

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2014-2015**

Junho 2014

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES.....	3
3	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2014-2015.....	11
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural	11
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN	12
3.1.2	Perdas e auto consumos nas redes.....	15
3.2	Balanço de energia no SNGN para 2014-2015	16
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	19
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2014 E 2015.....	21
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS	31
5.1	Rede de transporte e infraestruturas de Alta Pressão	31
5.1.1	Caracterização da utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	31
5.1.1.1	Terminal de GNL	31
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo.....	34
5.1.1.3	Rede de transporte	35
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte e infraestruturas de alta pressão.....	44
5.2	Redes de distribuição.....	46
5.2.1	Determinação de quantidades na perspetiva tarifária	46
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	48
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais	49
5.3	Comercialização de último recurso.....	49
5.4	Comercialização em regime de mercado	50
6	CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2014-2015.....	53
6.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das infraestruturas e da rede de transporte.....	54
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	54
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	54
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	55
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	56
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	57
6.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	57
6.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	57
6.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	58
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso	58

6.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	58
6.3.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	58
6.3.3	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	59
6.3.4	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m ³	59
6.3.5	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M ³	60
6.4	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de redes para a aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores	60
6.4.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	60
6.4.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³	61
6.4.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP <	73
6.4.4	Tarifa Social de Acesso às redes	74
6.5	Quantidades consideradas nas Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	75
6.5.1	Tarifa Transitória de venda a clientes finais dos comercializadores retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais 10 000 m ³	75
6.5.2	Tarifas Transitórias de venda a clientes finais dos Comercializadores Retalhistas para Clientes ligados à rede de distribuição com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m ³ e inferiores a 2 milhões de m ³	76
7	PERÍODOS TARIFÁRIOS	85
8	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS	87
8.1	Proposta da REN Gasodutos para os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	88
8.2	Proposta de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	88
8.3	Análise da ERSE às propostas	89
8.4	Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas Infraestruturas da RPGN para o ano gás 2014-2015	90

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 2014-2015 (perspetiva operadores de redes)	8
Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2014-2015, 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 2014-15 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	15
Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2014-15 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m ³	15
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2014-2015.....	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 da REN Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	22
Figura 4-3 – Capacidades de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos) ...	23
Figura 4-4 - Energia saída da RNTGN (valores ocorridos e previsões)	24
Figura 4-5 - Capacidade utilizada nas saídas da RNTGN (ótica comercial) (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos).....	24
Figura 4-6 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos	26
Figura 4-7 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN	27
Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2014 e 2015 das vendas totais de energia dos CUR.....	29
Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2014 e 2015 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	30
Figura 4-10 - Previsão da ERSE para 2014 e 2015 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m ³	30
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, de 2010 a 2013.....	31
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2010 a 2013.....	32
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2010 a 2013....	32
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2010 a 2013	33
Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2010 a 2013.....	33
Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2010 a 2013.....	34
Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2010 a 2013.....	35
Figura 5-8 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2013.....	35
Figura 5-9 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2013	36
Figura 5-10 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2010 a 2013.....	37
Figura 5-11 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2010 a 2013.....	37

Figura 5-12 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2010 a 2013.....	38
Figura 5-13 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2010 a 2013	38
Figura 5-14 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2010 a 2013	39
Figura 5-15 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2010 a 2013.....	39
Figura 5-16 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2010 a 2013.....	40
Figura 5-17 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2010 a 2013.....	40
Figura 5-18 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2010 a 2013	41
Figura 5-19 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2010 a 2013	41
Figura 5-20 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2010 a 2013.....	42
Figura 5-21 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2010 a 2013.....	42
Figura 5-22 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2010 a 2013	43
Figura 5-23 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2010 a 2013	43
Figura 5-24 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2013, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto	44

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2014-2015	16
Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2014-2015	17
Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2014-2015	18
Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2013-2014	18
Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos	25
Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos	26
Quadro 4-3 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	27
Quadro 4-4 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	28
Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	28
Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos	29
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais	46
Quadro 5-2 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais (opção flexível)	47
Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2014-2015	51
Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2014-2015	53
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2014-2015	53
Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	54
Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	55
Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada	55
Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída	56
Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema	56
Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema	56
Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	57
Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível)	57
Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição	57
Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição	58
Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	58

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m ³	59
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³	59
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m ³	59
Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m ³	60
Quadro 6-18 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015	60
Quadro 6-19 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 (opção flexível).....	61
Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Beiragás	62
Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Beiragás (opção flexível)	62
Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Beiragás.....	62
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Beiragás (opção flexível)	62
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Dianagás	63
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Dianagás (opção flexível)	63
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Dianagás.....	63
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Dianagás (opção flexível)	63
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Duriensegás	64
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Duriensegás (opção flexível)	64
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Duriensegás	64
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Duriensegás (opção flexível)	64
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Lisboagás.....	65
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Lisboagás (opção flexível)	65
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Lisboagás	65
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Lisboagás (opção flexível).....	65
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Lusitaniagás	66

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível)	66
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Lusitaniagás	66
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Lusitaniagás (opção flexível)	66
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Medigás.....	67
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Medigás (opção flexível)	67
Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Medigás	67
Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Medigás (opção flexível).....	67
Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Paxgás	68
Quadro 6-45 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Paxgás (opção flexível).....	68
Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Paxgás.....	68
Quadro 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Paxgás (opção flexível)	68
Quadro 6-48 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Portgás.....	69
Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Portgás (opção flexível)	69
Quadro 6-50 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Portgás	69
Quadro 6-51 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Portgás (opção flexível)	69
Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Setgás	70
Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Setgás (opção flexível)	70
Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Setgás.....	70
Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Setgás (opção flexível)	70
Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Sonorgás.....	71
Quadro 6-57 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Sonorgás (opção flexível)	71
Quadro 6-58 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Sonorgás	71
Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Sonorgás (opção flexível)	71

Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Tagusgás	72
Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Tagusgás (opção flexível).....	72
Quadro 6-62 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Tagusgás	72
Quadro 6-63 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Tagusgás (opção flexível).....	72
Quadro 6-64 - Resumo das quantidades para o ano gás 2014-2015 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<	73
Quadro 6-65 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	73
Quadro 6-66 - Resumo das quantidades para o ano gás 2014-2015 da Tarifa Social de Acesso às redes BP<.....	74
Quadro 6-67 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<	74
Quadro 6-68 - Resumo das quantidades para o ano gás 2014-2015 das Tarifas Transitórias em BP<.....	75
Quadro 6-69 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias em BP<.....	75
Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	76
Quadro 6-71 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás	76
Quadro 6-72 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	77
Quadro 6-73 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás	77
Quadro 6-74 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	77
Quadro 6-75 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás	78
Quadro 6-76 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboaagás	78
Quadro 6-77 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboaagás	78
Quadro 6-78 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	79
Quadro 6-79 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás	79
Quadro 6-80 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás	79
Quadro 6-81 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás.....	80
Quadro 6-82 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	80

Quadro 6-83 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás	80
Quadro 6-84 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU	81
Quadro 6-85 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU	81
Quadro 6-86 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás	81
Quadro 6-87 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás	82
Quadro 6-88 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	82
Quadro 6-89 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás	82
Quadro 6-90 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás	83
Quadro 6-91 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás	83
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2014-2015	85
Quadro 8-1 - Fatores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos	88
Quadro 8-2 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	89
Quadro 8-3 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2014-2015	90

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 por esta razão um fator crítico no cálculo das tarifas e proveitos para o ano gás.

Adicionalmente, apesar de o período para aplicação das tarifas transitórias terminar no decorrer do ano de 2014 (30 de junho de 2014 para os clientes com consumos anuais de gás natural acima de 10 000 m³ e 31 de dezembro de 2014 para os clientes ligados em baixa pressão e com consumos anuais de gás natural superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³), e ERSE continua a publicar as respetivas tarifas transitórias 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 2014-2015, 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 2014-2015 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.

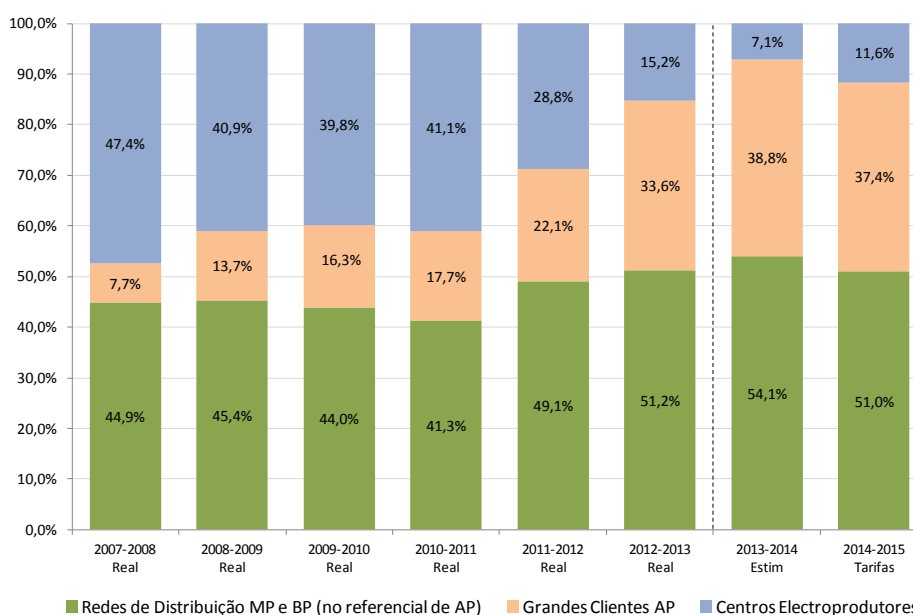
Está ainda incluída neste documento uma definição dos períodos tarifários nas redes de transporte e de distribuição (capítulo 7) e a definição e justificação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas (capítulo 8).

O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e preços de Gás Natural para o ano gás 2014-2015”.

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. Atualmente, os centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, representam menos de 15% 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 35% 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 da ordem de 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



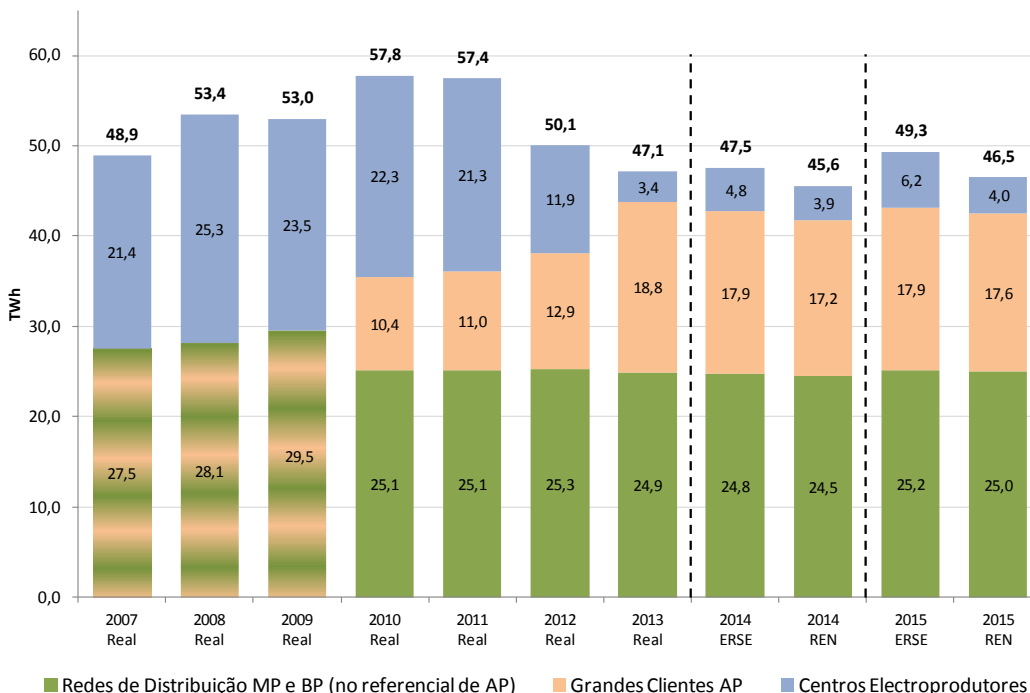
Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás natural, observa-se que os consumos abastecidos pelas redes de distribuição são relativamente estáveis, designadamente em baixa pressão, enquanto os consumos em alta pressão estão bastante concentrados e são muito influenciáveis por 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. Assim, a previsão da procura de gás natural para estes dois grupos de consumidores, que representam cerca de 50% do consumo nacional de gás natural, é um exercício complexo que deve ter em conta não só a evolução histórica, mas acima de tudo as perspetivas de entrada de novos consumidores e as alterações estruturais do setor elétrico que influenciam fortemente o consumo das centrais de ciclo combinado. Em oposição, verifica-se que os consumidores em baixa pressão nos escalões inferiores a 10 000 m³ anuais têm apresentado um consumo com uma tendência de evolução bem definida, passível de extrapolação para o futuro.

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 2014 e 2015 da REN e da ERSE, que serão adiante explicitados. Esta figura ilustra o crescimento de consumos observado até meados de 2011, seguido de uma forte queda em 2012 e 2013. No que diz respeito às previsões do operador da RNTGN para o consumo de gás natural a nível nacional, observa-se que mantém a tendência de descida em 2014 e que para 2015 prevê uma ligeira retoma. Os dados reais mais recentes do consumo de gás a nível nacional apontam para um decréscimo superior a 8% face ao período homólogo de 2013, influenciado essencialmente por fatores: (i) a hidraulicidade em 2014 ainda mais elevada do que no período homólogo de 2013, (ii) a redução temporária do consumo de gás natural de uma grande instalação de cogeração. A previsão da ERSE para 2014 e 2015 é mais consentânea com os dados mais recentes para a evolução da economia do país, que apontam para uma ligeira retoma já em 2014, que se manterá em 2015.

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 aproximadamente 3 TWh em 2013, o que representa uma queda da ordem de 85% em 2 anos. Para 2014 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 estagnação do consumo de energia elétrica em 2014. 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 CO₂.

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 e não tendo existido alterações ao AGC após 2012, constata-se que a REN não teve em conta nas suas previsões para a central da Turbogás o valor mínimo contratual de 2014 e 2015.

Face ao exposto, a ERSE assumiu para os anos de 2014 e 2015 a conjugação dos diversos fatores acima descritos, que condicionam as previsões de consumo de gás natural dos centros electroprodutores, designadamente:

- As 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 2013, em particular em 2015;
- A tendência de estagnação ou ligeiro acréscimo do consumo de energia elétrica que se perspetiva para 2014 e que deverá manter-se em 2015.

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, devendo os fatores de utilização situar-se abaixo de 20% no caso da central da Turbogás e abaixo de 5% para o conjunto das restantes centrais de ciclo combinado.

Deste exercício, resulta um consumo de gás natural para os centros electroprodutores no ano gás 2014-2015, de 5,6 TWh.

No que concerne ao agregado dos consumos de gás natural abastecidos pelas redes de distribuição no ano gás 2012-2013, constatou-se uma diferença residual (inferior a 0,1 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 GNL¹. 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 2012-2013, 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, quer em 2014 quer em 2015. Esta diferença decorre de factos previstos pelos operadores das redes de distribuição, que têm um conhecimento mais aprofundado dos clientes ligados às suas redes², factos estes que, aparentemente, não foram considerados nas previsões do operador da rede de transporte. Em 2014, os operadores da rede de distribuição preveem um total de

¹ Nesta perspetiva, os consumos abastecidos pelas redes de distribuição são determinados através de uma abordagem *top-down*, partindo dos valores das entregas da rede de transporte em AP às redes de distribuição interligadas, acrescidas do gás natural fornecido por camiões cisterna provenientes do terminal de GNL às UAGs das redes de distribuição isoladas, que são convertidos para o referencial de saída das redes de distribuição deduzindo as perdas e autoconsumos na distribuição em MP e BP e introduzindo as transferências de gás natural entre redes de distribuição.

² Refira-se em particular o caso da Energin, um grande consumidor ligado na rede de distribuição da Lisboagás, com um consumo anual de cerca de 1TWh, que anunciou o encerramento para o final de 2013.

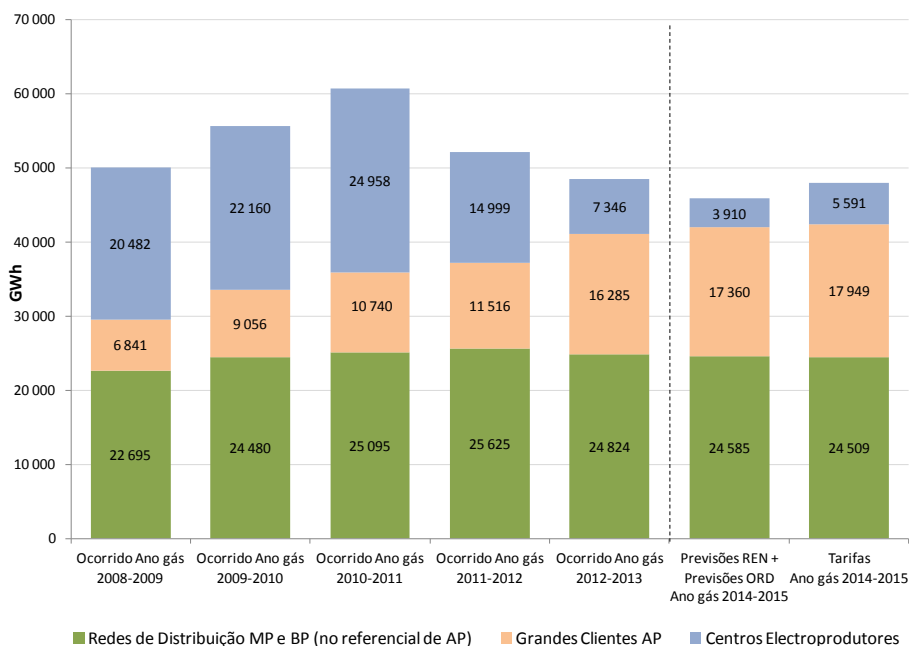
entregas a clientes na ordem de 24,5 TWh, cerca de 3,5% abaixo da sua melhor estimativa para 2013, seguido de um acréscimo de 1,7% para 2015, atingindo 24,9TWh.

Neste quadro, a ERSE optou por considerar os valores previsionais dos operadores das redes de distribuição para o ano gás 2014-2015, exceto no caso da Sonorgás. Esta empresa considera nas suas previsões um aumento na energia saída das redes de distribuição e pontos de entrega nos anos de 2014 e 2015, que incorpora o abastecimento a novos pólos 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 2014-2015, a ERSE considerou apenas o consumo e pontos de entrega referentes aos polos existentes, tendo em conta a evolução proposta por esta empresa para os mesmos, não sendo considerados consumos e pontos de entrega referentes a novos polos. Como resultado, o total das entregas a clientes ligados nas redes de distribuição adotado pela ERSE apresenta um decréscimo de cerca de 1,3% em dois anos, passando de 24,8 TWh em 2012-2013 para 24,5 TWh em 2014-2015.

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, correspondente à manutenção de um regime permanente de laboração das instalações existentes em 2013. Assim, para o ano gás 2014-2015, a ERSE optou por assumir que o consumo deverá manter-se no nível atualmente previsto pela REN para o ano gás 2013-2014 (17,9 TWh), o qual incorpora dados reais deste segmento referentes ao 2.º semestre de 2013 e se entende adequar-se às perspetivas de evolução da economia portuguesa.

A Figura 2-3 explicita as previsões da ERSE para o ano gás 2014-2015, 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 2014-2015 (perspetiva operadores de redes)



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

No quadro atual, os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ encontram-se num regime transitório de extinção das tarifas de venda a clientes finais. De acordo com o definido pela Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, esta tarifa transitória deverá ser extinta a 30 de junho de 2014 ou antes desta e por determinação da ERSE, se neste segmento a quota de mercado livre, em número de clientes finais, atingir 90%. Os dados reais mais recentes para o segmento com consumos anuais superiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de 97,8%, em consumo, e de 71,6%, em número de clientes. Face a estes dados e por uma questão de prudência, a ERSE procurou refletir a realidade atual do mercado, embora não correspondam ao ritmo de liberalização previsto na legislação para a extinção da tarifa transitória de venda de gás a clientes finais.

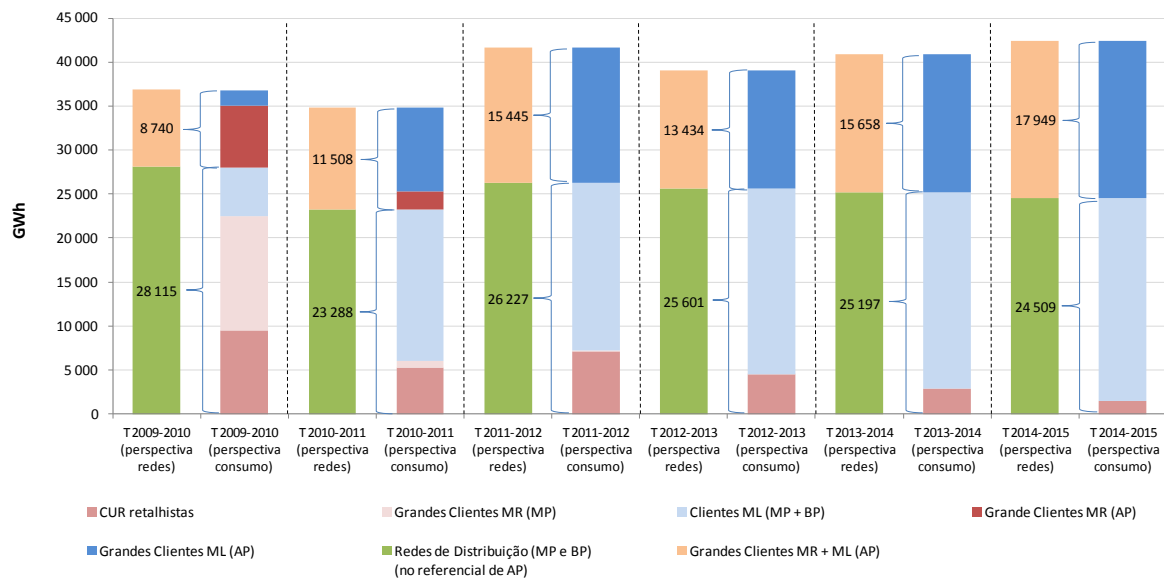
No que diz respeito aos clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m³, o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, determinou a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumo anual superior a 500 m³, a partir de 1 de julho de 2012, e para os clientes com consumo anual inferior a 500 m³, a partir de 1 de janeiro de 2013. Para estes escalões de consumo, o mesmo diploma estabeleceu um regime transitório aplicável aos clientes dos comercializadores de último recurso que não exerçam o direito de mudança de comercializador, o qual deverá induzir uma transição gradual destes clientes para o mercado livre através de fatores de agravamento, de forma a completar a extinção das tarifas de venda a clientes finais até ao final de 2014 e até ao final de 2015, respetivamente para clientes com consumos acima e abaixo de 500 m³ anuais. Por outro lado, todos os novos contratos de

fornecimento de gás natural serão obrigatoriamente celebrados com comercializadores em regime de mercado. Apesar deste enquadramento legal, os dados reais mais recentes para o segmento com consumos anuais inferiores a 10 000 m³ revelam uma quota de liberalização de 39,0%, em consumo, e de 44,8%, em número de clientes.

Neste contexto, a ERSE assumiu previsões que procuram refletir a realidade atual do mercado, embora não correspondam ao ritmo de liberalização previsto na legislação para a extinção da tarifa transitória de venda de gás a clientes finais.

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

Figura 2-4 - Quantidades definidas para o ano gás 2014-2015, na perspetiva das redes e dos comercializadores



3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2014-2015

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 2014-2015, 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 2014-2015.

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 em Campo Maior. De acordo com as previsões do ORT, verifica-se uma estrutura no abastecimento dos consumos, através do Terminal de Sines de GNL e das interligações, de 40% e 60%, respetivamente.
- No mês de março de 2014 realizou-se, através do PRISMA European Capacity Platform GmbH, o leilão de atribuição do produto de capacidade anual no “*Virtual Trading Point*” (VTP) para o período de 1 de outubro de 2014 a 30 de setembro de 2015. Do resultado deste leilão verifica-se um aumento da contratação do produto de capacidade anual em relação ao mesmo produto com direitos até 30 de setembro de 2014.
- O abastecimento dos consumos de gás natural em Portugal continental para o ano gás 2014-2015 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*).
- Atendendo à recomendação do Conselho Tarifário relativamente ao comportamento em baixa da emissão do Terminal de Sines, a ERSE alterou a sua previsão inicial em baixa, por forma a incorporar esta tendência. Nestas circunstâncias considera-se para o ano gás 2014-2015 uma nova estrutura no abastecimento dos consumos, através do Terminal de Sines de GNL e das interligações, de 30% e de 70%, respetivamente.

CENTROS ELECTROPRODUTORES

- As quantidades previstas contratualmente no Acordo de Gestão de Consumos da central da Turbogás implicam uma maior utilização desta central face às previsões da REN nos anos de 2014 e 2015.
- Neutralização no *mix* de produção elétrica, de 2014 e 2015, dos efeitos da hidraulicidade e eolicidade elevadas, que se registaram em 2013, 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 2014 e 2015 dos preços relativos do carvão e do petróleo, bem como uma variação reduzida dos preços das licenças de emissão de CO₂, 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 e extrações no armazenamento subterrâneo e corrige-se a quantidade média diária de energia armazenada de acordo com os valores históricos.
- Considera-se que no ano gás 2014-2015 estão em operação 5 cavernas, das quais, 3 pertencem à REN Armazenagem e 2 pertencem à Transgás.

CLIENTES INDUSTRIAIS

- A previsão do ORT (REN Gasodutos) relativamente aos consumos dos clientes industriais em alta pressão, para o ano gás 2014-2015 apresenta uma redução de 3% em relação à sua previsão de consumo para o ano gás 2013-2014. Considerando os sinais macroeconómicos mais recentes relativamente ao indicador de confiança da indústria transformadora e 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 previstos para o ano gás 2013-2014 pelo ORT.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Foram consideradas as quantidades físicas de gás natural enviadas pelo Operador da Rede de Transporte, para o ano gás 2012-2013. 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 2014-2015 foram consideradas as taxas de evolução previstas por cada um dos operadores da rede de distribuição, correspondendo a uma variação média de -1,3% face ao ano gás 2012-2013.
- As previsões enviadas pela Sonorgás incluíam as quantidades associadas a novos polos cuja atribuição de licença de distribuição se encontra ainda numa fase de concurso. Tendo em conta a incerteza na efetiva atribuição destes polos às redes de distribuição da Sonorgás, as previsões de consumos e de número de clientes deste operador foram revistas pela ERSE considerando apenas os polos já existentes.
- Destaca-se uma vez mais uma melhoria muito significativa na prestação de informação pelas empresas reguladas relativa aos consumos reais, fundamental às opções e estrutura do modelo tarifário e à previsibilidade das receitas dos operadores.

COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

- Na previsão de quantidades de cada comercializador de último recurso, para os anos civis de 2014 e 2015, foram consideradas as previsões de cada comercializador de último recurso.

COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

- Estimaram-se as quantidades e o número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efetuados para a comercialização de último recurso.
- No ano gás 2014-2015 a quota de mercado prevista para consumos anuais superiores a 10 000 m³ é em média de 99% (energia) e de 87,8% (número de clientes).
- No ano gás 2014-2015 a quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é em média de 64,9% (energia) e de 65% (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 2014-2015

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

Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2014-15 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³

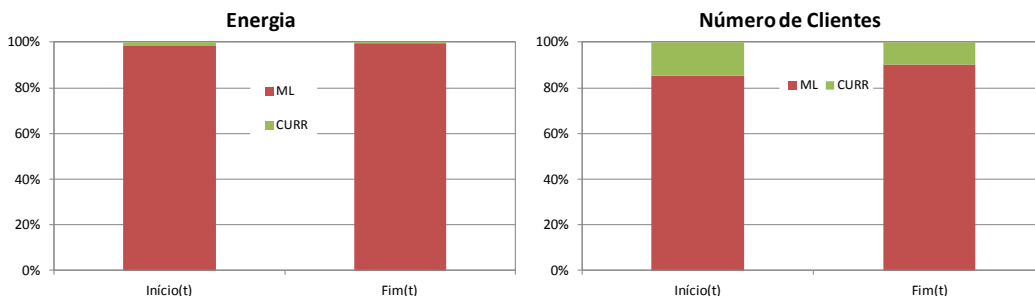
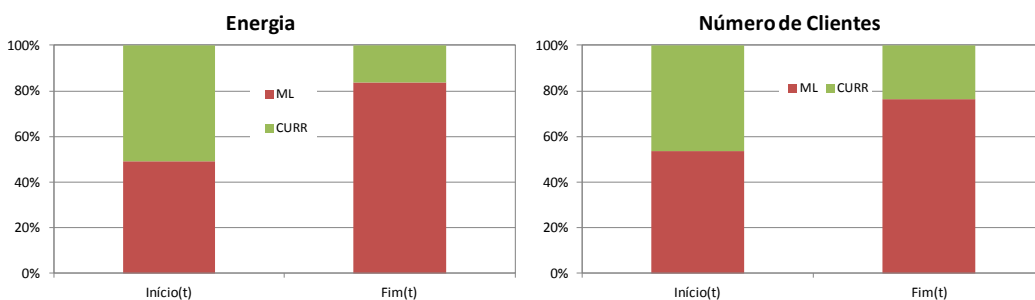


Figura 3-2 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2014-15 no segmento de consumidores com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³



3.1.2 PERDAS E AUTO CONSUMOS NAS REDES

As diferenças de energia entre a entrada e a saída das redes resultam de diversas origens e são agregadas na denominação perdas e autoconsumos. Essas diferenças podem resultar, por exemplo, de gás libertado em válvulas de segurança, fugas nas redes, consumos próprios no aquecimento de gás no processo de redução de pressão ou regaseificação, incidentes nas redes com perfuração de condutas, erros de medição ou avarias nos contadores, etc.

As perdas e auto consumos são definidos segundo valores padrão, aceites para efeitos de regulação, reconhecendo-se estas realidades nos sistemas de transporte e distribuição de gás natural. Estes fatores de perdas e autoconsumos são descritos no capítulo 8 deste documento.

3.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNGN PARA 2014-2015

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 2014-2015. 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 2014-2015

RNTGN	Balanço comercial de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Gasodutos	33 204
	1.1 Campo Maior	33 204
	1.2 Valença do Minho	0
2=2.1+2.2+2.3	2 Terminal GNL	15 157
	2.1 Injecções RNT	14 230
	2.2 Camião cisterna	927
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Arm. Subterrâneo	1 762
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	50 123
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	49 196
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Arm. Subterrâneo	1 868
	8 Centros electroprodutores	5 591
	9 Clientes industriais em AP	17 949
	10 Redes de distribuição (interligadas)	23 739
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	49 147
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	49
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	47 279
	Balanço comercial de gás natural na RNDGN	
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	23 739
	16 Redes abastecidas por UAG	770
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	24 509
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	17 195
	19 Clientes em BP	7 273
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	42
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	24 509
	Saídas da RNDGN	
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	24 467
	22.1 Beiragás	849
	22.2 Dianagás	81
	22.3 Sonorgás	109
	22.4 Duriensegás	213
	22.5 Lisboaogás	4 841
	22.6 Lusitaniagás	7 914
	22.7 Medigás	94
	22.8 Paxgás	18
	22.9 Portgás	6 867
	22.10 Setgás	1 898
	22.11 Tagusgás	1 584

No balanço de energia, as saídas da RNDGN referem-se a saídas para clientes finais.

Além do balanço energético, a previsão da procura fornece também ao modelo tarifário dados sobre o número de clientes em cada rede e de cada agente, apresentado no quadro seguinte.

Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2014-2015

Unidades: n. clientes

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	24	24
Centros electroprodutores			6	6
Clientes Industriais			18	18
Cientes nas redes de distribuição	0	479 636	894 460	1 374 096
Beiragás	0	19 784	31 608	51 392
Dianagás	0	3 242	6 084	9 326
Sonorgás	0	4 675	11 379	16 054
Duriensegás	0	10 793	18 237	29 030
Lisboagás	0	208 568	318 036	526 604
Lusitaniagás	0	80 185	131 530	211 716
Medigás	0	7 680	11 914	19 594
Paxgás	0	2 445	3 902	6 347
Portgás/EDPgás	0	66 291	243 502	309 793
Setgás	0	59 501	101 871	161 372
Tagusgás	0	16 472	16 397	32 869
Total de consumidores de GN	0	479 636	894 484	1 374 120

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 2014-2015

Unidades: GWh

Balanço comercial de energia	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	23 540	23 540
Centros electroprodutores			5 591	5 591
Clientes Industriais			17 949	17 949
Cientes nas redes de distribuição	0	1 522	22 946	24 467
Beiragás	0	70	779	849
Dianagás	0	11	70	81
Sonorgás	0	23	85	109
Duriensegás	0	42	171	213
Lisboagás	0	629	4 212	4 841
Lusitaniagás	0	261	7 653	7 914
Medigás	0	16	78	94
Paxgás	0	5	13	18
Portgás/EDPgás	0	276	6 590	6 867
Setgás	0	143	1 755	1 898
Tagusgás	0	46	1 538	1 584
Total de consumidores de GN	0	1 522	46 486	48 008

Nas previsões do Balanço de Energia para 2014-2015 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 96% do consumo nacional estará no mercado livre.

Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2013-2014

Estrutura de mercado		
Consumo		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	99%	1%
RNT	100%	0%
RND	99%	1%
Cientes BP < 10 000 m3	65%	35%
Total	96%	4%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado		
Número de clientes		
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	88%	12%
RNT	100%	0%
RND	88%	12%
Cientes BP < 10 000 m3	65%	35%
Total	65%	35%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado			
Consumo			
	ML	MR	GWh
Centros electroprodutores (RNT)	5 591	0	5 591
Cientes > 10 000 m3	38 448	197	38 645
RNT	17 949	0	17 949
RND	20 499	197	20 696
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	2 447	1 325	3 772
Total clientes	40 895	1 522	42 417
Total (inc. centros electroprodutores)	46 486	1 522	48 008

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado			
Número de clientes			
	ML	MR	Total
Centros electroprodutores (RNT)	6	0	6
Cientes > 10 000 m3	4 005	553	4 558
RNT	18	0	18
RND	3 987	553	4 540
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	890 473	479 083	1 369 556
Total clientes	894 478	479 636	1 374 114
Total (inc. centros electroprodutores)	894 484	479 636	1 374 120

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

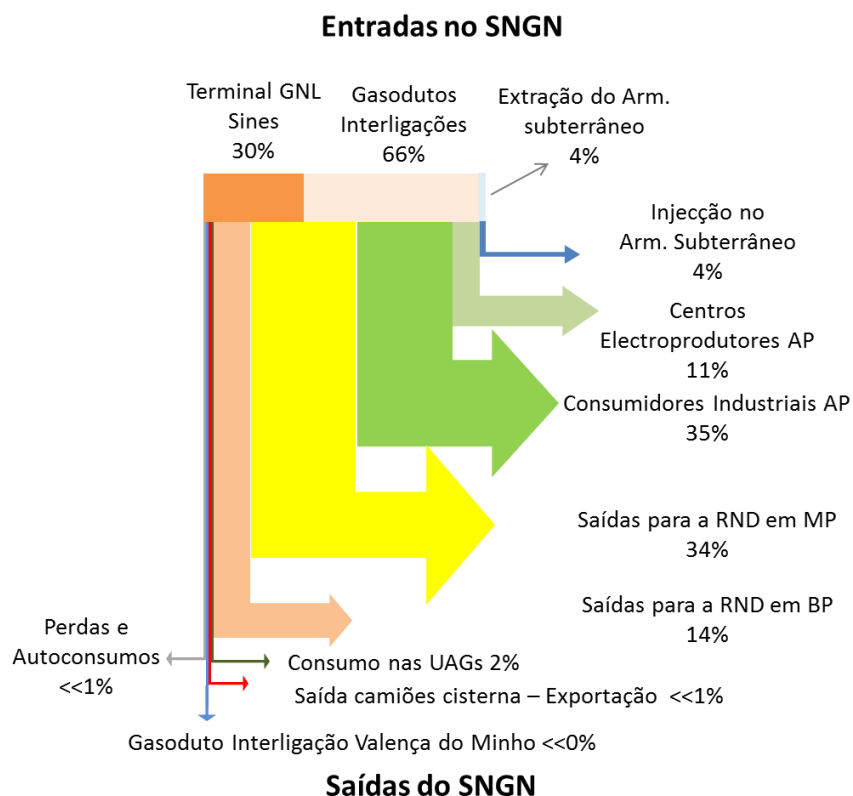
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

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. Iguamente 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 2014-2015

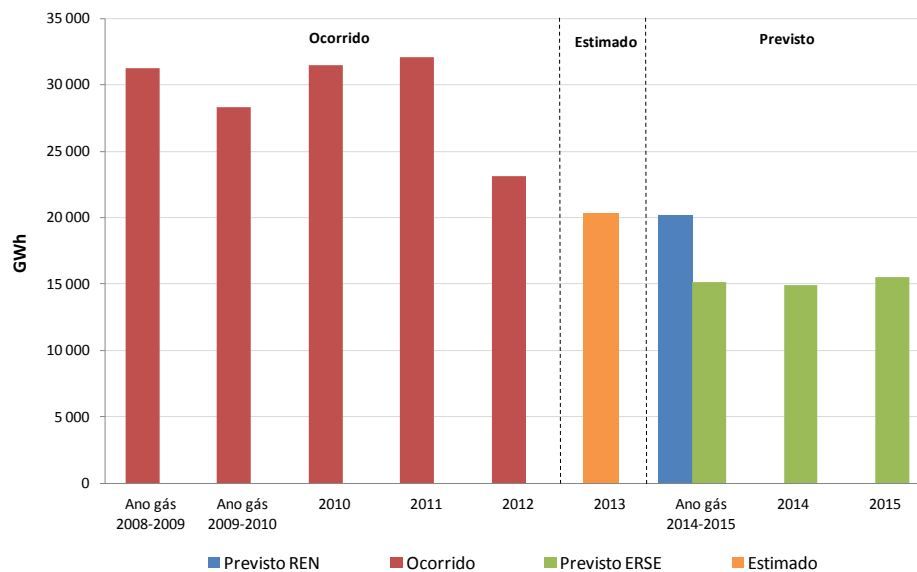


4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2014 E 2015

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 gás 2008-2009, bem como os valores previstos para o ano gás 2014-2015. As quantidades de gás natural previstas à saída do Terminal pela ERSE são inferiores aos valores da REN, tendo a ERSE assumido uma estratégia de aprovisionamento de gás natural dos agentes que atuam no SNGN, que decorre dos resultados dos leilões de contratação de capacidade nas interligações de Portugal para Espanha³, bem como dos dados mais recentes referentes à utilização do terminal.

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



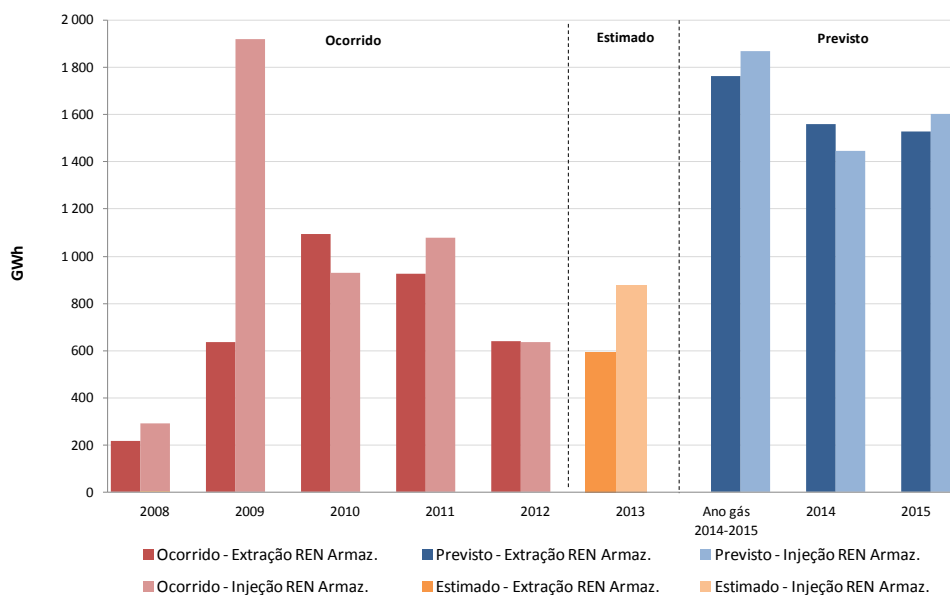
Para a definição do custo com capital alisado das infraestruturas do Terminal foram consideradas no ano gás 2014-2015 as quantidades previstas pela ERSE, enquanto nos restantes anos do período de alisamento foram consideradas as quantidades previstas pela REN Atlântico ajustadas em função do desvio entre as quantidades previstas pela ERSE e as quantidades previstas pela empresa para o ano 2014.

³ Leilões de capacidade para o período de 1 de outubro 2014 a 30 de setembro 2015, realizados na plataforma PRISMA.

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

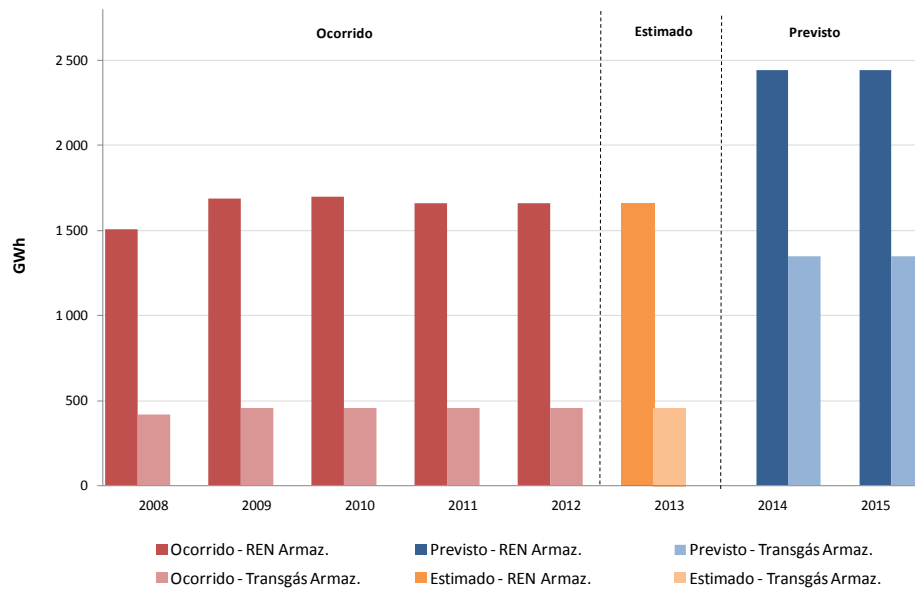
A atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural foi regulada nos dois períodos regulatórios anteriores por custos aceites. No período regulatório que se iniciou no ano gás 2013-2014, a metodologia de regulação foi alterada, tendo-se adotado uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos 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 2008 a 2012, a melhor estimativa para 2013 e os valores previstos pela empresa para 2014 e 2015, os quais foram assumidos pela ERSE na definição dos proveitos permitidos.

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



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

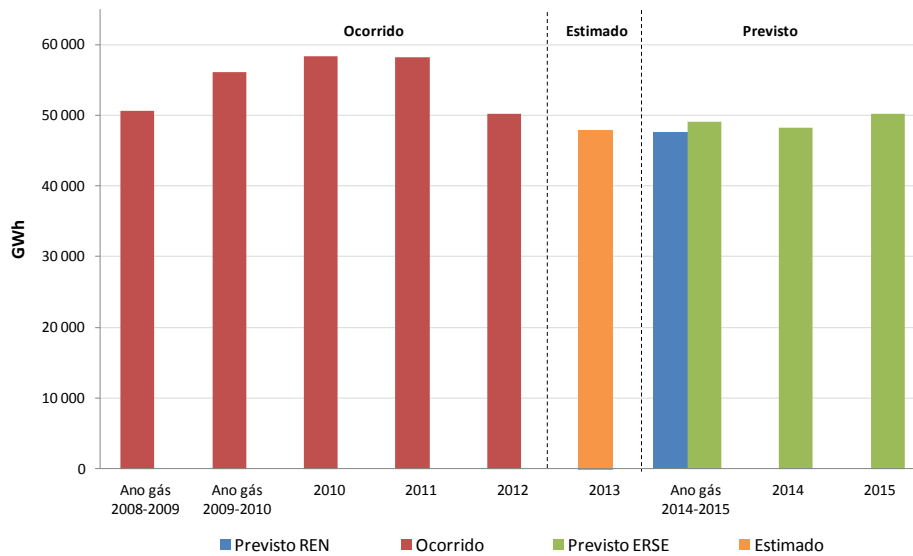
Figura 4-3 – Capacidades de Armazenamento Subterrâneo da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem (valores ocorridos e previsões para definição de proveitos)



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

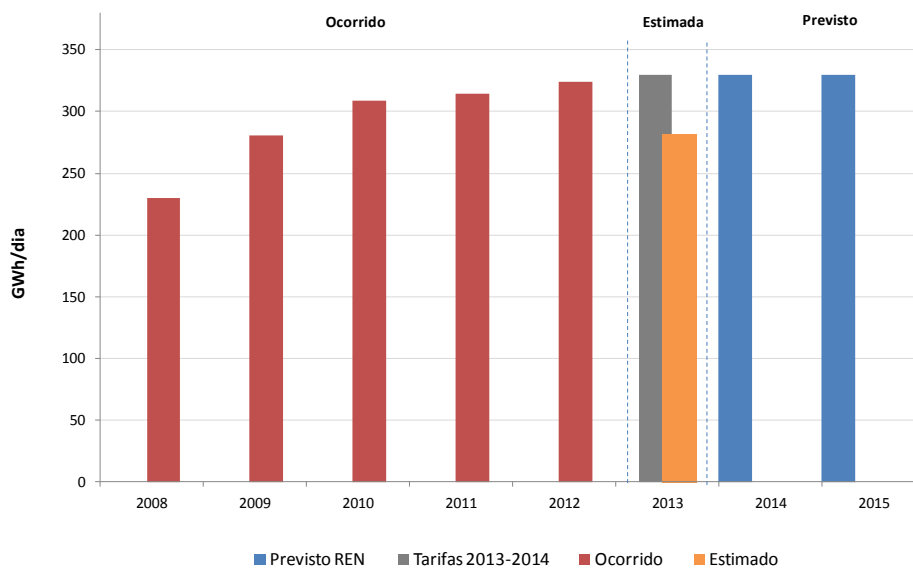
Na Figura 4-4 é apresentada a evolução das quantidades de gás natural saídas da RNTGN desde o ano gás 2008-2009, bem como os valores previstos para o ano gás 2014-2015. Observa-se uma ligeira diferença entre a previsão da ERSE e a previsão do ORT no ano gás, que é justificada essencialmente pelo diferente 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 nas saídas (ótica de faturação). Na figura seguinte apresentam-se os valores ocorridos entre 2008 e 2012, a melhor estimativa para 2013 e as previsões da REN para 2014 e 2015, as quais foram consideradas para efeitos de definição de proveitos.

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 2014 e 2015 são apresentadas nos quadros seguintes.

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

	Unidades: GWh	
	2014	2015
Beiragás	891	888
Dianagás	68	100
Sonorgás	107	111
Duriensegás	213	231
Lisboagás	5 080	4 988
Lusitaniagás	7 939	7 932
Medigás	94	99
Paxgás	17	19
Portgás	6 916	7 223
Setgás	1 906	1 931
Tagusgás	1 510	1 615
Total	24 742	25 136

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

	Unidade: Pontos de entrega	
	2014	2015
Beiragás	50 431	52 232
Dianagás	9 053	9 612
Sonorgás	14 918	17 253
Duriensegás	28 666	29 311
Lisboagás	521 767	529 188
Lusitaniagás	209 875	212 782
Medigás	19 402	19 989
Paxgás	6 085	6 545
Portgás	304 096	314 714
Setgás	159 504	162 454
Tagusgás	32 643	33 146
Total	1 356 438	1 387 223

Na Figura 4-6 e na Figura 4-7 comparam-se as previsões para 2014 e 2015 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

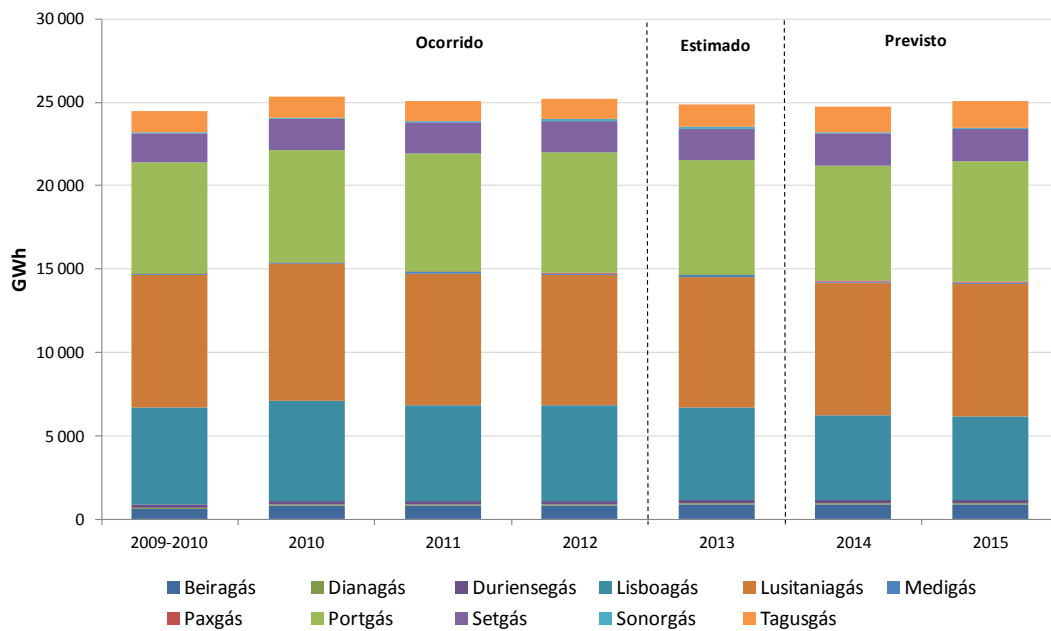
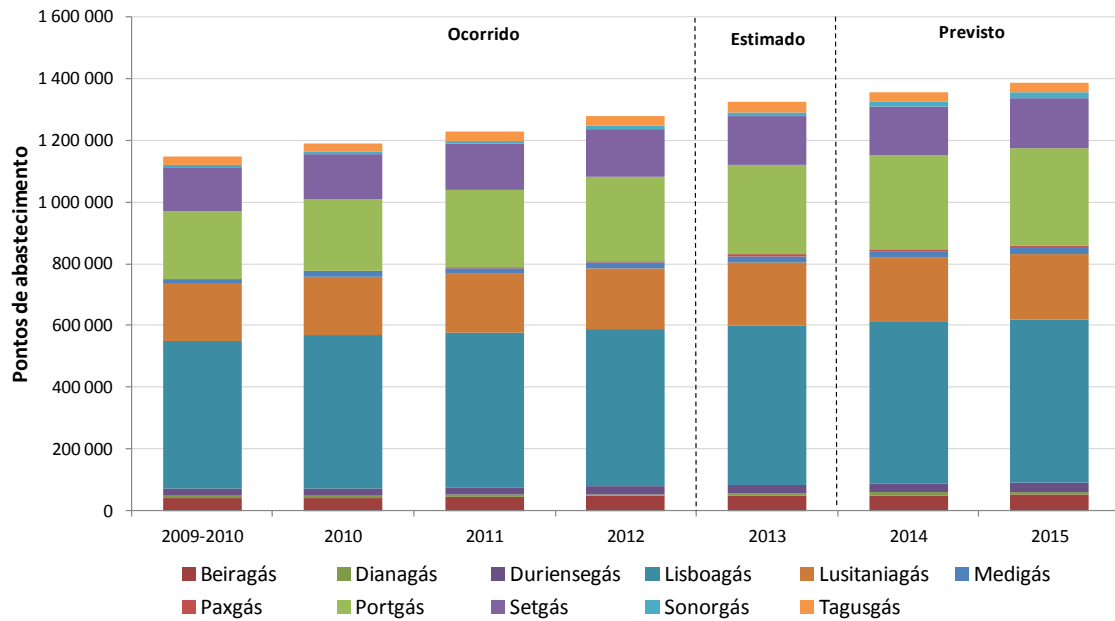


Figura 4-7 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN



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	
	2014	2015
CURR Total	2 281	766
CURR < 10000	1 953	681
CURR > 10000	329	86

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

Unidade: N.º médio de clientes

	2014	2015
CURR Total	648 195	328 333
CURR < 10000	647 351	327 861
CURR > 10000	845	472

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 considerado o número 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

	2014	2014	2014	2015	2015	2015
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	80	16	96	27	9	36
Dianagás	13	3	16	4	1	6
Sonorgás	18	8	26	10	2	12
Duriensegás	51	8	59	17	4	21
Lisboagás	811	110	921	280	41	321
Lusitaniagás	318	50	368	108	18	126
Medigás	21	2	23	7	1	8
Paxgás	6	0	7	2	0	2
EDP Gás	385	119	504	131	2	132
Setgás	188	11	199	64	8	72
Tagusgás	62	0	62	30	0	30
Total	1 953	329	2 281	681	86	766

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

	Unidade: N.º médio clientes					
	2014		2014	2015		2015
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	26 817	73	26 890	13 870	51	13 920
Dianagás	4 410	9	4 419	2 274	6	2 281
Sonorgás	5 766	14	5 780	3 562	5	3 566
Duriensegás	14 370	31	14 401	7 572	21	7 593
Lisboagás	280 134	361	280 495	146 454	231	146 685
Lusitaniagás	106 662	168	106 831	56 291	108	56 398
Medigás	10 310	8	10 319	5 396	5	5 401
Paxgás	3 320	2	3 322	1 718	1	1 719
EDP Gás	98 073	84	98 157	34 459	1	34 460
Setgás	79 088	62	79 150	41 798	44	41 842
Tagusgás	18 400	32	18 432	14 468	0	14 468
Total	647 351	845	648 195	327 861	472	328 333

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, não correspondendo, por prudência, ao ritmo de liberalização previsto na legislação para a extinção da tarifa transitória de venda de gás a clientes finais.

Figura 4-8 - Previsão da ERSE para 2014 e 2015 das vendas totais de energia dos CUR

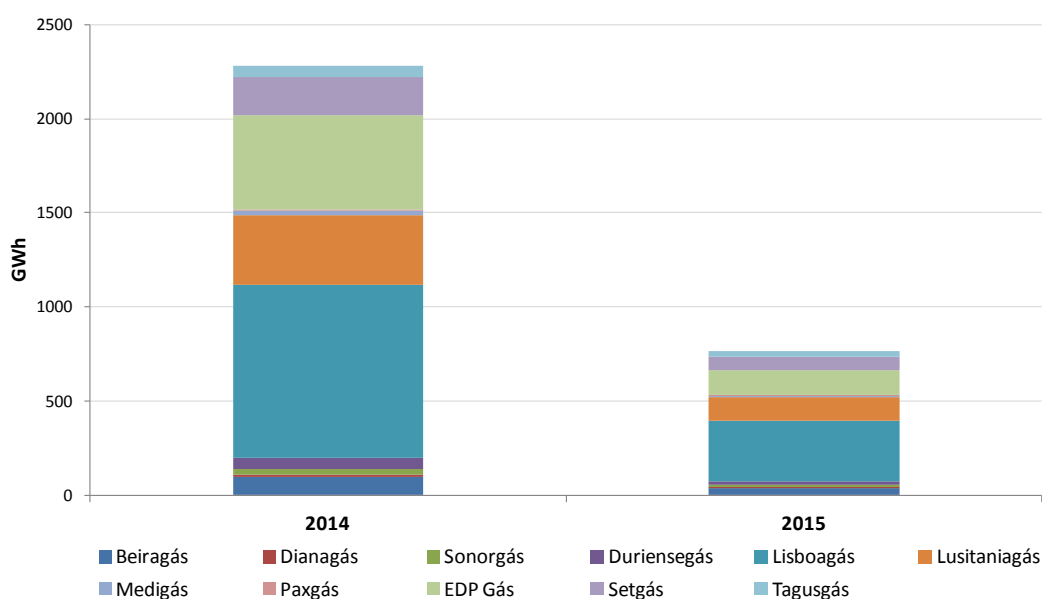


Figura 4-9 - Previsão da ERSE para 2014 e 2015 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³

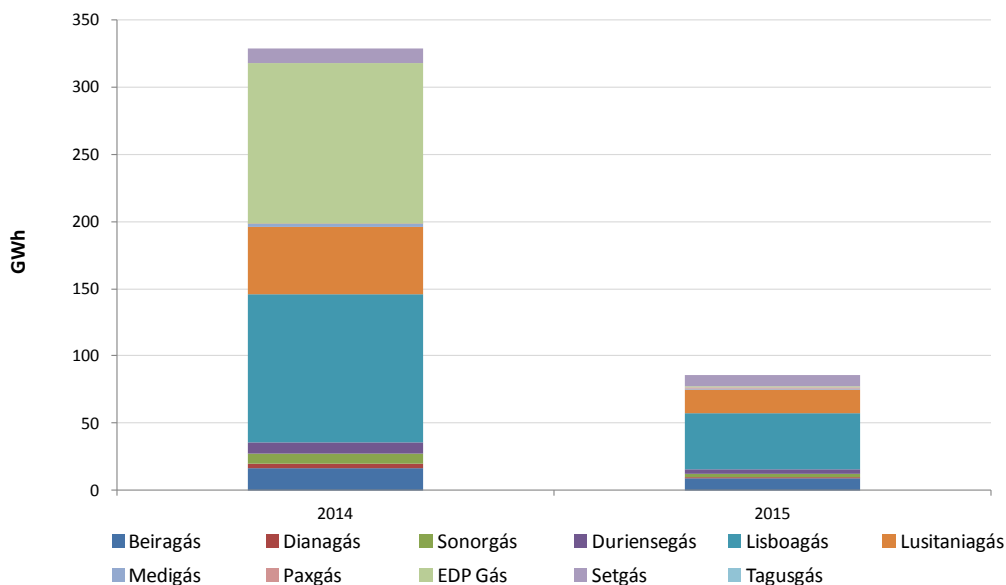
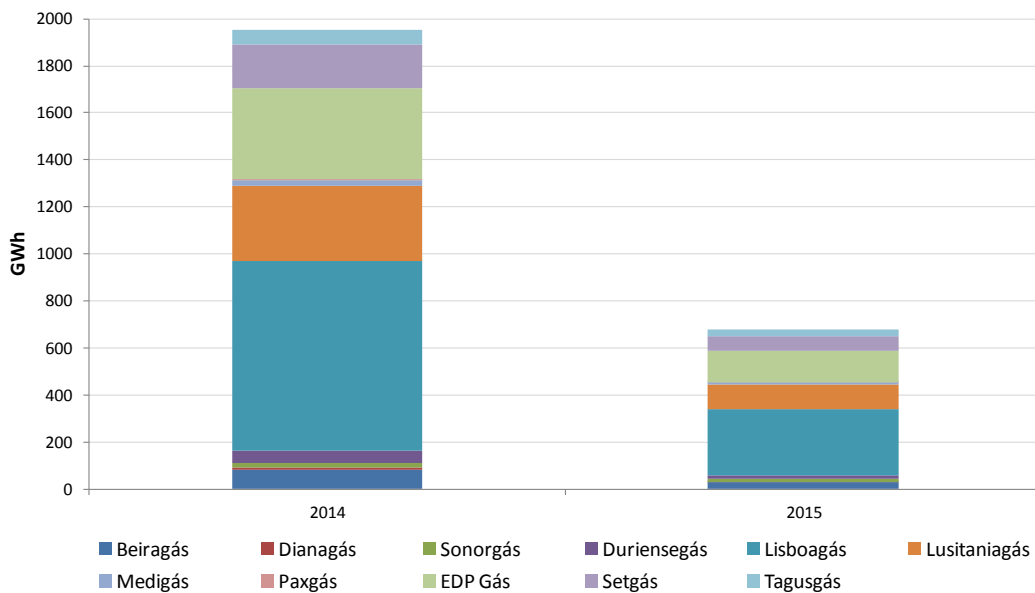


Figura 4-10 - Previsão da ERSE para 2014 e 2015 das vendas de energia dos CUR a clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m³



5 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRAESTRUTURAS

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

Para a rede de transporte e infraestruturas de alta pressão é apresentada uma análise histórica de algumas variáveis relevantes, com base na informação enviada pelos operadores destas infraestruturas.

5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

5.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE E INFRAESTRUTURAS DE 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 2010 a 2013. 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 2010 a 2013

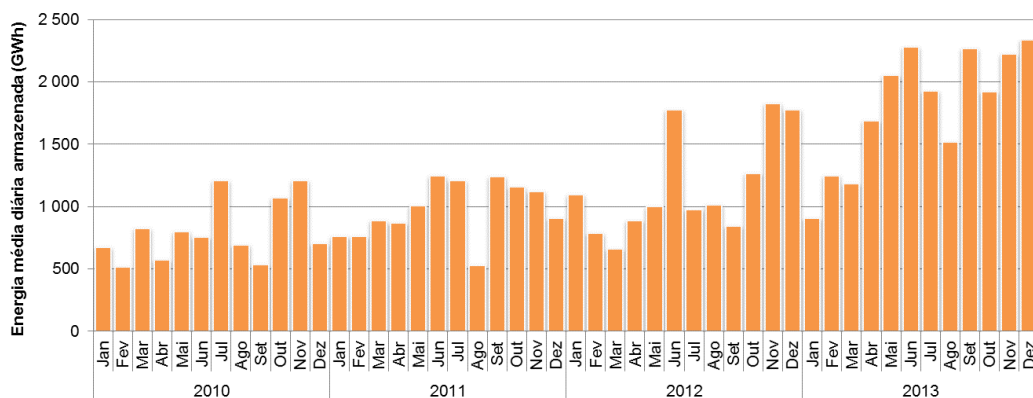
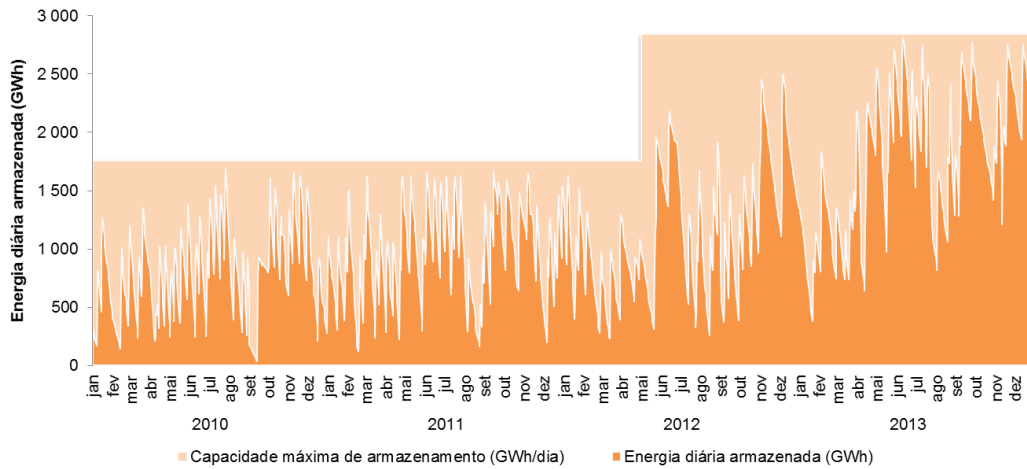


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, de 2010 a 2013



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 2012 e 2013 atingiu valores próximos do valor máximo do armazenamento útil dos tanques de GNL, que equivale a cerca de 2 800 GWh.

O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2013 é equivalente a aproximadamente 2 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 2010 a 2013.

Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2010 a 2013

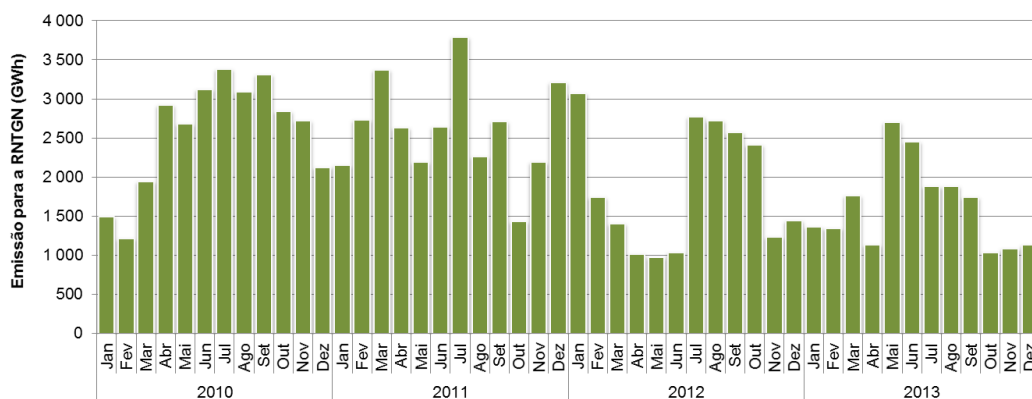
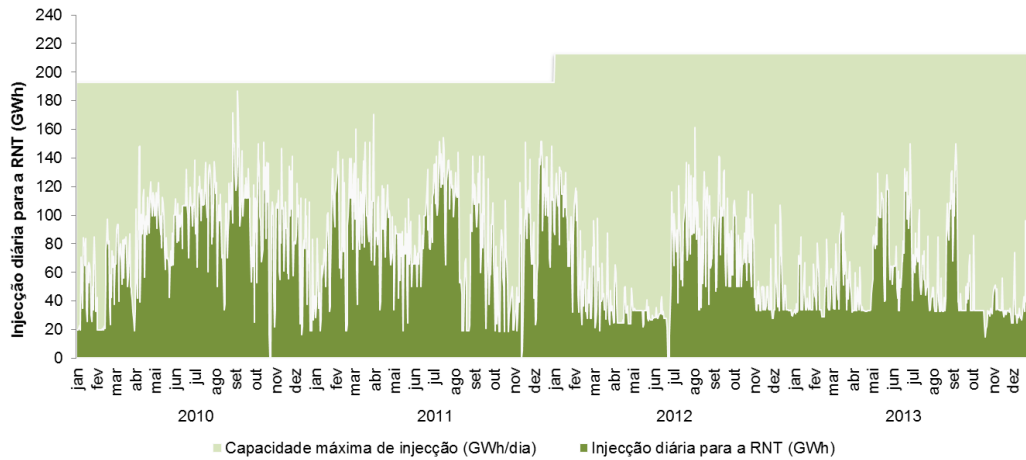


Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, de 2010 a 2013



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 2013 correspondeu a uma modulação de cerca de 130 dias e a uma utilização de 36%.

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 2010 a 2013.

Figura 5-5 - Carregamento mensal de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2010 a 2013

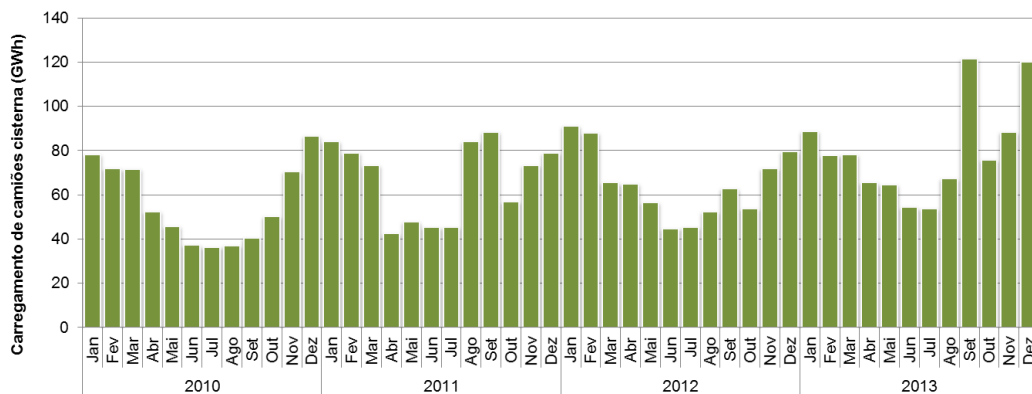
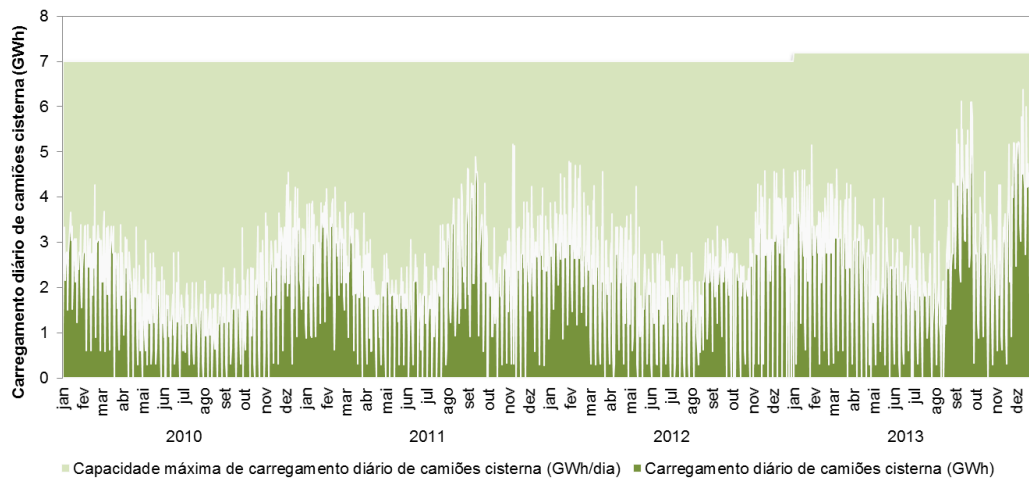


Figura 5-6 - Carregamento diário de gás natural do Terminal de GNL para os camiões cisterna, de 2010 a 2013



A capacidade máxima de carregamento dos camiões cisterna é de 7 GWh. Em 2013, a emissão de gás natural para o carregamento dos camiões cisterna corresponde a uma modulação de cerca de 150 dias e a uma utilização de 41%.

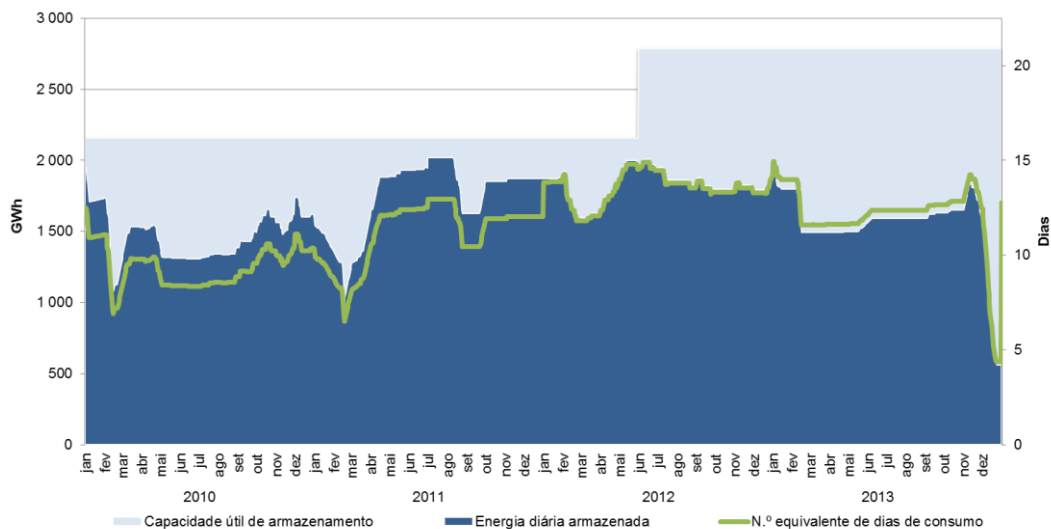
5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada nas infraestruturas de armazenamento subterrâneo do Carriço, de 2011 a 2013.

Em 2012 considera-se que entra em exploração uma nova caverna (4ª caverna), resultando num aumento da capacidade útil de armazenamento, tal como se verifica na figura.

Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano de 2013 oscilou entre os 4 e os 15 dias de consumo médio diário. Em dezembro de 2013 a energia média diária armazenada verificou o valor mínimo desde 2010 (aproximadamente 560 GWh/dia).

Figura 5-7 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, de 2010 a 2013

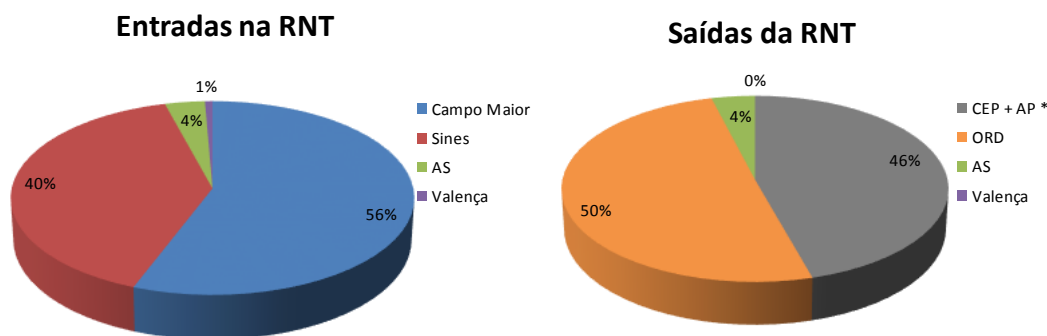


Nota: Os dias de consumo equivalentes são calculados com base no consumo anual na RNTGN: ano 2010 (57,1 TWh), ano 2011 (56,8 TWh), ano 2012 (50,3 TWh) e ano 2013 (48,2 TWh).

5.1.1.3 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2013, 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 56% e 40%, respetivamente, do total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos centros electroprodutores (CEP) / clientes industriais em alta pressão e os consumos nas redes de distribuição representaram em 2013, 46% e 50%, respetivamente, do total das saídas da RNT.

Figura 5-8 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2013



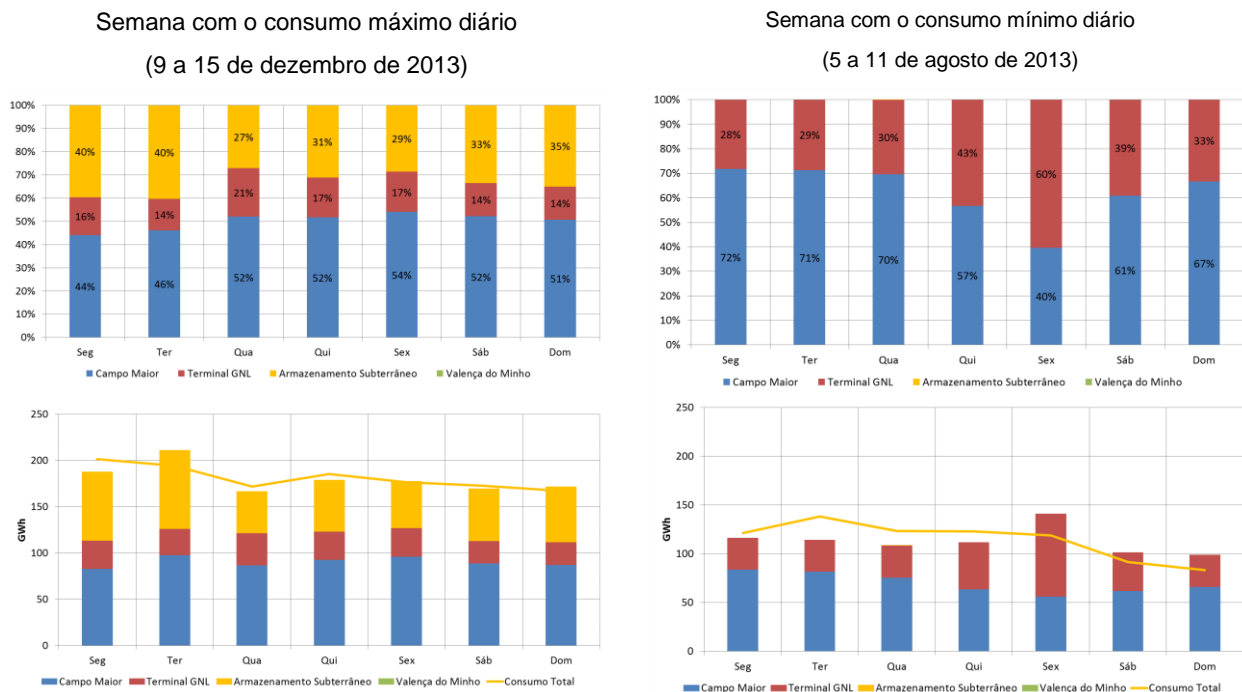
* Centros electroprodutores e clientes em alta pressão

Na Figura 5-9 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 2013.

O consumo máximo de gás natural (201 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 9 de dezembro de 2013 (segunda-feira) e o consumo mínimo (82 GWh/dia) ocorreu no dia 11 de agosto de 2013 (domingo). Como se verifica na figura, o dia de maior consumo⁴ 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 natural na RNT. A interligação de Campo Maior permanece, aproximadamente, constante nas suas injeções, independentemente da procura de gás natural.

Figura 5-9 - Injeções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2013



De seguida caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT em 2013. 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.

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

INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR

A Figura 5-10 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-11 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injetada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma.

Em 2013, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 247 dias/ano, representando uma utilização de 68% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

Figura 5-10 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2010 a 2013

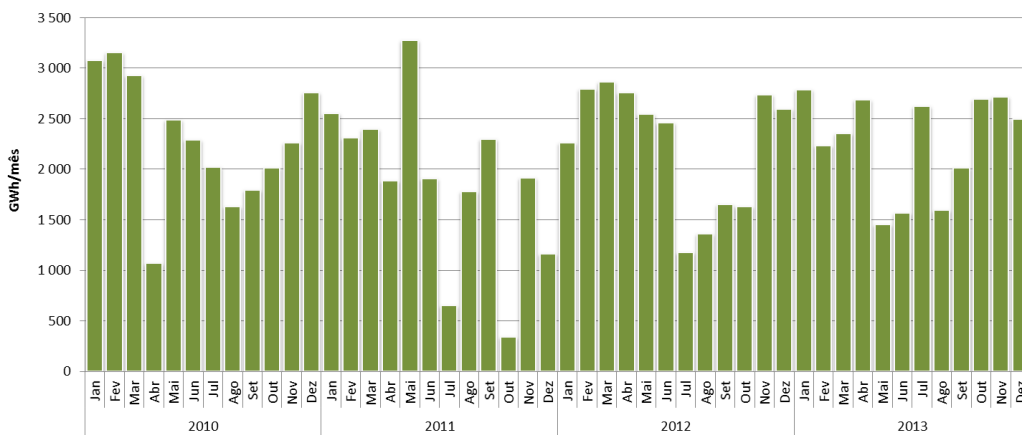
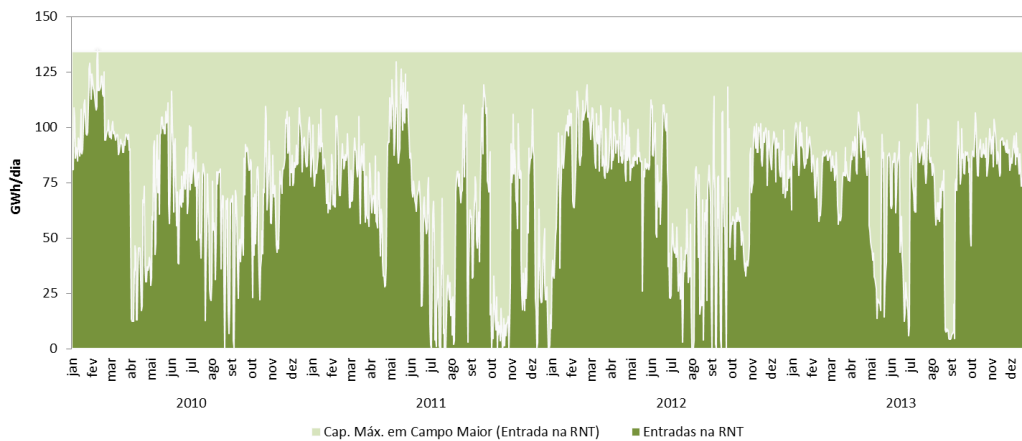


Figura 5-11 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, de 2010 a 2013



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-12 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-13 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 2013, verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 13 dias/ano, representando uma utilização de 4% 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 2013.

Figura 5-12 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2010 a 2013

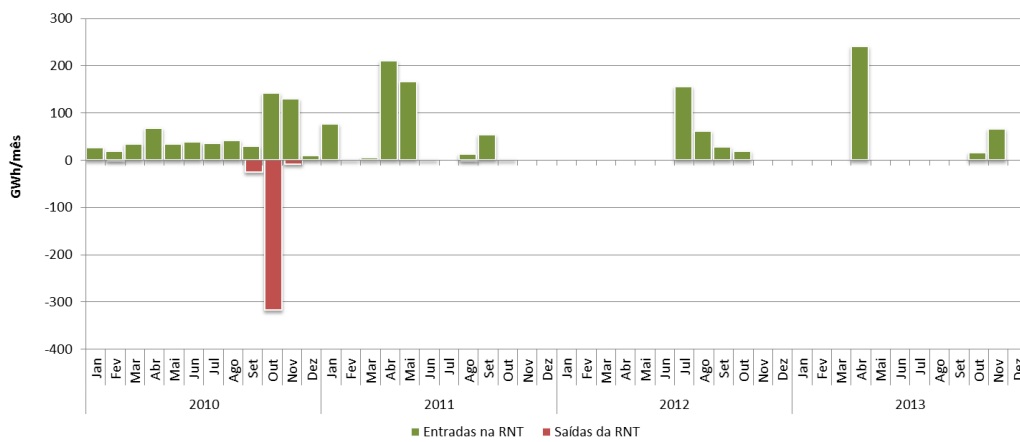
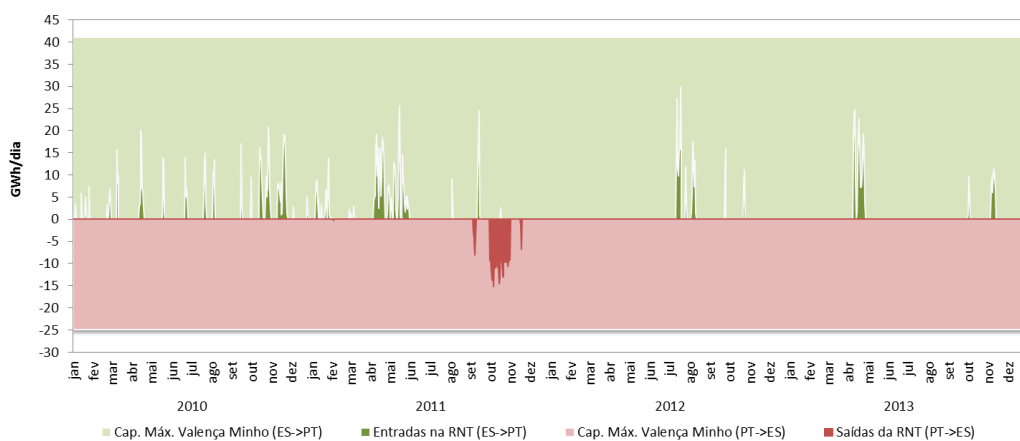


Figura 5-13 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, de 2010 a 2013



PONTO VIRTUAL DE INTERLIGAÇÃO

A Figura 5-14 e Figura 5-15 caracterizam o fluxo do 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 5-14 - Fluxo mensal de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2010 a 2013

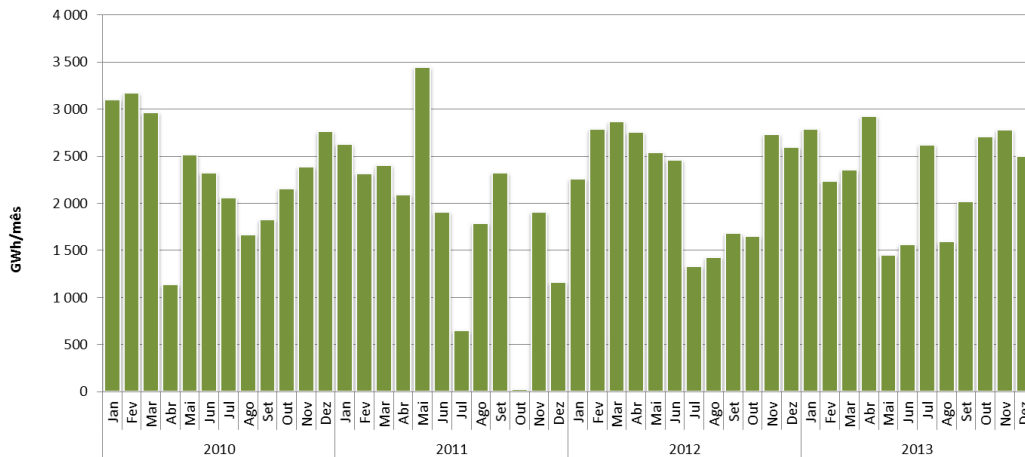
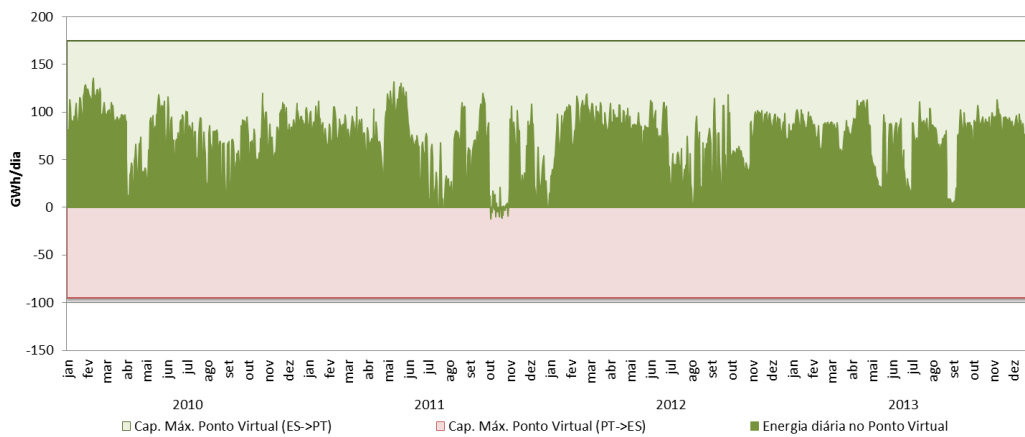


Figura 5-15 - Fluxo diário de gás natural no ponto virtual de interligação, de 2010 a 2013



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 5-16 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injetada/extraída da RNT. A Figura 5-17 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 5-16 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2010 a 2013

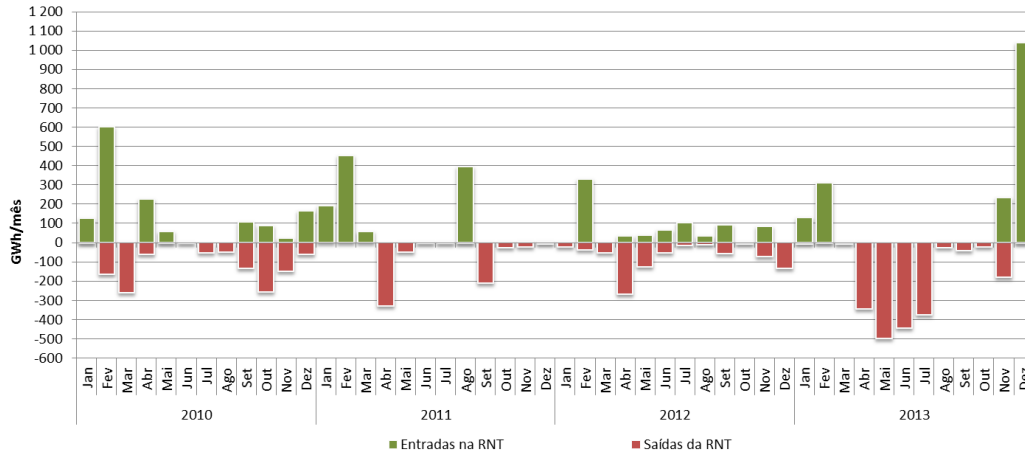
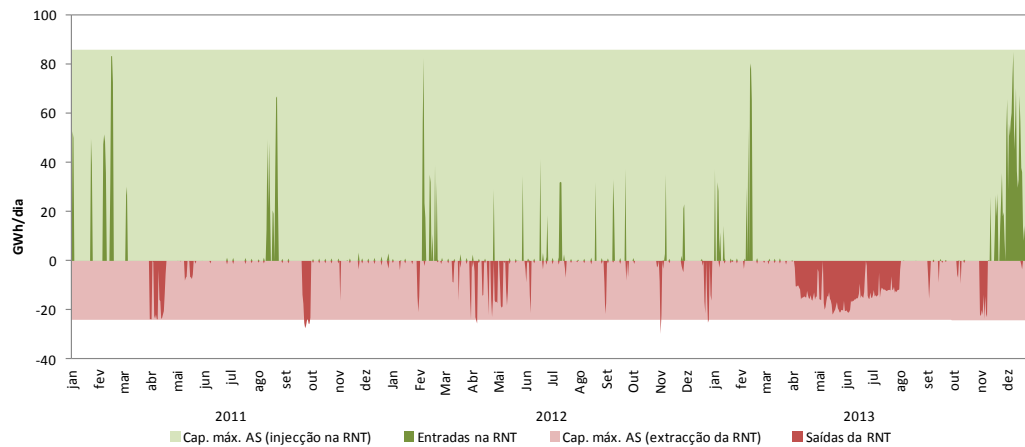


Figura 5-17 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, de 2010 a 2013



CENTROS ELECTROPRODUTORES E CLIENTES EM ALTA PRESSÃO

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

Em 2013, verifica-se que os centros electroprodutores e os clientes em alta pressão são responsáveis por uma modulação de extração na RNT de 194 dias/ano, representando uma utilização de 53% da sua capacidade máxima total de extração.

Figura 5-18 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2010 a 2013

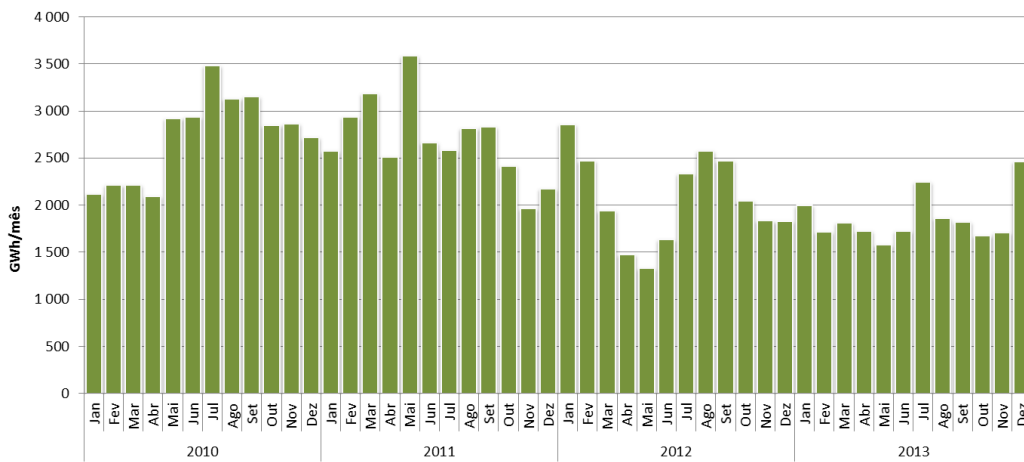
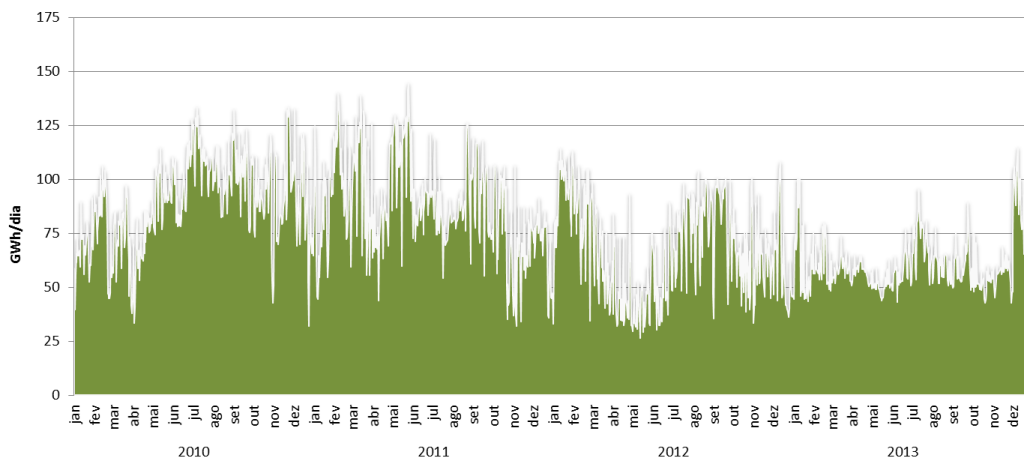


Figura 5-19 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, de 2010 a 2013



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 2010 a 2013.

Em 2013, verifica-se que as entregas à RND correspondem a uma modulação de extração na RNT de 269 dias/ano, representando uma utilização de 74% da sua capacidade máxima total de extração.

Figura 5-20 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2010 a 2013

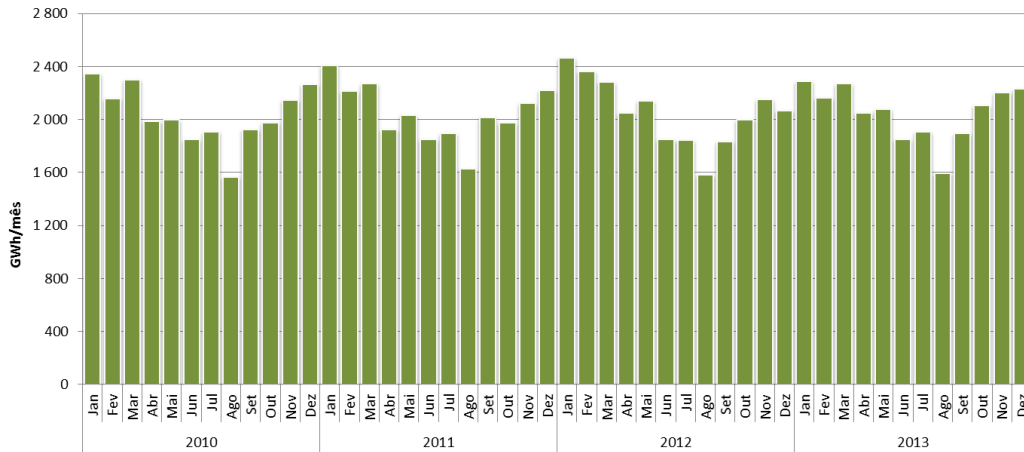
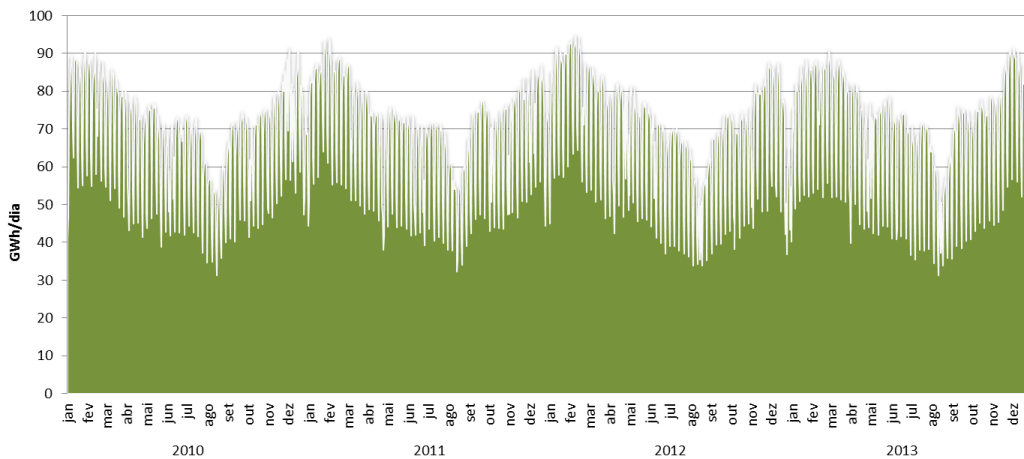


Figura 5-21 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, de 2010 a 2013



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 2010 a 2013.

Figura 5-22 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2010 a 2013

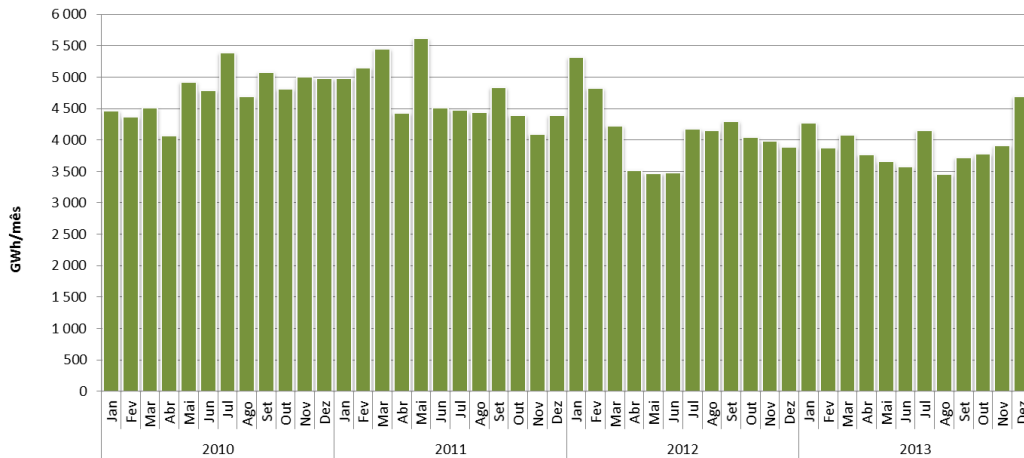
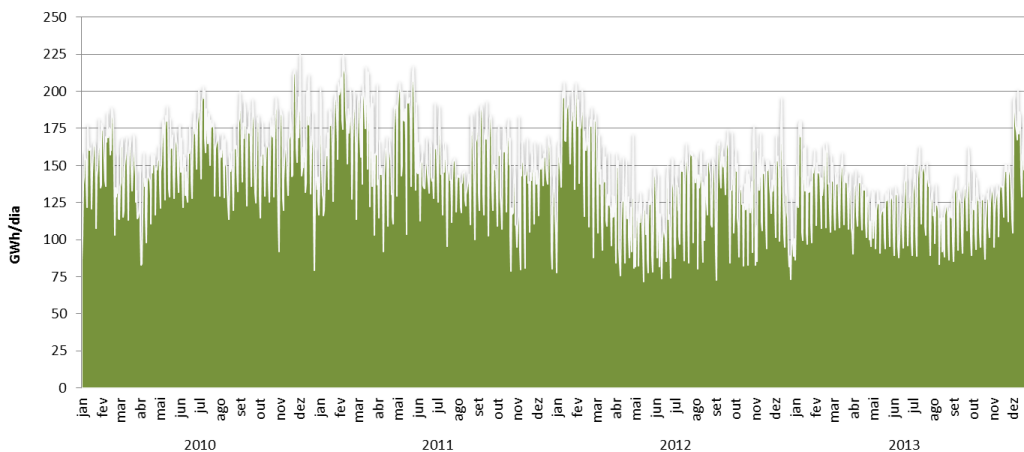


Figura 5-23 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, de 2010 a 2013



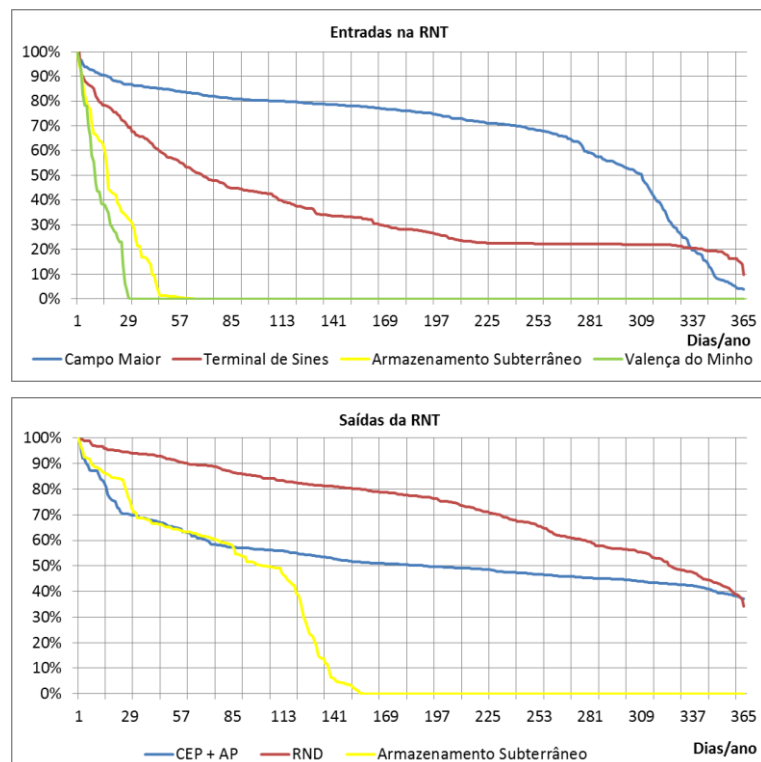
CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL

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 2013. A título de exemplo, e no que respeita às entradas na RNT, verifica-se que, durante mais de metade do ano (240 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 2013, foram Valença do Minho e o armazenamento subterrâneo, em termos comparativos.

No que respeita às saídas, verifica-se que nos consumos em alta pressão, durante metade do ano as saídas deste agregado apresentam 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 superiores a 70% do valor máximo anual. O ponto de saída com a menor utilização anual, em 2013, foi igualmente o armazenamento subterrâneo.

Figura 5-24 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2013, 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 2014-2015, 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. Apesar do seu mais reduzido contributo em termos de energia, a capacidade máxima atingida está ligada à potência nominal das centrais e apresenta maior estabilidade 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 de curtas utilizações.
- Em junho e julho de 2013 os operadores da rede de transporte de gás natural de Portugal e Espanha (REN e Enagás) organizaram leilões de capacidade na interligação. Esta capacidade será oferecida num único ponto virtual de interligação e no horizonte temporal de outubro de 2013 a setembro de 2014. Em março de 2014 realizou-se o leilão do produto de capacidade anual para o período de 1 de outubro de 2014 a 1 de outubro de 2015.
- 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 uma diminuição da energia regaseificada e um aumento na capacidade de armazenamento do Terminal de Sines, em relação ao ano gás 2013-2014. Considera-se que as quantidades rececionadas pelo Terminal de Sines são superiores às quantidades regaseificadas pelo mesmo tendo como pressuposto a existência de carregamento de navios metaneiros de GNL para exportação (*transshipment*).
- No armazenamento subterrâneo considera-se a existência de 5 cavernas no ano gás 2013-2014, 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 2012-2013, enviada pelos vários agentes de mercado (Operador da Rede de Transporte, Operadores da Rede de Distribuição e Comercializadores de Último Recurso Retalhistas).

Esta caracterização inclui as quantidades numa perspetiva global do consumo, bem como as quantidades associadas às variáveis de faturação do sistema tarifário.

REFERENCIAL DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS AOS CONSUMIDORES FINAIS

Devido a restrições dos equipamentos de medida instalados em cada ponto de entrega e para simplificar o sistema tarifário aplicável em segmentos de consumidores com menos informação, algumas das variáveis de faturação definidas não são aplicadas aos consumos na sua forma primária. Em vez disso, o conjunto de preços é simplificado procedendo-se a conversões de preços. Assim, caracterizam-se no quadro seguinte as variáveis de faturação aplicáveis a cada segmento de consumidores.

Quadro 5-1 - Variáveis de faturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais

Variável de faturação	Leitura diária / Longas utilizações	Curtas utilizações	Leitura mensal	Periodicidade de leitura superior a 1 mês
Termo fixo mensal	€/mês	€/mês	€/mês	€/mês
Capacidade utilizada	€/(kWh/dia)	€/(kWh/dia)	n.a.	n.a.
Energia (com diferenciação de períodos horários em Fora de Vazio e Vazio)	€/kWh	€/kWh	€/kWh	n.a.
Energia (sem diferenciação de períodos horários)	n.a.	n.a.	n.a.	€/kWh

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

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

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

FATURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (kWh)

Para garantir uma maior comparabilidade entre preços dos diferentes vetores energéticos, a ERSE definiu a publicação dos preços em unidades de energia (kWh) em vez de volume (m³). Esta comparabilidade é importante quer entre formas de energia diferentes, como a eletricidade, quer entre fornecimentos de gás em diferentes níveis de pressão e condições de fornecimento. Assim, o preço de fornecimento de gás natural (em €/kWh) em Alta Pressão é diretamente comparável com o preço de fornecimento de gás natural nos pequenos consumidores domésticos.

A compatibilização entre preços publicados em unidades de energia e quantidades de gás natural medido em unidades de volume é enquadrada em detalhe pelo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Consumo. Em cada fatura, o comercializador deve demonstrar como se realiza a conversão entre volume medido nas condições particulares de cada ponto de entrega e energia.

Para efeito do cálculo tarifário, todas as quantidades foram consideradas em unidades de energia.

5.2.2 DETERMINAÇÃO DAS CONVERSÕES DE QUANTIDADES E PERFILAGEM

Como referido, os equipamentos de medida e a periodicidade de leitura condicionam a informação disponível sobre as quantidades características do fornecimento de gás natural em cada ponto de entrega.

Uma vez que os contadores com capacidade de leitura diária estão disponíveis para os fornecimentos anuais superiores a 100 000 m³, considera-se que todos os clientes ligados às redes de distribuição com fornecimentos anuais superiores a 100 000 m³ estão nas respetivas opções tarifárias com leitura diária.

Nos consumidores domésticos apenas está disponível informação de consumo sobre a energia anual e o número de clientes, em cada escalão de consumo. Assim, é necessário estimar as restantes variáveis de faturação, para aplicação das tarifas por atividade no modelo tarifário. Em particular:

- A decomposição da energia nos períodos horários de fora de vazio e vazio é estimada a partir da caracterização dos perfis diários das entregas agregadas nas redes de distribuição.
- A capacidade utilizada é estimada a partir da relação característica entre o consumo médio diário e o seu valor máximo durante o ano (modulação).

Relativamente à conversão de energia anual para energia em fora de vazio e vazio, utilizou-se uma relação de 96% para fora de vazio nos fornecimentos de BP<. Nos fornecimentos em BP> e MP foi utilizada a estrutura real implícita em cada ORD no ano gás 2012-2013. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94,1% e nos fornecimentos em MP é de 92,4%.

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 2012-2013. As modulações teóricas definidas foram as seguintes:

- Consumos ≤ 10 mil m³/ano – modulação entre 26 a 28 dias
- 10 mil m³/ano < Consumos ≤ 100 mil m³/ano – modulação de 60 dias

Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o fator de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário na metodologia de cálculo da tarifa de uso da rede de distribuição em Média Pressão (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 2014 e 2015, 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 2014-2015. 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, resultando nos seguintes valores:

- A quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é em média de 64,9% (energia) e de 65% (número de clientes).
- A quota de mercado prevista para os clientes em baixa pressão e com consumos anuais superiores a 10 000 m³ é em média de 95,1% (energia) e de 87% (número de clientes).
- A quota de mercado prevista para os clientes em média pressão é em média de 99,8% (energia) e de 95,9% (número de clientes).

Os comercializadores de último recurso aplicam as tarifas transitórias. Assim, a caracterização da sua procura deve corresponder ao referencial de aplicação dos preços dessas tarifas, sendo estas fixadas separadamente para cada comercializador de último recurso. Os operadores de rede aplicam aos comercializadores de último recurso as tarifas de acesso às redes nacionais.

5.4 COMERCIALIZAÇÃO EM REGIME DE MERCADO

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, retira os centros electroprodutores em regime ordinário do âmbito da comercialização de último recurso e, adicionalmente, desde 1 de janeiro de 2010 que todos os consumidores de gás natural podem escolher o seu fornecedor.

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

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

As tarifas transitórias para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³ e superior a 500 m³ serão aplicadas até 31 de dezembro de 2014, e para os clientes finais com consumo anual inferior ou igual a 500 m³ serão aplicadas até 31 de dezembro de 2015.

Para os consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000 m³ são aplicadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais até 30 de junho de 2014 de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 15/2013, de 28 de janeiro e na Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro.

Prevê-se que durante o ano gás 2014-2015 os clientes no segmento de consumo abaixo de 10 000 m³/ano possam continuar a passagem gradual para o regime de mercado, de acordo com as previsões dos agentes e tendo em conta a aplicação das tarifas transitórias.

Prevê-se também que durante o ano gás 2014-2015 ainda existam consumos de gás natural associados a clientes com um consumo anual superior a 10 000 m³, pelo que se assumem fornecimentos residuais por parte do CUR.

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 2014-2015, para os fornecimentos em regime de mercado, para consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m³.

Quadro 5-3 - Quotas em regime de mercado, para o ano gás 2014-2015

ML	Energia			Nº Clientes		
	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP	BP< 10k m3	BP> 10k m3	MP
Beiragás	65%	92%	100%	61%	78%	94%
Dianagás	74%	95%	100%	65%	78%	100%
Duriensegás	66%	93%	97%	63%	83%	77%
Lisboagás	57%	90%	99%	60%	79%	88%
Lusitaniagás	63%	97%	100%	62%	86%	94%
Medigás	64%	97%	0%	61%	89%	0%
Paxgás	64%	93%	0%	61%	78%	0%
EDPgás	77%	97%	100%	79%	98%	100%
Setgás	64%	95%	100%	63%	80%	100%
Sonorgás	66%	90%	0%	71%	91%	0%
Tagusgás	41%	100%	100%	50%	100%	100%
Total	65%	95%	100%	65%	87%	96%

6 CARATERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPETIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2014-2015

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 2014-2015.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2014-2015

N. Clientes

Fornecimentos (Tarifas 2014-15)	BP<				BP Total	MP >1 000 000 m ³	AP		Total
	≤500 m ³	> 500 m ³	≤10 000 m ³	>10 000 m ³			Clientes industriais	CEP*	
Beiragás	43 615	7 504	51 119	247	51 366	26			51 392
Dianagás	8 899	394	9 292	32	9 325	1			9 326
Sonorgás	14 966	989	15 955	100	16 054	0			16 054
Duriensegás	23 619	5 275	28 894	134	29 028	2			29 030
Lisboagás	473 001	52 365	525 366	1 181	526 547	56			526 604
Lusitaniagás	191 629	19 186	210 815	774	211 590	126			211 716
Medigás	18 928	615	19 543	51	19 594	0			19 594
Paxgás	6 299	40	6 339	7	6 347	0			6 347
Portgás	266 346	42 103	308 449	1 191	309 640	153			309 793
Setgás	154 991	6 115	161 106	244	161 350	22			161 372
Tagusgás	30 664	2 013	32 677	166	32 843	26			32 869
ORD	1 232 956	136 600	1 369 556	4 128	1 373 684	412			1 374 096
ORT							18	6	24
Total	1 232 956	136 600	1 369 556	4 128	1 373 684	412	18	6	1 374 120

* - Centros electroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2014-2015

GWh

Fornecimentos (Tarifas 2014-15)	BP<				BP Total	MP >1 000 000 m ³	AP		Total
	≤500 m ³	> 500 m ³	≤10 000 m ³	>10 000 m ³			Clientes industriais	CEP*	
Beiragás	84	70	153	167	320	528			849
Dianagás	26	9	36	37	72	9			81
Sonorgás	36	15	51	57	109	0			109
Duriensegás	54	48	102	81	184	29			213
Lisboagás	839	430	1 268	657	1 925	2 916			4 841
Lusitaniagás	411	203	614	956	1 570	6 344			7 914
Medigás	31	11	42	52	94	0			94
Paxgás	11	1	12	6	18	0			18
Portgás	590	462	1 052	1 074	2 126	4 741			6 867
Setgás	297	66	363	234	597	1 301			1 898
Tagusgás	52	26	78	180	258	1 326			1 584
ORD	2 430	1 342	3 772	3 501	7 273	17 195			24 467
ORT							17 949	5 591	23 540
Total	2 430	1 342	3 772	3 501	7 273	17 195	17 949	5 591	48 008

* - 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

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das Tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL		
Receção GNL	Energia Receção (MWh)	
Entregas à RNTGN	21 084 180	
Entregas a camiões cisterna	927 236	
Armazenamento GNL	Capacidade de armazenamento contratada de GNL (kWh/dia)	
Produto de capacidade anual	1 795 752 868	
Produto de capacidade trimestral		
Produto de capacidade mensal		
Produto de capacidade diário		
Regaseificação GNL	Capacidade de regaseificação contratada (kWh/dia)	Energia (MWh)
Produto de capacidade anual	27 925 384	21 084 180
Produto de capacidade trimestral	0	
Produto de capacidade mensal	3 178 736	
Produto de capacidade diário	10 214 370	
Entrega a camiões cisterna	Número de carregamentos	
Carregamento de camiões cisterna	3 039	

6.1.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

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

Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Capacidade de armazenamento contratada (kWh/dia)	Energia injectada (kWh)	Energia extraída (kWh)
Produto de capacidade anual	2 275 852 238	1 867 800 000	1 762 040 000
Produto de capacidade trimestral			
Produto de capacidade mensal	109 888 304		
Produto de capacidade diário			

6.1.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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 2014-2015 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de entrada)	
Capacidade contratada	(kWh/dia)
Interligações internacionais - Campo Maior e Valença do Minho	
Produto de capacidade anual	96 561 870
Produto de capacidade trimestral	388 897
Produto de capacidade mensal	2 382 575
Produto de capacidade diário	5 337 070
Terminal GNL em Sines	
Produto de capacidade anual	27 925 384
Produto de capacidade trimestral	0
Produto de capacidade mensal	3 178 736
Produto de capacidade diário	10 214 370
Armazenamento Subterrâneo	
Produto de capacidade diário	4 827 507

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE (por ponto de saída)				
	Capacidade utilizada	Capacidade base anual	Capacidade mensal adicional	Energia
	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês	(kWh/dia)/mês	(MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0			0
Interligações internacionais - Valença	0			0
Terminal GNL	0			0
Entregas a Clientes em AP	70 366 219			17 949 360
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	99 332 152			5 590 865
Entregas a Clientes em AP (opção flexível)		0	0	0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	111 468 765			24 509 342

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 6-7 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	5 590 865
Entregas a clientes em AP	17 949 360
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 509 342

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - Parcela II	
	Energia
	(MWh)
Entregas a produtores de electricidade em regime ordinário	n.a.
Entregas a clientes em AP	17 949 360
Entregas aos operadores de redes de distribuição	24 509 342

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 6-9 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO					
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
	Leitura		Fora de Vazio	Vazio	
	Diária	Mensal			(MWh)
	(nº clientes)		(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Longas utilizações	399	2	22 486 113	1 651 974	112 003 740
URD _{MP} - Curtas utilizações	11		351 421	2 690	6 515 739
URD _{BP>} - Longas utilizações	848	3 280	3 292 671	208 282	35 602 317
URD _{BP>} - Curtas utilizações	0		0	0	0
URD _{BP<}	1 369 556		3 631 745	140 098	140 221 345

Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (opção flexível)

TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (opção flexível)						
Tarifas	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
	Leitura		Fora de Vazio	Vazio		
	Diária	Mensal			(MWh)	(MWh)
	(nº clientes)		(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	(kWh/dia)
URD _{MP} - Flexível	0		0	0	0	0
URD _{BP>} - Flexível	0		0	0	0	0

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 6-11 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	24 509 342

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 6-12 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	24 509 342
Energia (Parcela II >)	20 722 025
Energia (Parcela II <)	3 787 317

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 6-13 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	1 527 687

6.3.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhista a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas até 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos ≤ 10 000 m ³ /ano (MWh)	1 330 025
Fornecimentos > 500 m ³ /ano (MWh)	464 547
Fornecimentos ≤ 500 m ³ /ano (MWh)	865 478

6.3.3 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 m³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos acima de 10 000 m ³ /ano (MWh)	197 662

6.3.4 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Comercialização a aplicar pelos comercializadores retalhistas a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas até 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	479 083
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	46 247
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	432 836
Termo de Energia (MWh)	1 324 591
Fornecimentos anuais > 500 m ³ /ano	462 649
Fornecimentos anuais ≤ 500 m ³ /ano	861 942

6.3.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA FORNECIMENTOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M³

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas, para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³.

Quadro 6-17 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para a Tarifa de Comercialização dos CUR retalhistas acima de 10 000 m³

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m ³ E < 2 MILHÕES m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	553
Termo de Energia (MWh)	196 944

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 6-18 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO			
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	(MWh)	(kWh/dia)
Longas utilizações	18	17 949 360	70 366 219
Curtas utilizações	6	5 590 865	99 332 152

Quadro 6-19 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 (opção flexível)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO (opção flexível)				
Opção tarifária	Termo tarifário fixo	Energia	Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
	(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 m³

Nos quadros seguintes apresentam-se as quantidades implícitas no cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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	29		79 184
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	218	79 942	2 875	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Beiragás (opção flexível)

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

Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas utilizações	25		490 236
Curtas utilizações	1	1 546	104	108 380	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Beiragás (opção flexível)

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

DIANAGÁS

Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas utilizações	6		20 240
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	27	14 400	621	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Dianagás (opção flexível)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (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 2014-2015 em MP - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					DIANAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas utilizações	1		8 373
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Dianagás (opção flexível)

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

DURIENSEGÁS

Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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	17	37 834	1 446	277 905	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	117	40 993	1 160	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Duriensegás (opção flexível)

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

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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	26 915	2 291	137 151	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Duriensegás (opção flexível)

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

LISBOAGÁS

Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Lisboaagás

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		169	332 170	27 503	2 234 676
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1 012	280 873	16 045	
	≥ 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 2014-2015 em BP> - Lisboaagás (opção flexível)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
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 2014-2015 em MP - Lisboaagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Longas utilizações		52	2 480 818	207 577	13 743 116
Curtas utilizações		4	224 704	2 482	3 669 001
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Lisboaagás (opção flexível)

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

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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	184	601 234	54 246	4 433 126	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	591	288 729	11 969	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Lusitaniagás (opção flexível)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
		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 2014-2015 em MP - Lusitaniagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO					LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	122	5 783 433	559 435	30 074 078	
Curtas utilizações	4	1 420	104	265 641	
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 2014-2015 em MP – Lusitaniagás (opção flexível)

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

MEDIGÁS

Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				MEDIGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações		13	36 027	2 034	220 111
Curtas utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	38	12 874	967	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Medigás (opção flexível)

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

Quadro 6-42 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Medigás

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

Quadro 6-43 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Medigás (opção flexível)

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

PAXGÁS

Quadro 6-44 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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	
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	1	3 700	197	20 366	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	6	1 615	63	
	≥ 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 2014-2015 em BP> - Paxgás (opção flexível)

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

Quadro 6-46 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PAXGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
		(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 6-47 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Paxgás (opção flexível)

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

PORTGÁS

Quadro 6-48 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	322	739 146	36 030	4 432 807	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	869	282 998	15 652	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-49 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Portgás (opção flexível)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual	Capacidade Mensal Adicional
		Fora de Vazio	Vazio	(kWh/dia)	(kWh/dia)
		(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 2014-2015 em MP - Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PORTGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Longas utilizações	152	4 440 339	300 607	22 591 743	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	45	9	
	≥ 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 2014-2015 em MP – Portgás (opção flexível)

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

SETGÁS

Quadro 6-52 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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 (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
		Longas utilizações	59		152 012
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	185	63 990	3 212	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-53 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Setgás (opção flexível)

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

Quadro 6-54 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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	20		1 092 191
Curtas utilizações	2	123 751	0	2 472 718	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-55 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Setgás (opção flexível)

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

SONORGÁS

Quadro 6-56 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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	Vazio		
		(MWh)	(MWh)		
Longas utilizações	7	17 164	468	294 943	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	92	38 292	1 438	
	≥ 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 2014-2015 em BP> - Sonorgás (opção flexível)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)					SONORGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(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 2014-2015 em MP - Sonorgás

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

Quadro 6-59 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em MP – Sonorgás (opção flexível)

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-60 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 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	41	120 988	8 361	1 186 753	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	125	48 268	2 745	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-61 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2014-2015 em BP> - Tagusgás (opção flexível)

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO (opção flexível)				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Base Anual (kWh/dia)	Capacidade Mensal Adicional (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 2014-2015 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	25	1 215 793	109 866	5 501 113	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	11	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 2014-2015 em MP – Tagusgás (opção flexível)

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

6.4.3 ENTREGAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BP <

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição, para entregas a clientes finais com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³, sendo as quantidades apresentadas por escalão de consumo.

Quadro 6-64 - Resumo das quantidades para o ano gás 2014-2015 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	153 201	51 119
Dianagás	35 542	9 292
Duriensegás	102 429	28 894
Lisboagás	1 268 458	525 366
Lusitaniagás	613 671	210 815
Medigás	42 320	19 543
Paxgás	12 406	6 339
Portgás	1 051 677	308 449
Setgás	362 962	161 106
Sonorgás	51 165	15 955
Tagusgás	78 013	32 677
Total BP<	3 771 844	1 369 556

Quadro 6-65 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	38 853	44 714	38 153	31 480	27 499	16 116	5 856	1 648
Dianagás	14 441	11 789	2 217	7 095	6 125	2 774	236	158
Duriensegás	24 907	29 577	23 921	24 024	14 243	9 376	3 826	1 449
Lisboagás	292 495	546 021	228 814	201 128	262 360	210 642	39 224	13 141
Lusitaniagás	190 725	219 776	95 017	108 154	118 228	73 401	13 929	5 258
Medigás	24 920	6 410	985	10 005	16 590	2 338	162	453
Paxgás	6 483	4 882	250	791	4 397	1 902	26	15
Portgás	241 702	347 818	218 060	244 097	159 303	107 043	29 416	12 687
Setgás	131 283	165 649	26 283	39 746	91 771	63 220	4 434	1 681
Sonorgás	30 580	5 321	4 731	10 532	13 648	1 317	549	440
Tagusgás	34 422	17 111	9 000	17 480	24 360	6 304	1 378	635
Total BP<	1 030 812	1 399 069	647 430	694 533	738 523	494 432	99 036	37 565

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 6-66 - Resumo das quantidades para o ano gás 2014-2015 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	1 155	658
Dianagás	263	122
Durienségás	478	172
Lisboagás	727	346
Lusitaniagás	14 202	7 366
Medigás	5 964	2 858
Paxgás	441	291
Portgás	160	95
Setgás	5 282	2 247
Sonorgás	3 995	2 239
Tagusgás	1 187	605
Total BP<	33 854	17 000

Quadro 6-67 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Sociais de Acesso redes em BP<

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD								
ORD	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	537	618			417	241		
Dianagás	165	99			84	38		
Durienségás	407	71			159	13		
Lisboagás	332	395			209	137		
Lusitaniagás	5 571	8 630			4 086	3 280		
Medigás	2 771	3 193			1 764	1 095		
Paxgás	350	90			256	35		
Portgás	91	69			69	27		
Setgás	2 166	3 117			1 344	903		
Sonorgás	1 662	2 334			1 330	909		
Tagusgás	793	394			466	139		
Total BP<	14 845	19 009			10 182	6 818		

6.5 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.5.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS NATURAL INFERIORES OU IGUAIS 10 000 m³

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas Transitórias dos comercializadores retalhistas para entregas a clientes com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Quadro 6-68 - Resumo das quantidades para o ano gás 2014-2015 das Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	53 931	19 728
Dianagás	9 084	3 235
Duriensegás	34 804	10 769
Lisboagás	546 987	208 311
Lusitaniagás	226 996	80 066
Medigás	15 153	7 675
Paxgás	4 436	2 443
EDPgás SU	239 925	66 266
Setgás	130 201	59 452
Sonorgás	17 341	4 666
Tagusgás	45 734	16 472
Total BP<	1 324 591	479 083

Quadro 6-69 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR								
CUR	Energia (MWh)				Termo Tarifário Fixo (n.º de Clientes)			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)	(m ³ /ano)
	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000
Beiragás	13 678	15 741	13 431	11 082	10 612	6 133	2 260	723
Dianagás	4 194	2 510	566	1 813	2 132	966	82	55
Duriensegás	8 463	10 050	8 128	8 163	5 309	3 495	1 393	573
Lisboagás	141 852	219 734	87 129	98 271	104 027	83 521	14 936	5 827
Lusitaniagás	70 549	81 295	35 147	40 006	44 902	27 877	5 290	1 997
Medigás	8 923	2 295	353	3 582	6 515	894	60	205
Paxgás	2 318	1 746	89	283	1 748	680	10	6
EDPgás SU	55 141	79 350	49 747	55 687	34 224	22 997	6 320	2 726
Setgás	42 306	59 421	9 428	19 045	33 866	23 150	1 616	820
Sonorgás	10 364	1 803	1 604	3 569	4 038	339	161	129
Tagusgás	20 179	10 031	5 276	10 248	11 867	3 545	740	320
Total BP<	377 966	483 976	210 898	251 751	259 239	173 597	32 868	13 379

6.5.2 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS PARA CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM CONSUMOS ANUAIS DE GÁS NATURAL SUPERIORES A 10 000 M³ E INFERIORES A 2 MILHÕES DE M³

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais ligados à rede de distribuição e com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ e inferiores a 2 milhões de m³.

BEIRAGÁS

Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m ³ POR ANO				BEIRAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	55	13 643	491
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-71 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	1	1 660	124	9 641
Curtas Utilizações	0	5	0	367
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

DIANAGÁS

Quadro 6-72 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
			Fora de Vazio	Vazio	
		(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária		0	0	0	0
Curtas Utilizações		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	7	1 748	75	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-73 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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 6-74 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	23	5 815	165	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-75 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				DURIENSEGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	1	875	74	4 457
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

LISBOAGÁS

Quadro 6-76 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	250	3 545	
	≥ 100 001	0	0	

Quadro 6-77 - Quantidades para o ano gás 2013-2014 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	6	13 860	1 160	76 782
Curtas Utilizações	0	1 255	14	20 498
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

LUSITANIAGÁS

Quadro 6-78 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	111	27 207	1 128	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-79 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	5	5 238	507	27 238	
Curtas Utilizações	3	1	0	241	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

MEDIGÁS

Quadro 6-80 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	5	1 233	93	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-81 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás

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

PAXGÁS

Quadro 6-82 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	2	383	15
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-83 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás

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

EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-84 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	(kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)		
Diária	0	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	25	32 720	1 810	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-85 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	(kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)		
Diária	0	1 737	118	8 835	
Curtas Utilizações	0	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

SETGÁS

Quadro 6-86 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 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	(kWh/dia)
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)		
Diária	0	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	49	11 864	595	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-87 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás

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

SONORGÁS

Quadro 6-88 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SONORGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	9	5 531	208
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-89 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás

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

TAGUSGÁS

Quadro 6-90 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás

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

Quadro 6-91 - Quantidades para o ano gás 2014-2015 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	Fora de Vazio	Vazio	
		(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	0	0	0	0
Curtas Utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 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 2014-2015

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

8 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), o operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em coordenação com os operadores das diferentes infraestruturas, deve apresentar à ERSE uma proposta de valores dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos às infraestruturas do SNGN, devidamente justificadas.

Os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infraestrutura, nomeadamente 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 2014-2015, 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 2013-2014, para as redes de MP e BP 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. No que respeita às UAG, os operadores sugeriram uma redução do fator atualmente em aplicação de 1,3% para 1,0%, atendendo a que a progressiva otimização da operação destas instalações permitiu com maior segurança rever em baixa o referido parâmetro.

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 2014-2015, 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 2013-2014. Ao contrário dos outros anos 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, aprovados pela ERSE para o ano gás 2013-2014. No que respeita às UAGs, os operadores sugeriram uma redução do fator atualmente em aplicação de 1,3% para 1,0%.

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.

No que respeita às UAG, os operadores sugerem uma redução do fator atualmente em aplicação de 1,3% para 1,0%, atendendo a que a progressiva otimização da operação destas instalações permitiu com maior segurança rever em baixa o referido parâmetro. No entanto, fazem notar que em algumas

UAG dedicadas (isto é, sendo propriedade dos operadores das redes de distribuição apenas fornecem gás natural a um cliente) poderão surgir situações pontuais de perdas superiores, motivadas por períodos alargados de utilização reduzida.

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 2011-2012 constatou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (98,8%) 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 3 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 espetável 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 2014-2015

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2014-2015.

Quadro 8-3 - Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infraestruturas da RPGN, para o ano gás 2014-2015

Infraestrutura	Fator de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2014-2015 (%)
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