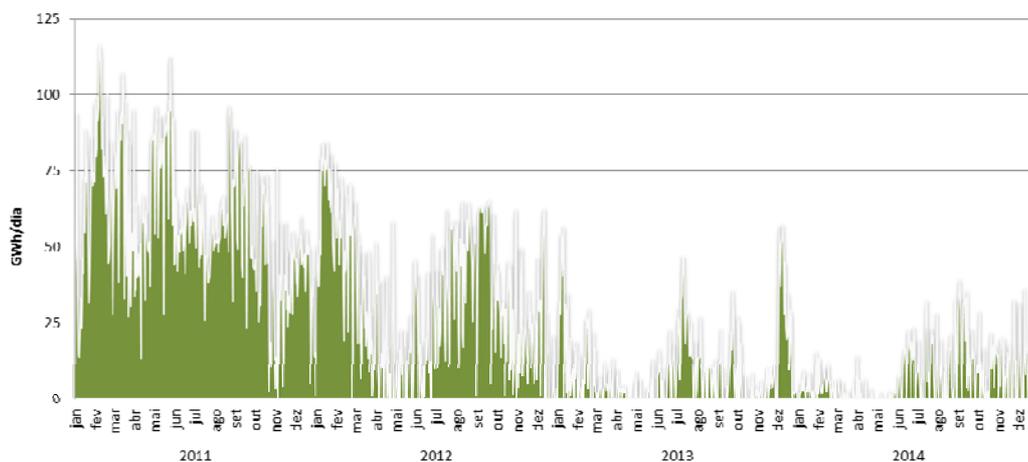
As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os centros electroprodutores, em termos de energia mensal e diária extraída da rede.

Em 2014, verifica-se que os centros electroprodutores são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 65 dias/ano, representando uma utilização de 18%.

**Figura 5-19 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2011 a 2014**



**Figura 5-20 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores, de 2011 a 2014**

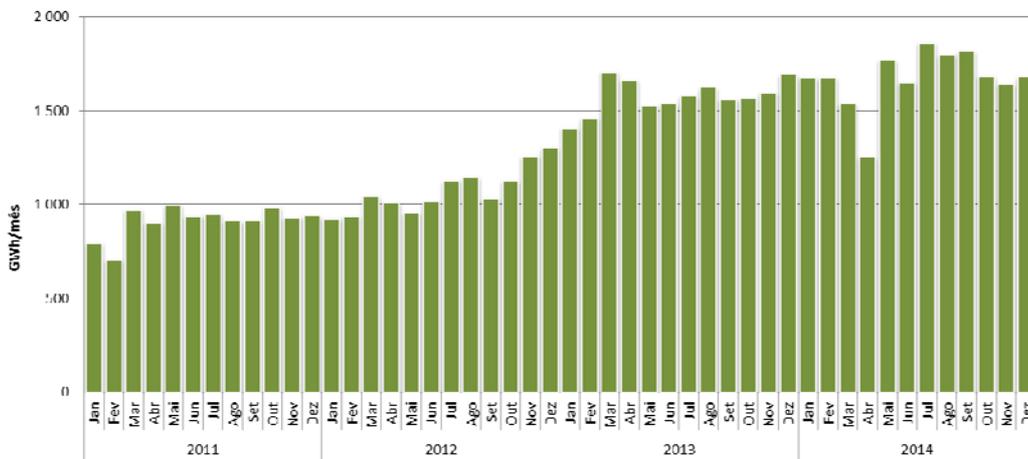


**CLIENTES INDUSTRIAIS EM ALTA PRESSÃO**

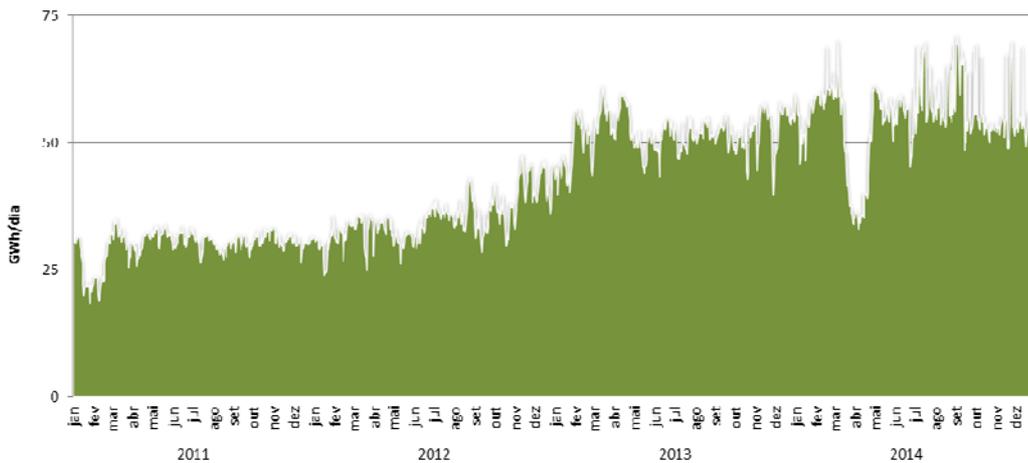
As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com os clientes em alta pressão, em termos de energia mensal e diária extraída da rede.

Em 2014, verifica-se que os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 281 dias/ano, representando uma utilização de 77%.

**Figura 5-21 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2011 a 2014**



**Figura 5-22 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os clientes em alta pressão, de 2011 a 2014**

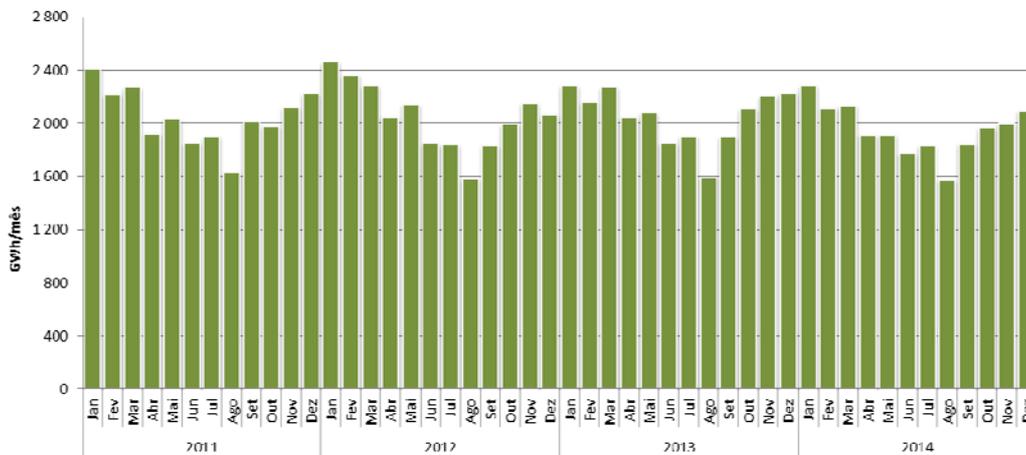


**REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

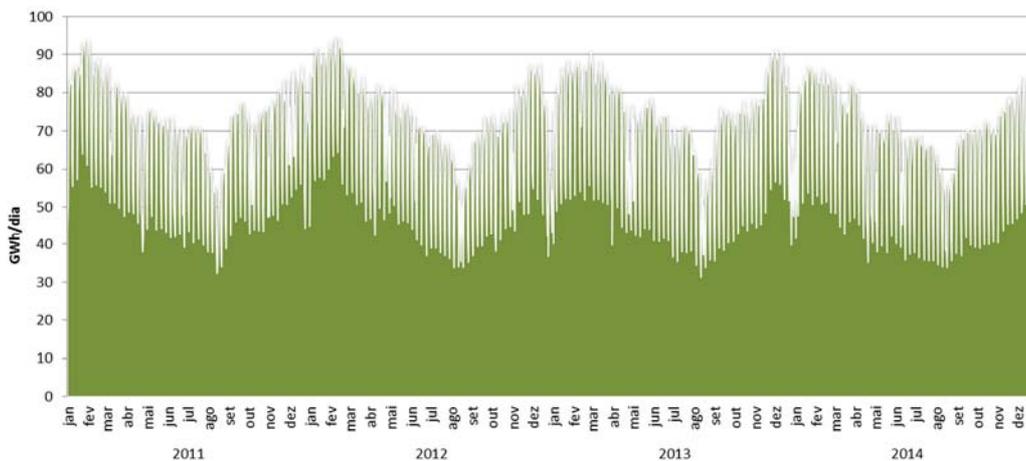
As figuras seguintes caracterizam o agregado de ligações da RNT com a RND em termos de energia mensal e diária extraída da rede, de 2011 a 2014.

Em 2014, verifica-se que as entregas à RND correspondem a uma modulação de extração na RNT de 268 dias/ano, representando uma utilização de 73% da sua capacidade máxima total de extração.

**Figura 5-23 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2011 a 2014**



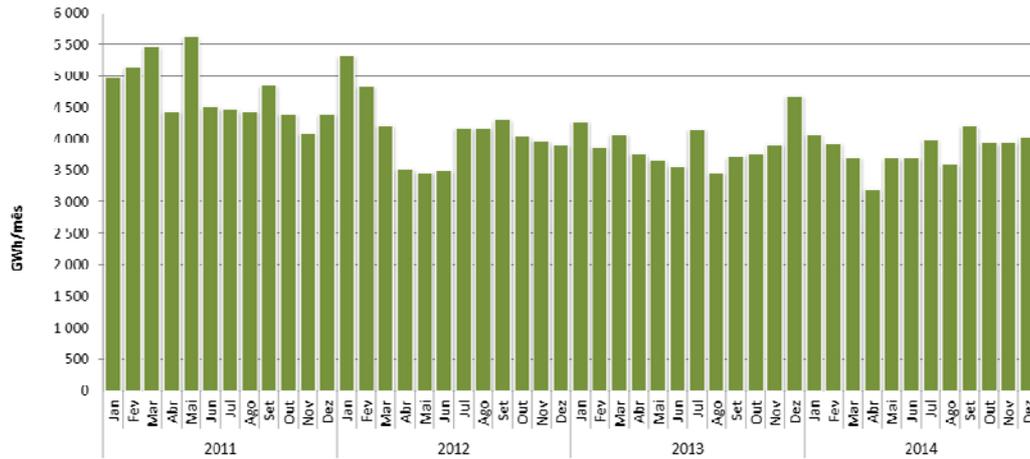
**Figura 5-24 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2011 a 2014**



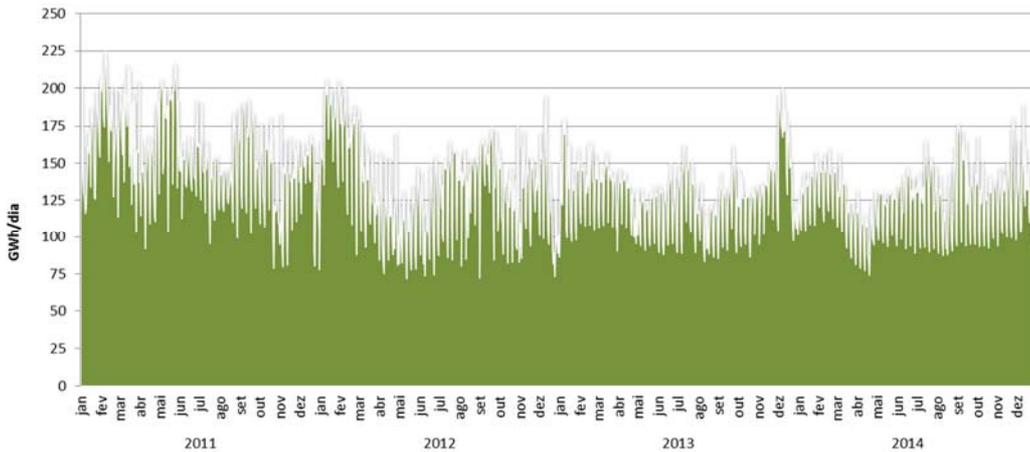
**SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE**

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 2011 a 2014.

**Figura 5-25 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2011 a 2014**



**Figura 5-26 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2011 a 2014**

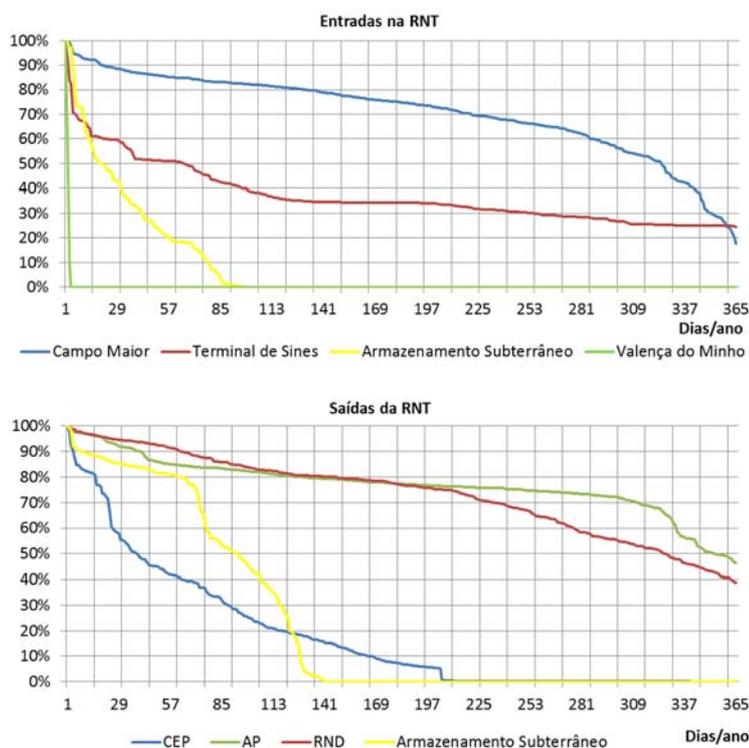


**CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL**

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 2014. A título de exemplo, e no que respeita às entradas na RNT, verifica-se que, durante mais de metade do ano (225 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 2014, 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, metade do ano de 2014, e por outro lado, os clientes industriais em AP apresentaram durante quase a totalidade do ano valores de energia diários superiores a 50% do valor máximo anual. No entanto, no que respeita ao agregado das saídas para as RND, estes apresentam valores de energia diários próximos de 80% do valor máximo anual. O ponto de saída com a menor utilização anual, em 2014, foi igualmente o armazenamento subterrâneo.

**Figura 5-27 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2014, 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 2015-2016, 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 (este produto não se aplica ao Armazenamento Subterrâneo), de acordo com a alteração do Regulamento Tarifário, ocorrida em abril de 2013.
- 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 2015 realizou-se o leilão do produto de capacidade anual para o período de 1 de outubro de 2015 a 1 de outubro de 2016.
- 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 superiores às quantidades regaseificadas pelo mesmo, tendo como pressuposto a existência de carregamentos de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).
- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 5 cavernas no ano gás 2015-2016, 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 2013-2014, 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 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup> 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 (m<sup>3</sup>). 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 m<sup>3</sup>, considera-se que todos os clientes ligados às redes de distribuição com fornecimentos anuais superiores a 100 000 m<sup>3</sup> 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 2013-2014. 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 2013-2014. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos  $\leq 10$  mil m<sup>3</sup>/ano – modulação entre 26 a 28 dias
- $10$  mil m<sup>3</sup>/ano < Consumos  $\leq 100$  mil m<sup>3</sup>/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 (artigo 113.º, expressão 160). 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 dos operadores das redes de distribuição (ORD) e dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURR), para os anos civis de 2015 e 2016, 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 2015-2016. A diferença entre as previsões do ORD e dos 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 2015-2016:

- A quota de mercado prevista para clientes ligados em média pressão é em média de 99% (energia) e de 91% (número de clientes).
- A quota de mercado prevista para clientes ligados em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 94% (energia) e de 85% (número de clientes).
- A quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> é em média de 76% (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 m<sup>3</sup> foram extintas a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes finais com consumos anuais superiores a 500 m<sup>3</sup> e a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m<sup>3</sup>.

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 visto continuarem a existir clientes nestes segmentos de consumo a ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso.

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 2015-2016, para os fornecimentos em regime de mercado, para consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m<sup>3</sup>.

**Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2015-2016**

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	70%	92%	98%	73%	83%	73%
Dianagás	73%	96%	100%	75%	80%	100%
Duriensegás	91%	90%	91%	74%	88%	37%
Lisboagás	74%	84%	98%	74%	73%	75%
Lusitaniagás	77%	94%	100%	76%	79%	88%
Medigás	65%	98%	100%	71%	94%	100%
Paxgás	72%	95%	0%	71%	88%	0%
EDPgás	83%	98%	100%	85%	96%	100%
Setgás	61%	93%	100%	77%	78%	93%
Sonorgás	91%	100%	100%	86%	100%	100%
Tagusgás	76%	100%	100%	77%	100%	100%
<b>Total</b>	<b>76%</b>	<b>94%</b>	<b>99%</b>	<b>77%</b>	<b>85%</b>	<b>91%</b>



## 6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2015-2016

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 2015-2016.

**Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2015-2016**

Fornecimentos (Tarifas 2015-16)	N. Clientes						AP		Total		
	BP<		BP>		BP Total	MP >1 000 000 m <sup>3</sup>	Clientes industriais	CEP*			
	≤500 m <sup>3</sup>	> 500 m <sup>3</sup>	≤ 10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>							
Beiragás	45 354	5 705	51 059	270	51 329	20			51 349		
Dianagás	8 673	399	9 072	38	9 110	3			9 113		
Sonorgás	15 418	988	16 405	92	16 497	2			16 499		
Duriensegás	24 456	4 152	28 608	149	28 757	2			28 759		
Lisboagás	482 742	44 603	527 345	1 219	528 563	56			528 619		
Lusitaniagás	196 275	18 123	214 398	764	215 162	126			215 288		
Medigás	19 434	571	20 005	49	20 053	1			20 054		
Paxgás	5 988	72	6 060	8	6 068	0			6 068		
Portgás	280 024	38 109	318 132	1 272	319 404	145			319 549		
Setgás	156 938	5 073	162 011	231	162 242	21			162 263		
Tagusgás	31 695	2 016	33 711	190	33 901	31			33 932		
ORD	1 266 995	119 810	1 386 805	4 280	1 391 084	408			1 391 492		
ORT									15	4	19
<b>Total</b>	<b>1 266 995</b>	<b>119 810</b>	<b>1 386 805</b>	<b>4 280</b>	<b>1 391 084</b>	<b>408</b>			<b>15</b>	<b>4</b>	<b>1 391 511</b>

\* - Centros electroprodutores

**Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2015-2016**

Fornecimentos (Tarifas 2015-16)	GWh						AP		Total		
	BP<		BP>		BP Total	MP >1 000 000 m <sup>3</sup>	Clientes industriais	CEP*			
	≤500 m <sup>3</sup>	> 500 m <sup>3</sup>	≤ 10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>							
Beiragás	83	57	140	236	376	601			977		
Dianagás	18	6	24	47	71	17			89		
Sonorgás	39	16	56	37	93	20			113		
Duriensegás	49	48	97	77	174	27			201		
Lisboagás	991	486	1 477	715	2 193	2 473			4 666		
Lusitaniagás	381	201	582	1 085	1 667	6 617			8 284		
Medigás	30	11	41	55	96	2			98		
Paxgás	11	1	12	5	17	0			17		
Portgás	590	437	1 027	1 092	2 119	4 674			6 793		
Setgás	284	55	339	216	555	1 240			1 795		
Tagusgás	48	24	71	160	231	1 154			1 386		
ORD	2 523	1 342	3 865	3 726	7 591	16 827			24 418		
ORT									18 079	6 802	24 882
<b>Total</b>	<b>2 523</b>	<b>1 342</b>	<b>3 865</b>	<b>3 726</b>	<b>7 591</b>	<b>16 827</b>			<b>18 079</b>	<b>6 802</b>	<b>49 300</b>

\* - 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**

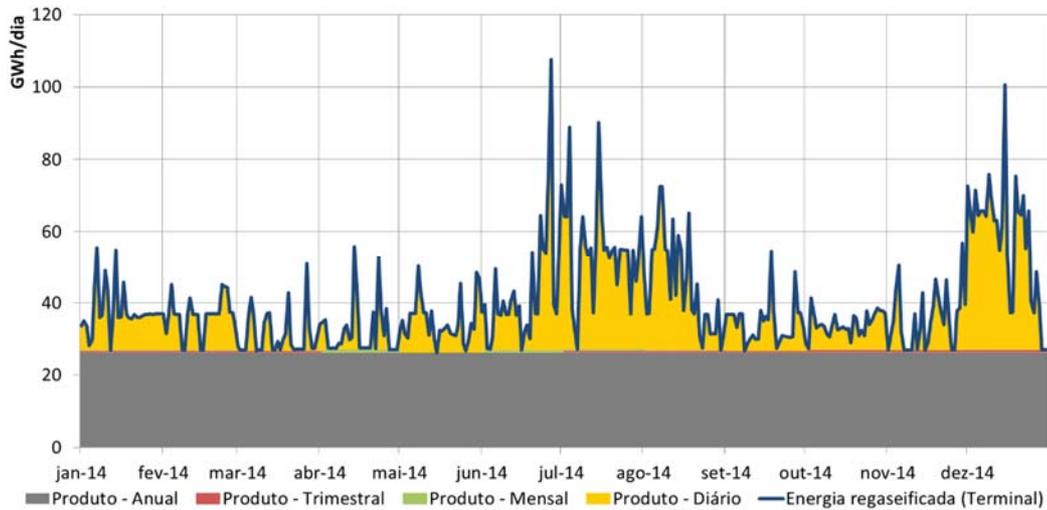
#### **CÁLCULO DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE DE REGASEIFICAÇÃO CONTRATADA**

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 2015-2016”.

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 sobrerreserva. Nesta situação os dois critérios de otimização conduzem a soluções diferentes.

Conhecendo o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL em 2014 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**

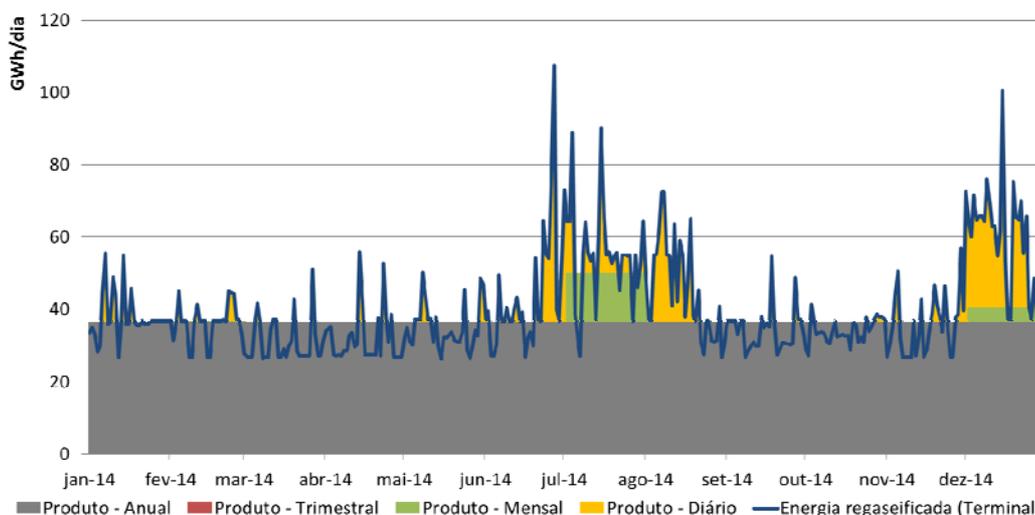


Observando a figura, constata-se que a minimização da capacidade contratada leva a uma combinação de produtos, função do perfil diário de regaseificação do terminal de GNL e que não conduz a uma contratação de sobrecapacidade.

Por outro lado e uma vez mais, conhecendo o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL de 2014, analisa-se o caso em que os agentes de mercado<sup>5</sup> 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.

<sup>5</sup> 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 sobrerreserva, 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.

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 2015-2016 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		
<b>Receção GNL</b>		<b>Energia Receção (MWh)</b>
Entregas à RNTGN		15 068 834
Entregas a camiões cisterna		1 028 022
<b>Armazenamento GNL</b>		<b>Capacidade de armazenamento contratada de GNL (kWh/dia)</b>
Produto de capacidade anual		2 172 833 034
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
<b>Regaseificação GNL</b>		<b>Capacidade de regaseificação contratada (kWh/dia)</b>
Produto de capacidade anual		36 550 490
Produto de capacidade trimestral		0
Produto de capacidade mensal		1 446 489
Produto de capacidade diário		4 921 653
<b>Entrega a camiões cisterna</b>		<b>Energia (MWh)</b>
<b>Carregamento de camiões cisterna</b>		14 568 834
<b>Entrega a camiões cisterna</b>		<b>Número de carregamentos</b>
<b>Carregamento de camiões cisterna</b>		3 726

### 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

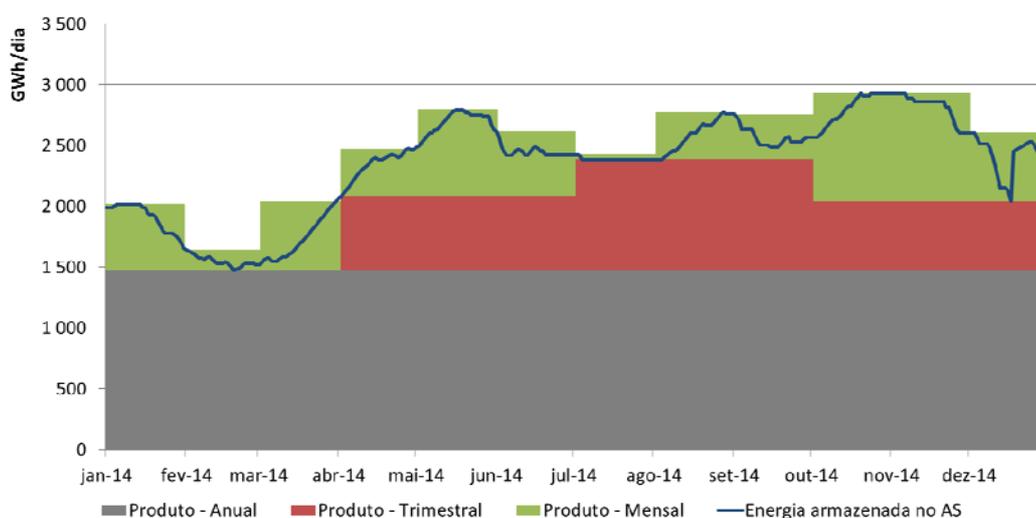
À semelhança da análise realizada para o terminal de GNL, neste capítulo apresenta-se o cálculo dos produtos de capacidade de armazenamento com diferentes maturidades e considerando os multiplicadores de preços aplicáveis em que os produtos de curto prazo apresentam preços mais elevados em relação ao 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 2015-2016”.

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 sobrerreserva. Nesta situação os dois critérios de otimização conduzem a soluções diferentes.

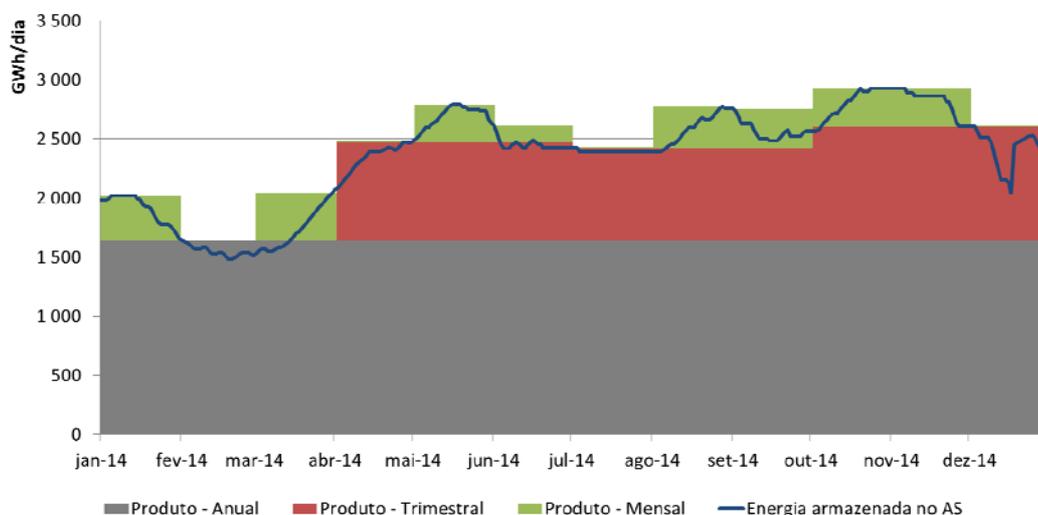
Conhecendo o perfil diário de energia armazenada no armazenamento subterrâneo em 2014 é possível calcular a capacidade de armazenamento contratada, adotando uma estratégia de minimização da capacidade contratada. A Figura 6-3 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a 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 e (iv) a existência de 12 produtos mensais que fazem o fecho de quantidades em relação à capacidade total de armazenamento 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 sobrerreserva, 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.

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

**Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

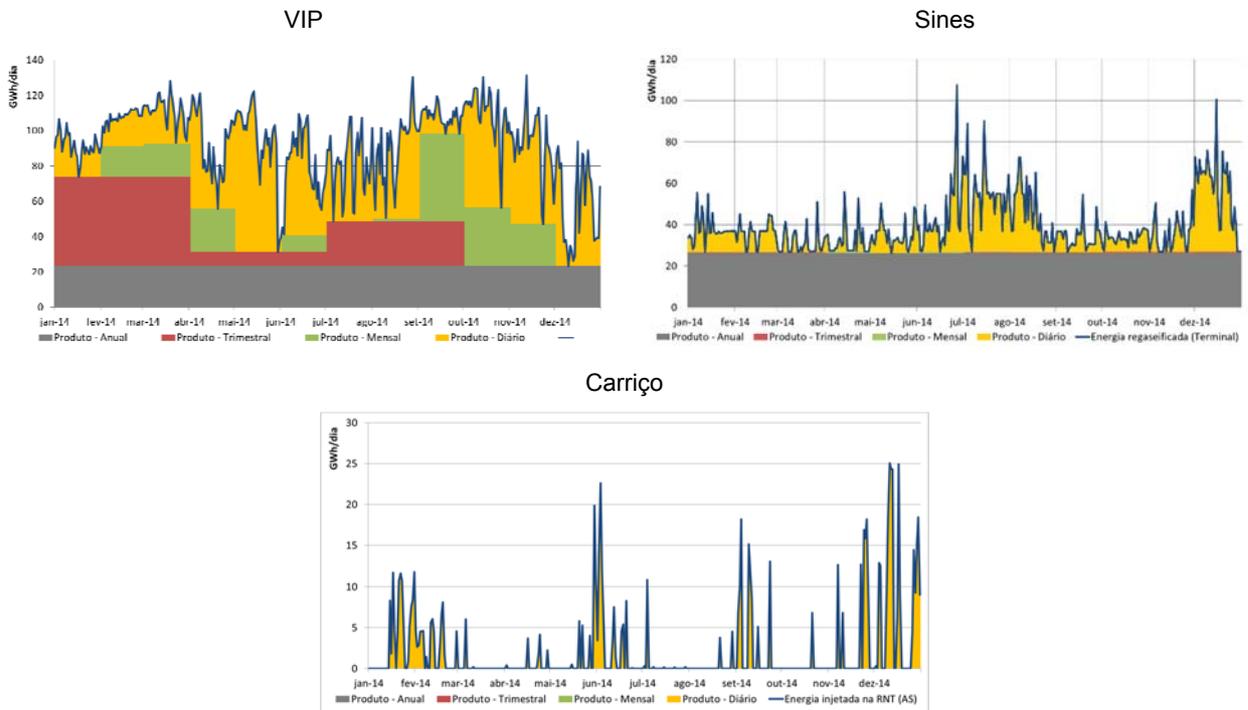
TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Capacidade de armazenamento contratada (kWh/dia)	Energia injectada (kWh)	Energia extraída (kWh)
<b>Produto de capacidade</b>			
Produto anual	1 638 642 579		
Produto trimestral	648 529 388	769 000 000	769 000 000
Produto mensal	216 257 242		

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**

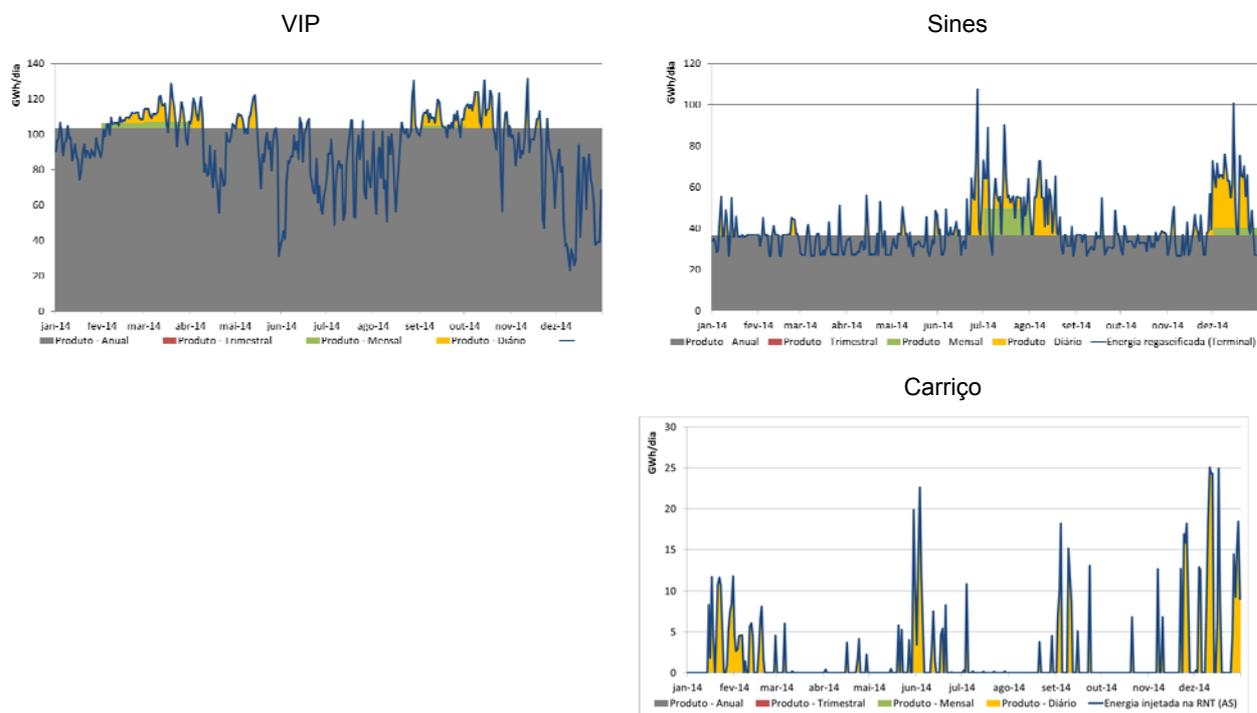


Seguidamente são adotadas duas opções de contratação de capacidade, a saber: (i) minimização da contratação de capacidade e (ii) a minimização da faturação de contratação de capacidade. Com multiplicadores unitários os dois critérios de otimização conduzem a soluções semelhantes. A aplicação de multiplicadores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

Conhecendo o perfil diário das injeções na RNT, por ponto de entrada em 2014, 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 2015 a setembro de 2016. Para este período foi contratado um total de 106 269 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 2014 a setembro de 2015 resulta um valor de 94 970 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 (94 970 MWh/dia e 106 269 MWh/dia) pelos respetivos meses. 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 sobrerreserva, 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 2015 a setembro de 2016.

São estimadas quantidades nulas para o produto de capacidade contratada intradiário para o ano gás 2015-2016, 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 2015-2016 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)
<b>Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho</b>	
Produto de capacidade anual	103 444 430
Produto de capacidade trimestral	0
Produto de capacidade mensal	633 137
Produto de capacidade diário	2 777 921
<b>Terminal GNL em Sines</b>	
Produto de capacidade anual	36 550 490
Produto de capacidade trimestral	0
Produto de capacidade mensal	1 446 489
Produto de capacidade diário	4 921 653
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>	
Produto de capacidade diário	2 106 849

**Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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 2015-2016 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)	59 990 608			17 547 489
Entregas a Clientes em AP (opção flexível anual)	0	0		0
Entregas a Clientes em AP (opção flexível mensal)		26 323 142	21 634 532	3 458 436
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	41 902 556			3 875 966
Entregas aos operadores de rede de distribuição	106 248 732			24 461 113

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 2015-2016 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	6 802 402
Entregas a clientes em AP	18 079 490
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 461 113

**Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	18 079 490
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 461 113

## 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 2015-2016 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 <sub>MP</sub> - Longas utilizações	339	3	21 702 060	1 659 984	105 706 781
URD <sub>MP</sub> - Curtas utilizações	6		120 911	2 116	4 118 462
URD <sub>BP&gt;</sub> - Longas utilizações	822	3 438	3 456 118	232 031	36 018 174
URD <sub>BP&gt;</sub> - Curtas utilizações	1		2 780	0	205 110
URD <sub>BP&lt;</sub>	1 386 805		3 720 720	144 776	143 468 529

**Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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 (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)		
URD <sub>MP</sub> - Flexível mensal	4	188 559	0	734 035	1 266 685
URD <sub>BP&gt;</sub> - Flexível mensal	3	13 734	0	15 913	191 948

**Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
URD <sub>MP</sub> - Flexível anual	56	757 790	12 592	5 431 856	130 669
URD <sub>BP&gt;</sub> - Flexível anual	16	21 074	0	178 430	4 589

## 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 2015-2016 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	24 461 113

## 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 2015-2016 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição**

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	24 461 113
Energia (Parcela II >)	20 579 759
Energia (Parcela II <)	3 881 353

## 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 2015-2016 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas**

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	1 262 976

### 6.3.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup>

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 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos ≤ 10 000 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	925 225
Fornecimentos > 500 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	304 338
Fornecimentos ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	620 887

### 6.3.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 m<sup>3</sup>

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 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos acima de 10 000 m <sup>3</sup> /ano (MWh)	337 751

### 6.3.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m<sup>3</sup>

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 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-18 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m <sup>3</sup>	QUANTIDADES
<b>Termo Fixo (nº de clientes)</b>	<b>315 117</b>
Fornecimentos anuais > 500 m <sup>3</sup> /ano	25 804
Fornecimentos anuais ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano	289 313
<b>Termo de Energia (MWh)</b>	<b>921 445</b>
Fornecimentos anuais > 500 m <sup>3</sup> /ano	303 095
Fornecimentos anuais ≤ 500 m <sup>3</sup> /ano	618 350

**6.3.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M<sup>3</sup>**

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 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-19 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m<sup>3</sup>**

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m <sup>3</sup> E < 2 MILHÕES m <sup>3</sup>	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	697
Termo de Energia (MWh)	336 700

**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 2015-2016**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO			
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações	14	17 547 489	59 990 608
Curtas utilizações	2	3 875 966	41 902 556

**Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 (opção flexível mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO (opção flexível mensal)				
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível	3	3 458 436	26 323 142	21 634 532

**Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 (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	0	0	0	0

#### 6.4.2 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 m<sup>3</sup>

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 m<sup>3</sup>.

**BEIRAGÁS**

**Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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		131 125
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	233	92 180	4 014	
	≥ 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 2015-2016 em BP> - Beiragás (opção flexível mensal)**

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

**Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em BP> - Beiragás (opção flexível anual)**

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

**Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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)	
<b>Longas utilizações</b>		19	548 791	51 591	2 703 731
<b>Curtas utilizações</b>		1	697	51	91 601
<b>Mensal</b>	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 2015-2016 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)		
<b>Flexível</b>	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 2015-2016 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)		
<b>Flexível</b>	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 2015-2016 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	7	31 268	1 699	205 952	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	31	13 732	752	
	≥ 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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		3	16 106	1 190	118 686
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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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	19	34 163	1 283	246 616	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	130	38 731	2 344	
	≥ 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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	25 264	1 578	154 516
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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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	160	336 233	25 917	2 318 778
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1 058	331 227	19 766
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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 2015-2016 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	0	2 346	0	24 145	4 589

**Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP - Lisboagás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações		50	2 092 559	194 838	11 916 250
Curtas utilizações		4	117 924	1 282	3 117 603
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP – Lisboagás (opção flexível mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível mensal)				LISBOAGÁS		
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
			Fora de Vazio	Vazio		
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível		1	56 350	0	220 130	388 203

**Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP – Lisboagás (opção flexível anual)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (opção flexível anual)				LISBOAGÁS		
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
			Fora de Vazio	Vazio		
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
Flexível		1	10 239	0	67 288	0

LUSITANIAGÁS

**Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em BP> - Lusitaniagás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				LUSITANIAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	167	790 029	69 105	5 787 935	
Curtas utilizações	1	22	0	39 324	
Mensal	10 000 - 100 000	596	206 347	19 172	
	≥ 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 2015-2016 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível mensal)**

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

**Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível anual)**

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

**Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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		124	5 692 127	573 798	27 934 360
Curtas utilizações		1	1 124	204	368 261
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 2015-2016 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) (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
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 2015-2016 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 (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível		1	349 943	0	3 179 980	91 338

**MEDIGÁS**

**Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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	13	39 178	3 367	248 806
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	36	10 887	
	≥ 100 001	0	0	

**Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em BP> - Medigás (opção flexível mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível	0	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 2015-2016 em BP> - Medigás (opção flexível anual)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível	0	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 2015-2016 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	2 184	0	18 063
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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 em BP> - Paxgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Longas utilizações	1	3 581	160	20 704	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	7	1 578	38	
	≥ 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 2015-2016 em BP> - Paxgás (opção flexível mensal)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível mensal)					PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março) (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	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 2015-2016 em BP> - Paxgás (opção flexível anual)**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível anual)					PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)			
Flexível	0	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 2015-2016 em MP - Paxgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações		0	0	0	0
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 2015-2016 em MP – Paxgás (opção flexível mensal)**

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

**Quadro 6-64 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP – Paxgás (opção flexível anual)**

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

**PORTGÁS**

**Quadro 6-65 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em BP> - Portgás**

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		315	756 480	37 169	5 044 636
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	941	266 907	13 047	
	≥ 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 2015-2016 em BP> - Portgás (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		0	0	0	0

**Quadro 6-67 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em BP> - Portgás (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		16	18 728	0	154 285

**Quadro 6-68 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP - Portgás**

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		89	4 022 079	276 810	20 516 491
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	2	433	39	
	≥ 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 2015-2016 em MP – Portgás (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	461	0	9 469	0

**Quadro 6-70 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP – Portgás (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		54	361 901	12 592	2 001 592	0

**SETGÁS**

**Quadro 6-71 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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	51	128 925	11 432	1 016 284	
Curtas utilizações	0	2 758	0	165 786	
Mensal	10 000 - 100 000	179	63 949	2 657	
	≥ 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 2015-2016 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		(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)	
Flexível	1	6 684	0	15 828	109 227	

**Quadro 6-73 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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		(kWh/dia)	(kWh/dia)
	(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 2015-2016 em MP - Setgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
			Longas utilizações	19	
Curtas utilizações	1	1 167	579	540 997	
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 2015-2016 em MP – Setgás (opção flexível mensal)**

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

**Quadro 6-76 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP – Setgás (opção flexível anual)**

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

**SONORGÁS**

**Quadro 6-77 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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	9	14 123	515	185 636	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	83	21 971	768	
	≥ 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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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	19 142	1 049	77 177
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 2015-2016 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 2015-2016 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 2015-2016 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	44		102 513
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	145	40 991	1 869	
	≥ 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 2015-2016 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)	Capacidade Mensal Adicional (outubro a março)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
		Flexível	1	7 050	0

**Quadro 6-85 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
		Flexível	0	0	0

**Quadro 6-86 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 em MP - Tagusgás**

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					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		29	1 030 581	87 849	4 657 825
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1	78	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 2015-2016 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 (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 6-88 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2015-2016 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (abril a setembro) (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Flexível	1	35 708	0	182 997	39 331

### 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 m<sup>3</sup>, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

**Quadro 6-89 - Resumo das quantidades para o ano gás 2015-2016 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	140 154	51 059
Dianagás	23 833	9 072
Duriensegás	97 142	28 608
Lisboagás	1 477 235	527 345
Lusitaniagás	581 854	214 398
Medigás	41 123	20 005
Paxgás	11 860	6 060
Portgás	1 026 549	318 132
Setgás	338 542	162 011
Sonorgás	55 716	16 405
Tagusgás	71 489	33 711
<b>Total BP&lt;</b>	<b>3 865 496</b>	<b>1 386 805</b>

**Quadro 6-90 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2015-2016 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) 0 - 220	(m³/ano) 221 - 500	(m³/ano) 501 - 1 000	(m³/ano) 1 001 - 10 000	(m³/ano) 0 - 220	(m³/ano) 221 - 500	(m³/ano) 501 - 1 000	(m³/ano) 1 001 - 10 000
Beiragás	38 030	44 673	21 623	35 828	29 584	15 770	3 674	2 031
Dianagás	9 100	9 088	1 478	4 167	5 683	2 990	243	156
Duriensegás	20 233	28 611	20 550	27 748	16 710	7 746	2 833	1 319
Lisboagás	425 644	565 841	187 207	298 544	291 742	190 999	31 945	12 658
Lusitaniagás	174 821	205 822	78 368	122 842	127 470	68 805	12 808	5 315
Medigás	19 404	11 013	1 412	9 294	16 095	3 339	223	348
Paxgás	5 847	4 727	361	924	4 146	1 842	51	21
Portgás	252 750	337 142	168 322	268 334	176 359	103 665	26 188	11 921
Setgás	143 479	140 365	20 276	34 422	110 897	46 041	2 978	2 096
Sonorgás	33 934	5 404	4 985	11 393	14 075	1 343	545	443
Tagusgás	32 083	15 444	7 438	16 524	25 678	6 017	1 275	741
<b>Total BP&lt;</b>	<b>1 155 325</b>	<b>1 368 130</b>	<b>512 019</b>	<b>830 021</b>	<b>818 439</b>	<b>448 556</b>	<b>82 761</b>	<b>37 048</b>

#### 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 2015-2016 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	856	418
Dianagás	170	75
Duriensegás	123	77
Lisboagás	155	240
Lusitaniagás	8 777	4 373
Medigás	3 046	1 635
Paxgás	373	195
Portgás	103	60
Setgás	3 568	1 429
Sonorgás	3 817	1 247
Tagusgás	386	250
<b>Total BP&lt;</b>	<b>21 373</b>	<b>10 000</b>

**Quadro 6-92 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2015 - 2016 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	393	462			272	145		
Dianagás	85	85			49	26		
Duriensegás	106	17			71	7		
Lisboagás	64	91			204	35		
Lusitaniagás	3 768	5 009			2 643	1 730		
Medigás	1 399	1 647			1 062	573		
Paxgás	238	135			161	34		
Portgás	57	46			43	18		
Setgás	1 529	2 039			900	529		
Sonorgás	1 930	1 888			811	437		
Tagusgás	261	126			201	49		
<b>Total BP&lt;</b>	<b>9 829</b>	<b>11 544</b>			<b>6 417</b>	<b>3 583</b>		

## 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 m<sup>3</sup>

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 m<sup>3</sup>.

**Quadro 6-93 - Resumo das quantidades para o ano gás 2015-2016 das Tarifas Transitórias em BP<**

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	41 945	13 603
Dianagás	6 430	2 276
Duriensegás	8 919	7 473
Lisboagás	378 351	138 221
Lusitaniagás	134 696	51 678
Medigás	14 593	5 807
Paxgás	3 335	1 769
EDPgás SU	179 622	46 967
Setgás	131 723	37 248
Sonorgás	5 017	2 379
Tagusgás	16 814	7 696
<b>Total BP&lt;</b>	<b>921 445</b>	<b>315 117</b>

**Quadro 6-94 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2015 - 2016 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 (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 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000
Beiragás	11 381	13 370	6 471	10 723	7 882	4 202	1 077	443
Dianagás	2 455	2 452	399	1 124	1 425	750	61	39
Duriensegás	1 858	2 627	1 887	2 548	5 907	1 023	323	218
Lisboagás	109 016	144 924	47 948	76 463	76 468	50 062	8 219	3 471
Lusitaniagás	40 470	47 647	18 142	28 437	30 725	16 585	3 087	1 281
Medigás	6 886	3 908	501	3 298	4 672	969	67	99
Paxgás	1 644	1 329	102	260	1 230	518	15	6
EDPgás SU	44 225	58 992	29 452	46 952	26 037	15 304	3 866	1 760
Setgás	55 826	54 614	7 889	13 393	23 450	12 632	854	312
Sonorgás	3 060	487	449	1 021	2 046	190	77	66
Tagusgás	7 546	3 632	1 749	3 886	5 821	1 415	300	160
<b>Total BP&lt;</b>	<b>284 368</b>	<b>333 982</b>	<b>114 988</b>	<b>188 106</b>	<b>185 663</b>	<b>103 651</b>	<b>17 947</b>	<b>7 857</b>

**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<sup>3</sup> E INFERIORES A 2 MILHÕES DE m<sup>3</sup>**

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 m<sup>3</sup> e inferiores a 2 milhões de m<sup>3</sup>.

**BEIRAGÁS**

**Quadro 6-95 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 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)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	47	17 643	768
	≥ 100 001	0	0	0

**Quadro 6-96 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	5	9 222	867	45 435
Curtas Utilizações	0	12	1	1 539
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

**DIANAGÁS**

**Quadro 6-97 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	8	1 760	96	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-98 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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 2015-2016 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	17	7 164	434	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-100 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	1	2 355	147	14 404	
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 2015-2016 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	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	324	109 041	6 507	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-102 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	13	46 419	4 322	264 339	
Curtas Utilizações	1	2 616	28	69 158	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**LUSITANIAGÁS**

**Quadro 6-103 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	160	57 928	5 382	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-104 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	15	24 331	2 453	119 408	
Curtas Utilizações	0	5	1	1 574	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**MEDIGÁS**

**Quadro 6-105 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	3	1 173	131	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-106 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**PAXGÁS**

**Quadro 6-107 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	283	7	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-108 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	(kWh/dia)	
Diária	0	0	0	0	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL**

**Quadro 6-109 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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	49	15 967	781	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-110 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 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 2015-2016 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	50	13 890	577	
	≥ 100 001	0	0	0	

**Quadro 6-112 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				SETGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	1	4 013	369	20 534	
Curtas Utilizações	0	5	2	2 142	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

**SONORGÁS**

**Quadro 6-113 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás**

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

**Quadro 6-114 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás**

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

**TAGUSGÁS**

**Quadro 6-115 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (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	

**Quadro 6-116 - Quantidades para o ano gás 2015-2016 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás**

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

## 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 2015-2016**

<b>Período de Fora de Vazio</b>	<b>Período de Vazio</b>
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 os terminais de GNL, as instalações de armazenamento subterrâneo gás natural, a RNTGN, as UAG e as redes de distribuição em MP e em BP.

A proposta dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2015-2016, foi enviada pela REN Gasodutos relativamente às infraestruturas da RNTIAT.

Por sua vez, os operadores das redes de distribuição, nomeadamente a Portgás, a Tagusgás, a Sonorgás e as empresas do grupo Galp – Lisboagás, Setgás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás – propuseram a manutenção dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, aprovados pela ERSE para o ano gás 2014-2015, para as redes de MP e BP e para as UAG referindo que os mesmos são aderentes às condições de operação das suas infraestruturas, sem prejuízo da continuada monitorização dos mesmos, para avaliação da eventual necessidade de revisão futura.

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.

Sendo desejável a manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, a ERSE considera desejável que os operadores das infraestruturas efetuem estudos de acompanhamento destes fatores nas diferentes infraestruturas.

### **8.1 PROPOSTA DA REN GASODUTOS PARA OS FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT**

O operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, apresentou os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos para a RNTGN, para o terminal de receção,

armazenamento e regaseificação de GNL e para o armazenamento subterrâneo de gás natural, para o ano gás 2015-2016, apresentados no Quadro 8-1.

**Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento 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 previstos para o ano gás 2014-2015. Mais uma vez, a REN Gasodutos não apresentou qualquer metodologia nem justificação para os valores propostos de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.

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

Os operadores das redes de distribuição, designadamente a Portgás, a Tagusgás, a Sonorgás e as empresas do Grupo Galp (Lisboagás, Setgás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás), apresentaram uma proposta conjunta, propondo 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 2014-2015.

Os operadores das redes distribuição justificaram a sua proposta uma vez que os valores em aplicação têm-se revelados adequados à operação nas redes de MP e BP, pelo que sugerem a sua manutenção, sem prejuízo da continuada monitorização dos mesmos, para avaliação da eventual necessidade de revisão futura.

O Quadro 8-2 apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para as infraestruturas da RNDGN (UAG e redes de distribuição em MP e BP), resultantes da proposta atual dos operadores das redes de distribuição.

**Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição**

Infraestrutura	Fator de ajustamento (%)
Rede de Distribuição em MP	0,07
Rede de Distribuição em BP	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,00

### 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, no ano gás 2012-2013 constatou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (99%) das perdas e autoconsumos verificadas na RNTGN.

A proposta dos operadores da RNTIAT é a manutenção dos valores estabelecidos no ano anterior, que por sua vez eram idênticos aos dos 4 anos anteriores. Apesar de não terem sido apresentadas justificações para os valores propostos, a ERSE concorda com esta proposta, uma vez que, os autoconsumos dependem fundamentalmente dos caudais de gás natural processados nas estações de regulação e medida e considerando variações pouco acentuadas destes é espectável que os valores dos fatores de perdas e autoconsumos sejam constantes.

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 2015-2016

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2015-2016.

**Quadro 8-3 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2015-2016**

<b>Infraestrutura</b>	<b>Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2015-2016 (%)</b>
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