

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2011-2012**

Junho 2011

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 ADOPTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDORES.....	3
3	BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2011-2012.....	7
3.1	Metodologia de previsão do Balanço de Energia do Sistema Nacional de Gás Natural	7
3.1.1	Pressupostos utilizados na determinação do balanço de energia do SNGN	8
3.1.2	Perdas e auto consumos nas redes.....	10
3.2	Balanço de energia no SNGN para 2011-2012	10
3.3	Caracterização dos fluxos de energia no SNGN	14
4	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2011 E 2012	15
5	UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRA-ESTRUTURAS	23
5.1	Rede de transporte e infra-estruturas de Alta Pressão.....	23
5.1.1	Caracterização da utilização da rede de transporte e infra-estruturas de alta pressão	23
5.1.1.1	Terminal de GNL	23
5.1.1.2	Armazenamento Subterrâneo.....	25
5.1.1.3	Rede de transporte	26
5.1.2	Previsão para a utilização da rede de transporte e infra-estruturas de alta pressão	35
5.2	Redes de distribuição	36
5.2.1	Determinação de quantidades na perspectiva tarifária.....	36
5.2.2	Determinação das conversões de quantidades e perfilagem	38
5.2.3	Utilização de perfis de consumo nacionais	39
5.3	Comercialização de último recurso	39
5.4	Comercialização em regime de mercado.....	40
6	CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2011-2012.....	43
6.1	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das infra-estruturas e da rede de transporte.....	44
6.1.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	44
6.1.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	44
6.1.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	44
6.1.4	Tarifa de Uso Global do Sistema	46
6.2	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição	46
6.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	46
6.2.2	Tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	47
6.2.3	Tarifa de Uso Global do Sistema	47
6.3	Quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos comercializadores de último recurso.....	48

6.3.1	Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas	48
6.3.2	Tarifa de Energia dos comercializadores retalhistas	48
6.3.3	Tarifa de Comercialização dos comercializadores retalhistas	48
6.4	Quantidades consideradas no cálculo das Tarifas de Venda a Clientes Finais	49
6.4.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores retalhistas.....	49
6.5	Quantidades consideradas nas entregas dos operadores de rede para aplicação das tarifas de acesso às redes a todos os utilizadores.....	50
6.5.1	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores de rede	50
6.5.1.1	Entregas do operador da Rede de Transporte em Alta Pressão	50
6.5.1.2	Entregas do operador da Rede de Distribuição para fornecimentos anuais de gás natural superiores a 10 000 M ³	50
6.5.1.3	Entregas do operador da Rede de Distribuição em BP <	57
6.6	Quantidades consideradas no cálculo das Tarifas Transitórias.....	58
6.6.1	Tarifa Transitória de Energia para grandes clientes	58
6.6.2	Tarifa Transitória de Energia dos comercializadores retalhistas	59
6.6.3	Tarifa Transitória de Comercialização para grandes clientes.....	59
6.6.4	Tarifa Transitória de Comercialização dos comercializadores retalhistas.....	59
6.6.5	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	60
6.6.5.1	Grandes clientes ligados à rede de distribuição	60
6.6.5.2	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	60
7	PERÍODOS TARIFÁRIOS.....	69
7.1	Período de fora de vazio na rede de transporte.....	69
7.2	Período de fora de vazio nas redes de distribuição.....	69
8	FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS.....	71
8.1	Proposta da REN Gasodutos para os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTIAT	72
8.1.1	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN.....	72
8.1.2	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.....	74
8.1.3	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo ...	75
8.1.3.1	Autoconsumos no processo de injeção	75
8.1.3.2	Autoconsumos no processo de extracção	76
8.1.3.3	Autoconsumos em “stand-by”	76
8.1.3.4	Purgas de gás natural.....	77
8.2	Proposta de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	78
8.3	Análise da ERSE às propostas	79
8.3.1	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN	79
8.3.2	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL	79
8.3.3	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo	80
8.3.4	Análise dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	80

8.4	Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN para o ano gás 2011-2012.....	81
-----	--	----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Quantidades definidas para o ano gás 2011-2012 na perspectiva dos operadores de redes.....	5
Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2011-2012, na perspectiva das redes e dos comercializadores.....	6
Figura 3-1 - Estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, nas redes de distribuição prevista para 2011-12 no segmento de consumidores com consumo anual superior a 10 000 m ³	10
Figura 3-2 - Fluxos de energia no SNGN em 2011-12	14
Figura 4-1 - Quantidades de energia saídas do Terminal (injecções RNT e camiões cisterna) ocorridas e consideradas para definição de proveitos.....	15
Figura 4-2 - Quantidades de energia saídas da RNTGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos	16
Figura 4-3 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos	18
Figura 4-4 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN	19
Figura 4-5 - Previsão da ERSE para 2011 e 2012 das vendas de energia dos CURr a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	21
Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, em 2010.....	23
Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, em 2010.....	24
Figura 5-3 - Emissão mensal de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, em 2010.....	24
Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, em 2010	25
Figura 5-5 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, em 2010.....	25
Figura 5-6 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2010.....	26
Figura 5-7 - Injecções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2010	27
Figura 5-8 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, em 2010	28
Figura 5-9 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, em 2010	29
Figura 5-10 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, em 2010.....	29
Figura 5-11 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, em 2010.....	30
Figura 5-12 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, em 2010.....	30
Figura 5-13 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, em 2010.....	31
Figura 5-14 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, em 2010	31
Figura 5-15 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, em 2010	32
Figura 5-16 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, em 2010.....	32
Figura 5-17 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, em 2010.....	33
Figura 5-18 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, em 2010	33
Figura 5-19 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, em 2010.....	34

Figura 5-20 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2010, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto35

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2011-201211

Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2011-201212

Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2011-201213

Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2011-201213

Quadro 4-1 - Quantidades de energia à saída da RNDGN previstas para definição dos proveitos permitidos17

Quadro 4-2 - Pontos de abastecimento previstos para definição dos proveitos permitidos18

Quadro 4-3 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos20

Quadro 4-4 - Energia vendida pelos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos20

Quadro 4-5 - Energia vendida pelos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos20

Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos21

Quadro 5-1 - Variáveis de facturação no referencial tarifário de aplicação aos clientes finais37

Quadro 5-2 - Quotas do mercado livre, para o ano gás 2011-201241

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2011-201243

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2011-201243

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL44

Quadro 6-4 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo44

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de entrada45

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de entrada45

Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, por ponto de saída45

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de saída45

Quadro 6-9 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Parcela I da Tarifa de Uso Global do Sistema46

Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema46

Quadro 6-11 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição47

Quadro 6-12 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte dos operadores das redes de distribuição47

Quadro 6-13 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição47

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas.....	48
Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas	48
Quadro 6-16 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Comercialização em BP, para consumos inferiores a 10 000 m ³ (n) por ano	48
Quadro 6-17 - Resumo das quantidades para o ano gás 2011-2012 das Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP<	49
Quadro 6-18 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP<	49
Quadro 6-19 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012	50
Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Beiragás	50
Quadro 6-21 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Beiragás.....	51
Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Dianagás	51
Quadro 6-23 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Dianagás.....	51
Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Duriensegás	52
Quadro 6-25 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Duriensegás	52
Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Lisboaagás.....	52
Quadro 6-27 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Lisboaagás	53
Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Lusitaniagás	53
Quadro 6-29 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Lusitaniagás	53
Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Medigás.....	54
Quadro 6-31 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Medigás	54
Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Paxgás	54
Quadro 6-33 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Paxgás.....	55
Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Portgás.....	55
Quadro 6-35 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Portgás	55
Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Setgás	56

Quadro 6-37 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Setgás.....	56
Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Sonorgás.....	56
Quadro 6-39 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Sonorgás	57
Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Tagusgás	57
Quadro 6-41 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em MP - Tagusgás.....	57
Quadro 6-42 - Resumo das quantidades para o ano gás 2011-2012 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<	58
Quadro 6-43 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas de Acesso às Redes em BP<	58
Quadro 6-44 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa Transitória de Energia para grandes clientes.....	59
Quadro 6-45 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa Transitória de Energia dos CUR retalhistas.....	59
Quadro 6-46 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa Transitória de Comercialização a grandes clientes.....	59
Quadro 6-47 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa Transitória de Comercialização dos CUR retalhistas.....	60
Quadro 6-48 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2 milhões m ³ por ano.....	60
Quadro 6-49 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás.....	61
Quadro 6-50 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Beiragás	61
Quadro 6-51 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás.....	61
Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Dianagás	62
Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Duriensegás.....	62
Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás	62
Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lisboagás	63
Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lisboagás	63
Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás.....	63
Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás	64

Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás	64
Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás	64
Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás	65
Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás	65
Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU	65
Quadro 6-64 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU	66
Quadro 6-65 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás	66
Quadro 6-66 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Setgás	66
Quadro 6-67 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás	67
Quadro 6-68 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás	67
Quadro 6-69 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Tagusgás	67
Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás	68
Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNTGN para o ano gás 2011-2012	69
Quadro 7-2 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2011-2012	69
Quadro 8-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos	72
Quadro 8-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG nos anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010	73
Quadro 8-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010	75
Quadro 8-4 - Dados reais para a injeção	76
Quadro 8-5 - Dados reais de extracção	76
Quadro 8-6 - Autoconsumos em “stand-by”	77
Quadro 8-7 - Factor de ajustamento para o armazenamento subterrâneo	78
Quadro 8-8 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição	79
Quadro 8-9 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN natural em 2011-2012	81

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 infra-estruturas do sistema de gás natural, bem como uma caracterização de quantidades previstas associadas a cada variável de facturação.

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 infra-estruturas 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 factor crítico no cálculo das tarifas e proveitos para o ano gás.

Na procura associada aos comercializadores de último recurso considerou-se a extinção das tarifas reguladas para os consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³.

Assume-se que a saída efectiva para o mercado livre dos clientes com um consumo anual superior a 10 000 m³ se processará de forma gradual ao longo do ano gás 2011-2012.

Para caracterizar o número de clientes, quer em termos reais, quer em termos previsionais utiliza-se o número médio de clientes no período.

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

No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia para o ano gás 2011-2012, 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 2011-2012 para as variáveis relacionadas com o consumo de gás natural, que apoiam a definição dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

Nos capítulos 5 a 6 é apresentada uma caracterização da utilização das infra-estruturas do Sistema Nacional de Gás Natural e uma caracterização das quantidades associadas às tarifas reguladas, 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 factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas (capítulo 8).

O presente documento é um anexo do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2011-2012”.

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

Em Portugal, os consumidores de gás natural podem ser subdivididos em três grandes grupos: as centrais de ciclo combinado a gás natural, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão. Os centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, representam cerca de 40% do consumo total, fracção idêntica à dos consumidores, que são abastecidos pelo operador da rede de distribuição em média e baixa pressão. Por seu lado, os grandes consumidores industriais, fornecidos em alta pressão, são maioritariamente instalações de cogeração e representam cerca de 20% do consumo nacional.

Enquanto os consumidores fornecidos pelos operadores das redes de distribuição apresentam consumos bastante dispersos, cuja evolução tem uma tendência relativamente estável, designadamente em baixa pressão, os consumos em alta pressão estão bastante concentrados e são muito influenciáveis por factores externos, não só económicos, mas também climatéricos no caso da produção das centrais de ciclo combinado a gás natural. A entrada em funcionamento ou a paragem não prevista de centros electroprodutores em regime ordinário ou de instalações de cogeração a gás natural criam, actualmente, descontinuidades significativas na evolução do consumo nacional de gás natural.

Assim, dificilmente se podem aplicar modelos previsionais de tendência à evolução da procura para cerca de 60% do consumo total de gás natural. Quanto ao restante consumo, apenas o consumo afecto à baixa pressão, menor do que 10 000 m³ tem apresentado uma nítida tendência de evolução.

Neste quadro, as previsões da ERSE para os consumos de gás natural para o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas tomam em consideração as previsões das empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os seus respectivos mercados. Porém, existindo diferentes empresas, nos diferentes níveis do balanço físico do gás natural ou, de um ponto de vista comercial, da cadeia de valor do sector, coexistem igualmente diferentes perspectivas sobre a evolução dos consumos de gás natural que importa à ERSE ponderar.

No que diz respeito às previsões do operador da RNTGN, a REN, para o ano gás 2011-2012, estas são algo expansionistas face aos valores reais ocorridos até à data, bem como tendo em consideração a evolução perspectivada para a actividade económica. Este aspecto foi mais marcante nas previsões da REN para o consumo dos centros electroprodutores e para os fornecimentos às redes de distribuição, do que para os consumidores finais fornecidos em alta pressão.

No que diz respeito aos centros electroprodutores, a REN prevê um aumento que internaliza o funcionamento ao longo de todo o ano gás das centrais de Lares (EDP) e do Pego (Endesa) e considera o aumento de consumo de algumas centrais já instaladas designadamente, a central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás.

A REN não considera a entrada em operação das centrais autorizadas para a Figueira da Foz (Iberdrola) e para Sines (GALP). No que diz respeito a esta opção, concorda-se com a REN, julgando-se não ser expectável que até final de 2012, as centrais da Iberdrola e da Galp possam entrar em operação, em grande parte devido ao excesso de capacidade instalada de centrais de ciclo combinado a gás natural existente no MIBEL. As previsões da REN não consideram qualquer consumo proveniente destas duas centrais para o ano gás 2011-2012, bem como para o ano civil 2012. Porém, a REN sustenta parte da evolução expansionista do consumo de gás natural por parte das centrais termoeléctricas em regime ordinário no aumento do consumo da central da Turbogás, sendo que esta previsão está em contra-ciclo com a informação disponibilizada à ERSE sobre os contratos de *take or pay* de fornecimento de gás natural. Nesse quadro, o consumo previsto pela ERSE para o ano gás 2011-2012 para as centrais de ciclo combinado a gás natural é de 27,5 TWh, inferior aos 28,1 TWh previstos pela REN.

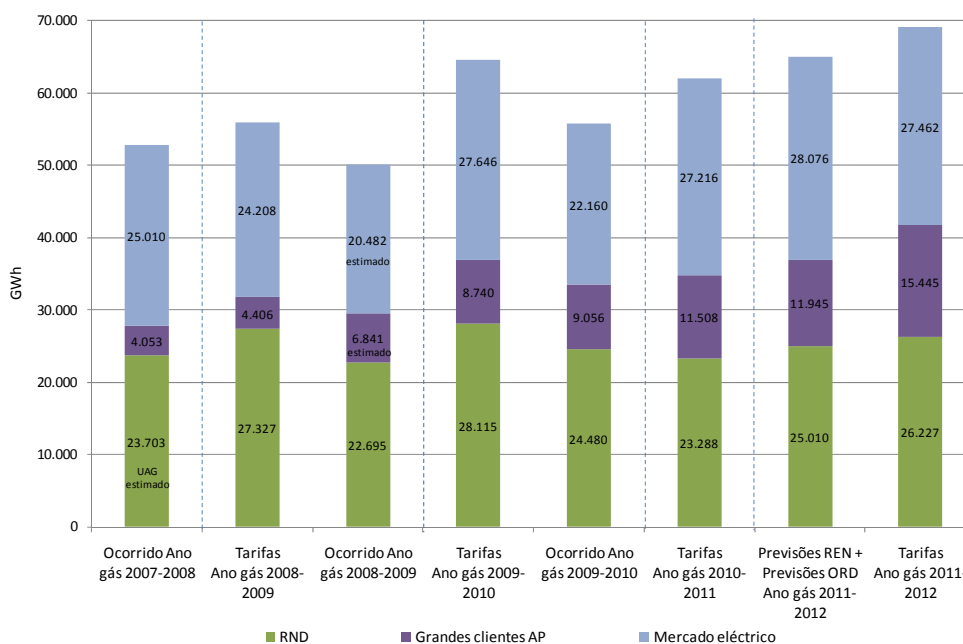
Assim, o cenário apresentado pela ERSE aponta para um crescimento menor do consumo de gás natural nos centros electroprodutores sustentado pelas novas centrais de Lares (EDP) e do Pego (Endesa) e no facto de que qualquer retracção da procura residual (procura total deduzida dos fornecimentos dos produtores em regime especial com colocação da energia eléctrica garantida) influencie mais as centrais a carvão do que as centrais de ciclo combinado, fruto da conjugação dos aumentos do preço do carvão e do preço das licenças de emissão de CO₂.

No que concerne aos consumos nas redes de distribuição, as previsões dos Operadores das Redes de Distribuição e do Operador da Rede de Transporte são, mais uma vez, discordantes. Este último operador apresenta previsões substancialmente mais expansionistas do que os primeiros, entre o ano gás ocorrido, 2009-2010, e o ano gás previsto, 2011-2012, com um crescimento de 14% em dois anos gás, face a um aumento de apenas cerca de 4% nesse período, segundo os Operadores da Rede de Distribuição. A ERSE optou por escolher um cenário mais próximo das previsões destes últimos, embora, igualmente, também mais expansionista, tendo em conta o verificado nos últimos anos. Nesse quadro, a ERSE prevê um crescimento das quantidades de cerca de 7,1% em dois anos, passando o fornecimento aos Operadores da Rede de Distribuição de 24,5TWh para 26,2TWh.

No que diz respeito aos fornecimentos a clientes em Alta Pressão, na proposta de Proveitos Permitidos e Tarifas para o ano gás 2011-12 enviada ao Conselho Tarifário no dia 15 de Abril, a ERSE assumiu a previsão do operador da RNTGN (11 945 GWh), por considerar que a mesma era aderente à evolução expectável para este segmento. Sobre esta previsão, o parecer do Conselho Tarifário de 16 de Maio de 2011 recomenda que *“a ERSE realize uma verificação adicional do cenário da procura, ... ,face à publicamente anunciada entrada em operação dos grandes projectos de reconversão industrial das refinarias de Sines e Matosinhos”*. A ERSE alterou a sua previsão neste sentido, tendo acrescido 3500 GWh aos fornecimentos a clientes em Alta Pressão, os quais são satisfeitos pelo Terminal de GNL.

A Figura 2-1 explicita as previsões da ERSE, enquadrando-as com os últimos dados ocorridos no passado, assim como com as últimas opções tomadas.

Figura 2-1 - Quantidades definidas para o ano gás 2011-2012 na perspectiva dos operadores de redes



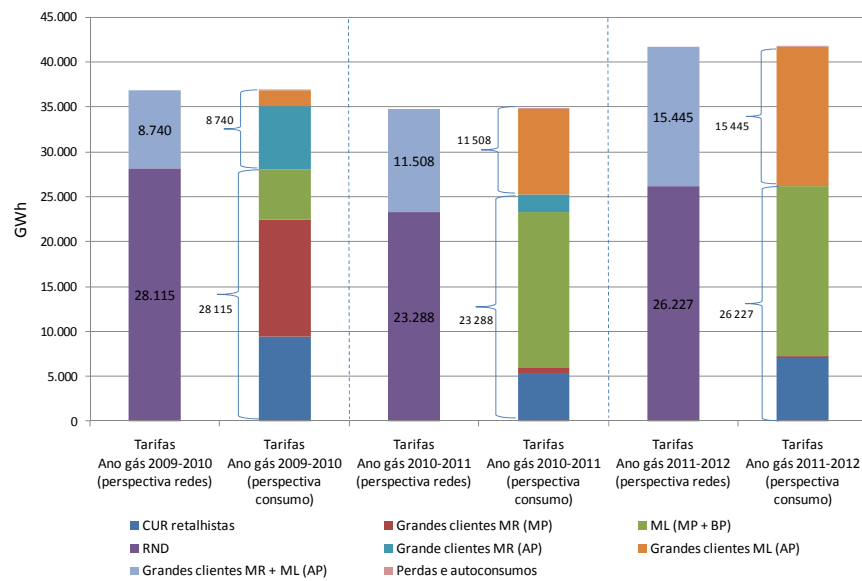
Ao nível comercial há igualmente que considerar outro aspecto determinante: o ritmo de saída de clientes dos CUR para o mercado. No quadro actual, os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ encontram-se num regime transitório de extinção das tarifas. No que diz respeito aos clientes com consumo abaixo dos 10 000 m³, estes podem, desde 2010, transferir-se para o mercado livre.

De um modo genérico, reconsideraram-se as previsões dos Comercializadores de Último Recurso (CUR) para o ano gás 2011-2012 de modo a subentenderem uma saída para o mercado, mais consentânea com a experiência acumulada, tanto no sector eléctrico para os consumidores domésticos, como no sector do gás natural para os consumidores com consumo acima de 10 000 m³. Deste modo, as previsões dos CUR foram revistas para valores mais conservadores de saída para o mercado, o que se julga mais consentâneo com a realidade.

No que diz respeito aos consumidores com consumos anuais superiores a 10 000 m³, tendo em conta a extinção das tarifas reguladas e o fim da obrigatoriedade dos CUR fornecerem esses consumidores, introduziu-se um critério de redução da comercialização de último recurso para estes clientes até ao final do 1.º semestre de 2012.

Este efeito é visível na Figura 2-2 que compatibiliza as perspectivas dos consumos nas redes de distribuição e ao nível dos comercializadores.

Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2011-2012, na perspectiva das redes e dos comercializadores



Nota: MR - Mercado regulado, ML - Mercado liberalizado

3 BALANÇO DE ENERGIA PARA O ANO GÁS 2011-2012

A caracterização do Balanço de Energia do SNGN tem por objectivo determinar a previsão de quantidades de gás natural para as saídas e entradas do SNGN, em particular nas infra-estruturas da rede de transporte em Alta Pressão e nas redes de distribuição.

O Balanço de Energia pode ser apresentado segundo duas perspectivas diferentes: a perspectiva física e a perspectiva comercial. Ambas devem ser coerentes entre si, permitindo satisfazer as necessidades criadas pelo cálculo de tarifas reguladas de uso das infra-estruturas e de venda a clientes finais.

Este capítulo detalha a metodologia utilizada na determinação do balanço de energia do SNGN para o ano gás 2011-2012, 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, macro-económicos, novos investimentos, etc.) com a informação distribuída das previsões regionais, elaboradas pelos diversos operadores da rede e comercializadores.

A previsão do consumo nacional para os grandes consumidores industriais e para os consumidores mais pequenos (residenciais, terciário e pequena indústria) foram consideradas ainda as previsões individuais efectuadas para cada centro electroprodutor, ligado na 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 2011-2012.

3.1.1 PRESSUPOSTOS UTILIZADOS NA DETERMINAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA DO SNGN

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

- A satisfação dos consumos de gás natural em Portugal para 2011-2012 foi prevista tendo em conta uma distribuição entre os vários pontos de entrada na rede de transporte de gás, assumindo valores nulos para a exportação.
- A previsão da distribuição do gás pelas entradas na rede de alta pressão privilegia o terminal de GNL, como se tem verificado ao longo dos anos (e à semelhança do que se passa em Espanha).
- Relativamente às entradas interligadas com a rede espanhola, verifica-se que Campo Maior é o principal ponto de entrada terrestre na rede portuguesa, embora se contemple uma quantidade reduzida de gás fornecido a partir de Valença do Minho, cuja importância como ponto de entrada apareceu sobretudo a partir do momento da construção do terminal de GNL em Vigo. De acordo com informação prestada pelo Operador da Rede de Transporte relativamente ao ano 2010 verificou-se um fluxo de importação de gás natural na fronteira de Valença do Minho.

CENTROS ELECTROPRODUTORES

- O cenário apresentado pela ERSE aponta para um crescimento menor do consumo do gás natural, sustentado pelas novas centrais de Lares (EDP) e do Pego (Endesa).

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

- Considerou-se a previsão dos operadores da infra-estrutura para as injeções e extracções no armazenamento subterrâneo.
- Considerou-se que parte das injeções previstas se integram na fase de enchimento da nova (5ª) caverna salina (*cushion gas*) e que em 2011-2012 apenas estão em operação as 4 cavernas já construídas.

CLIENTES INDUSTRIAIS

- Considerou-se a previsão do Operador da Rede de Transporte (REN Gasodutos) relativamente aos consumos dos clientes industriais em Alta Pressão, para o ano gás 2011-2012, acrescida do consumo resultante da entrada em funcionamento de novos investimentos nas refinarias em Sines e em Matosinhos, nomeadamente as unidades de cogeração, representando um crescimento sustentado na ligação de novos grandes consumidores.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO

- Considerou-se a informação recebida sobre a caracterização efectiva de consumos no ano gás 2009-2010 e as previsões enviadas pelas empresas reguladas para 2011-2012. A informação sobre quantidades deve considerar-se ainda instável devido à juventude do sistema tarifário e à fase de adaptação dos sistemas de informação comerciais. No entanto, destaca-se uma melhoria significativa, em relação ao ano gás 2010-2011, na prestação de informação relativa ao ano gás 2009-2010, fundamental às opções e estrutura do modelo tarifário e à previsibilidade das receitas dos operadores.
- Considerou-se um crescimento do consumo na rede de distribuição de 7,1%, face a 2009-2010.

COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

- No segmento de clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³, considerou-se a mais recente informação sobre a base de clientes do CUR e considerou-se que estes clientes terão escolhido outro comercializador até ao final do ano gás.
- Considerou-se a existência de um pequeno número de clientes fornecidos pelo comercializador de último recurso grossista (clientes com consumos superiores a 2 000 000 m³/ano). À semelhança da metodologia adoptada para os comercializadores retalhistas, assumiu-se a saída destes clientes até ao final do ano gás.

COMERCIALIZAÇÃO LIVRE

- No universo de clientes com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ estimaram-se as quantidades e o número de clientes no mercado liberalizado em função dos pressupostos efectuados para a comercialização de último recurso, assumindo que no final do ano gás 2011-2012 a totalidade dos clientes estarão a ser fornecidos no mercado livre.
- A quota de mercado prevista para consumos anuais inferiores a 10 000 m³ foi em média de 6% e teve em consideração o diferencial de previsões entre cada operador de Rede de Distribuição e as previsões de cada comercializador de último recurso. As previsões das empresas foram revistas para valores mais conservadores de saída para o mercado, o que se julga mais consentâneo com a realidade.

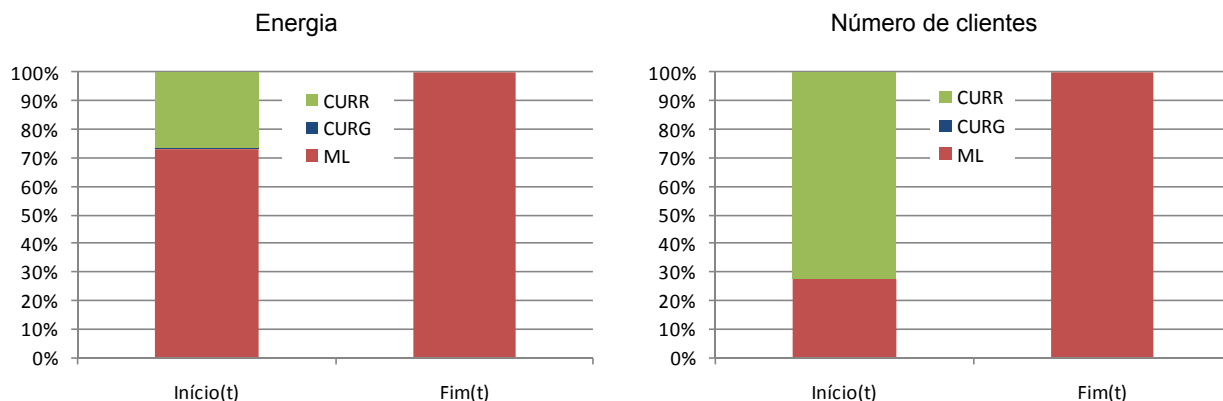
PERDAS E AUTO CONSUMOS

- O balanço considerou ainda o nível de perdas e auto consumos nas infra-estruturas decorrente dos factores de ajustamento para perdas e auto consumos.

ESTRUTURA DE MERCADO PREVISTA PARA 2011-2012

- A figura seguinte ilustra a previsão da estrutura de mercado, em termos de energia e número de clientes, para o segmento de consumo acima 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 2011-12 no segmento de consumidores com consumo anual superior 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 factores de perdas e autoconsumos são descritos no capítulo 8 deste documento.

3.2 BALANÇO DE ENERGIA NO SNGN PARA 2011-2012

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 2011-2012. Os quadros seguintes apresentam este balanço ao nível da rede de transporte e das redes de distribuição.

Quadro 3-1 - Balço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2011-2012

RNTGN	Balço físico de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
	Entradas na RNTGN	
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	29 391
	1.1 Campo Maior	28 781
	1.2 Valença do Minho	610
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	40 652
	2.1 Injecções RNT	39 870
	2.2 Camião cisterna	781
	2.3 Variação de existências	0
	3 Extracções do Armazenamento Subterrâneo	322
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	70 365
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	69 583
	Saídas da RNTGN	
	6 Exportação (Valença do Minho)	0
	7 Injecções no Armazenamento Subterrâneo	1 154
	8 Centros electroprodutores	27 462
	9 Clientes industriais em AP	15 445
	10 Redes de distribuição (interligadas)	25 446
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	69 507
	12 Variação das existências (Linepack)	0
	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	76
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	68 353
	Entradas na RNDGN	
15=10	15 Redes interligadas	25 446
	16 Redes abastecidas por UAG	781
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	26 227
	Saídas da RNDGN	
	18 Clientes em MP	16 529
	19 Clientes em BP	9 647
	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	51
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inc. perdas)	26 227
	Saídas da RNDGN	
22=21-20	22 Total de saídas da RNDGN	26 176
	22.1 Beiragás	765
	22.2 Dianagás	56
	22.3 Dourogás	122
	22.4 Duriensegás	209
	22.5 Lisboa gás	6 308
	22.6 Lusitaniagás	8 610
	22.7 Medigás	91
	22.8 Paxgás	18
	22.9 Portgás	6 782
	22.10 Setgás	1 952
	22.11 Tagusgás	1 261

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

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

Quadro 3-2 - Balço do número de clientes no SNGN para 2011-2012

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	0	0	21	21
Centros electroprodutores			6	6
Clientes Industriais			15	15
Clientes nas redes de distribuição	5	1 200 089	85 118	1 285 211
Beiragás	0	44 267	2 501	46 768
Dianagás	0	6 524	738	7 262
Sonorgás	0	13 898	77	13 974
Duriensegás	0	23 883	2 714	26 597
Lisboagás	5	492 761	26 687	519 454
Lusitaniagás	0	181 468	20 682	202 150
Medigás	0	15 512	1 752	17 264
Paxgás	0	4 585	511	5 096
Portgás/EDPgás	0	247 331	13 779	261 111
Setgás	0	138 676	15 553	154 229
Tagusgás	0	31 184	124	31 308
Total de consumidores de GN	5	1 200 089	85 139	1 285 232

Finalmente, a determinação de tarifas reguladas por infra-estrutura e por agente comercializador de último recurso, assenta na caracterização de quantidades na perspectiva 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 - Balço comercial de energia no SNGN para 2011-2012

Unidades: GWh				
Balço comercial de energia	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Cientes ligados na RNT	0	0	42 907	42 907
Centros electroprodutores			27 462	27 462
Cientes Industriais			15 445	15 445
Cientes nas redes de distribuição	120	7 057	19 000	26 176
Beiragás	0	268	497	765
Dianagás	0	31	26	56
Sonorgás	0	80	42	122
Duriensegás	0	130	79	209
Lisboagás	120	2 411	3 777	6 308
Lusitaniagás	0	1 354	7 256	8 610
Medigás	0	52	39	91
Paxgás	0	13	5	18
Portgás/EDPgás	0	1 758	5 024	6 782
Setgás	0	563	1 390	1 952
Tagusgás	0	396	864	1 261
Total de consumidores de GN	120	7 057	61 906	69 083

Nas previsões do Balço de Energia para 2011-2012 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 83% do consumo nacional estará no mercado livre. No segmento dos consumidores domésticos e pequenas empresas prevê-se um desenvolvimento relevante do mercado livre. Importa referir que desde Janeiro de 2010 todos os consumidores são elegíveis para escolher o fornecedor de gás natural.

Quadro 3-4 - Estado da liberalização do mercado de gás natural prevista para 2011-2012

Estrutura de mercado

Consumo	Consumo	
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	92%	8%
RNT	100%	0%
RND	87%	13%
Cientes BP < 10 000 m3	6%	94%
Total	83%	17%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado

Consumo	GWh	
	ML	MR
Centros electroprodutores (RNT)	27 462	0
Cientes > 10 000 m3	34 170	2 919
RNT	15 445	0
RND	18 726	2 919
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	274	4 257
Total clientes	34 444	7 177
Total (inc. centros electroprodutores)	61 906	7 177

Obs.: Referencial de consumo

Estrutura de mercado

Número de clientes	Número de clientes	
	ML	MR
Cientes > 10 000 m3	64%	36%
RNT	100%	0%
RND	64%	36%
Cientes BP < 10 000 m3	6%	94%
Total	7%	93%

Obs.: Não inclui centros electroprodutores

Estrutura de mercado

Número de clientes	Número de clientes	
	ML	MR
Centros electroprodutores (RNT)	6	0
Cientes > 10 000 m3	2 766	1 551
RNT	15	0
RND	2 751	1 551
Cientes BP < 10 000 m3 (RND)	82 366	1 198 543
Total clientes	85 133	1 200 094
Total (inc. centros electroprodutores)	85 139	1 200 094

Nota: MR – Mercado Regulado; ML – Mercado Livre

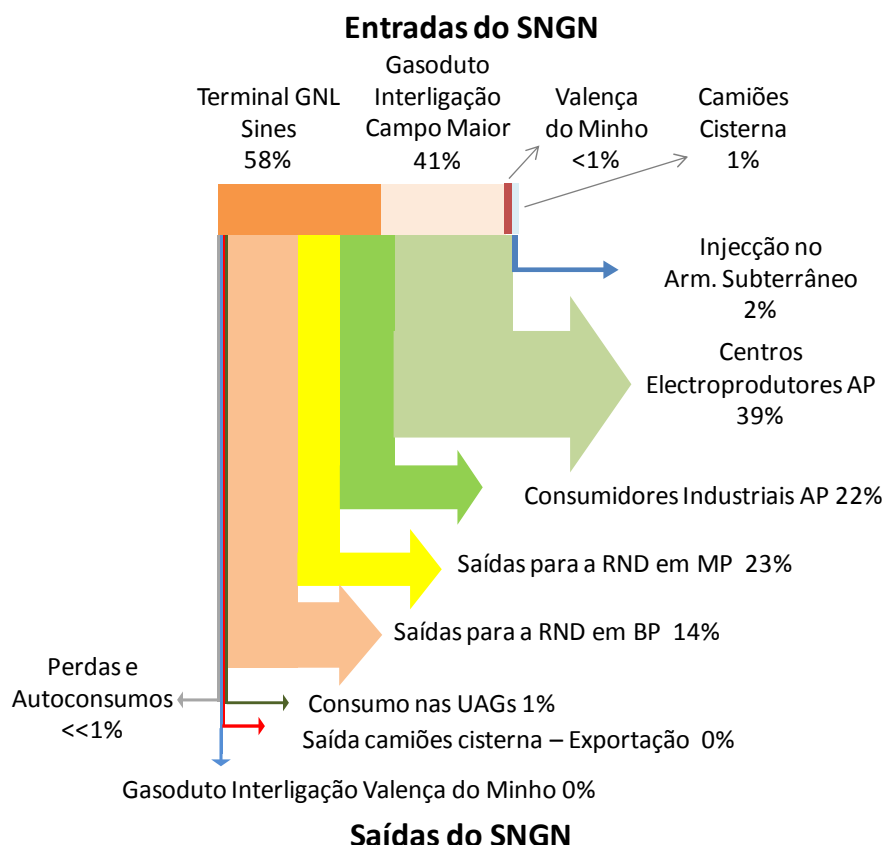
3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS FLUXOS DE ENERGIA NO SNGN

Globalmente, importa reter a distribuição dos consumos de gás natural nas suas diversas categorias. Em particular, regista-se o grande peso dos consumos das centrais eléctricas no conjunto do consumo nacional de gás natural. Igualmente, salienta-se que os consumos verificados nas redes de distribuição correspondem na maioria ao mercado industrial. De facto, em Portugal, o mercado residencial é residual do ponto de vista dos consumos.

Outro aspecto 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 3-2 - Fluxos de energia no SNGN em 2011-12



4 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DE PROVEITOS PARA OS ANOS 2011 E 2012

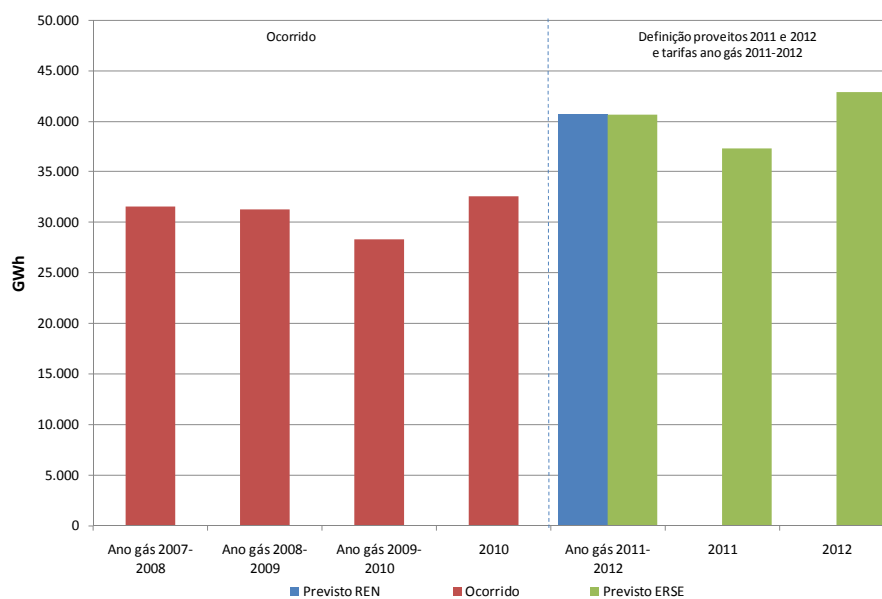
QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL

O elevado volume de investimento em curso no Terminal de GNL esteve na base da não extinção do mecanismo de alisamento dos custos com capital utilizado ao longo do primeiro período regulatório nesta actividade. A análise das quantidades e dos investimentos levou a reduzir para 10 anos o período de alisamento.

As quantidades apuradas para definição do custo com capital alisado resultam da aplicação de forma proporcional do diferencial entre as previsões do balanço físico da empresa e as da ERSE para o ano t , para o período de alisamento. A Figura 4-1 compara a evolução das quantidades de gás natural saídas do Terminal desde o início da regulação, bem como os valores previstos para o ano gás 2011-2012. No caso da REN as previsões para 2012 restringem-se ao primeiro semestre.

Observa-se que as previsões da ERSE para as quantidades de gás natural saídas do Terminal, após o acréscimo dos consumos relativos aos novos investimentos nas refinarias de Sines e Matosinhos recomendado pelo Conselho Tarifário, são similares às previsões da REN.

Figura 4-1 - Quantidades de energia saídas do Terminal (injecções RNT e camiões cisterna) ocorridas e consideradas para definição de proveitos



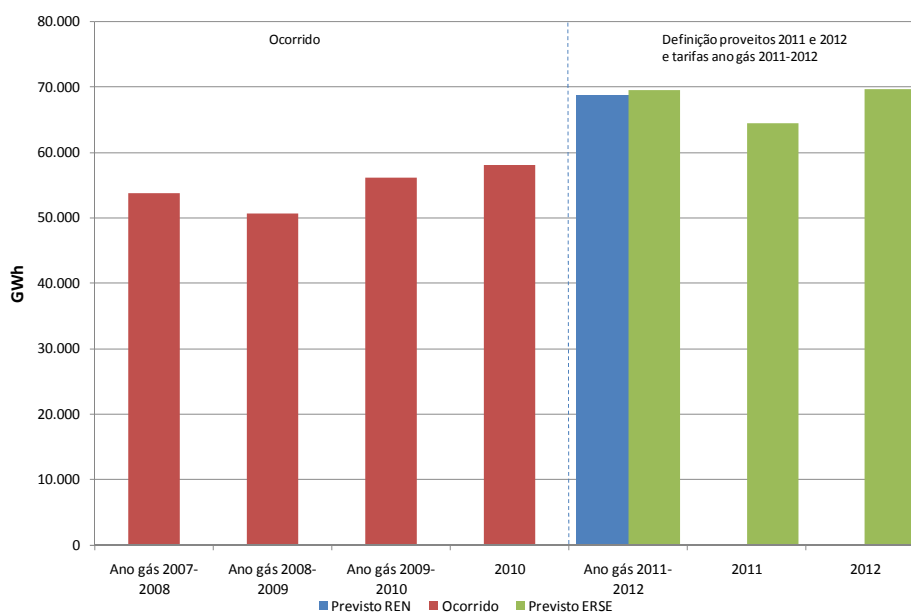
QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Com o fim do alisamento do custo com capital para a actividade de Transporte de gás natural, a remuneração dos activos regulados é efectuada através da aplicação do custo de capital, não havendo qualquer influência das quantidades na definição dos custos com capital. Porém, os custos de exploração são definidos em termos unitários pela aplicação de um custo médio eficiente. As quantidades apuradas para este efeito resultaram, como na actividade anterior, da aplicação de forma proporcional do diferencial entre as previsões do balanço físico da empresa e as da ERSE para o ano *t*, neste caso para os anos 2011 e 2012.

A Figura 4-2 compara a evolução das quantidades de gás natural saídas da RNTGN desde o início da regulação, bem como os valores previstos para o ano gás 2011-2012.

Tal como para as quantidades de gás natural saídas do Terminal, as previsões da ERSE para as quantidades de gás natural saídas da RNTGN, seguida a recomendação do Conselho Tarifário, são similares às previsões da REN.

Figura 4-2 - Quantidades de energia saídas da RNTGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Tal como para o caso da actividade de Transporte de gás natural, na actividade de Distribuição de gás natural foi extinto o mecanismo de alisamento do custo com capital, utilizado ao longo do primeiro período regulatório.

Paralelamente, aplicou-se um novo mecanismo de regulação, baseado na definição de metas de eficiência para os custos de exploração. Neste novo quadro, assume-se que os custos de exploração variam parcialmente com a actividade, que por sua vez dependerá das quantidades de gás natural distribuídas e da evolução dos pontos de abastecimento.

As previsões para os anos 2011 e 2012, resultantes dos pressupostos definidos nos capítulos 2 e 3 são apresentadas nos quadros seguintes.

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

	Unidade: GWh	
	2011	2012
Beiragás	732	740
Dianagás	57	53
Sonorgás	111	130
Duriensegás	221	194
Lisboagás	6 257	6 021
Lusitaniagás	8 441	8 388
Medigás	87	87
Paxgás	17	18
EDP Gás	6 546	6 873
Setgás	1 954	1 892
Tagusgás	1 272	1 329
Total	25 695	25 725

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

	Unidade: Pontos de entrega	
	2011	2012
Beiragás	45 788	48 709
Dianagás	6 798	7 880
Sonorgás	12 291	15 125
Duriensegás	25 737	28 010
Lisboagás	513 630	535 848
Lusitaniagás	197 028	211 442
Medigás	16 586	18 303
Paxgás	4 536	5 769
EDP Gás	252 126	271 103
Setgás	151 511	160 105
Tagusgás	30 344	32 448
Total	1 256 374	1 334 743

Na Figura 4-3 e na Figura 4-4 comparam-se as previsões para 2011 e 2012 com os valores ocorridos, que serviram de base à definição dos valores unitários dos custos de exploração. Os dados ocorridos são apresentados em termos de ano civil a partir de 2010, ano em que os proveitos começaram a ser definidos para este horizonte temporal, ao invés de ano gás. Observa-se que as previsões da ERSE estão em linha com o crescimento observado nos últimos anos.

Figura 4-3 - Quantidades de energia saídas da RNDGN ocorridas e consideradas para definição de proveitos

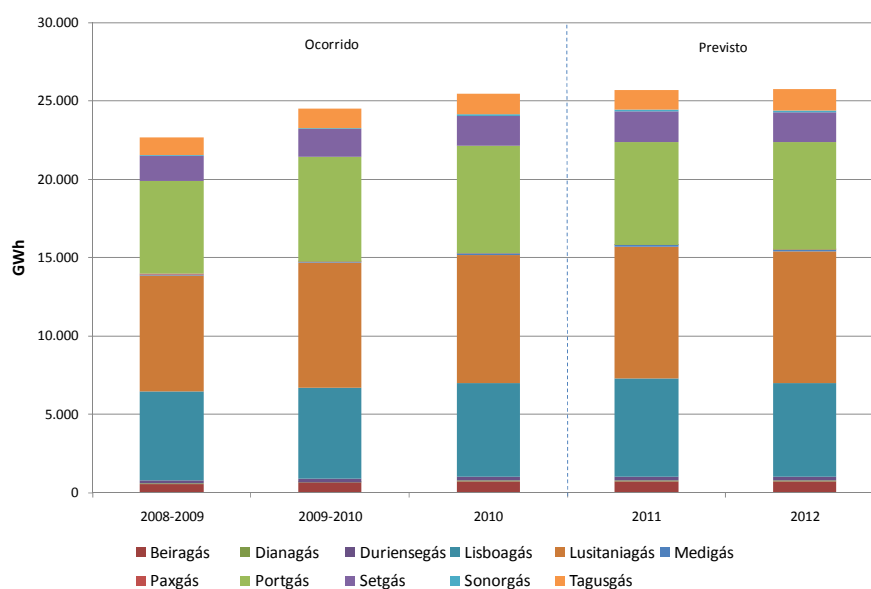
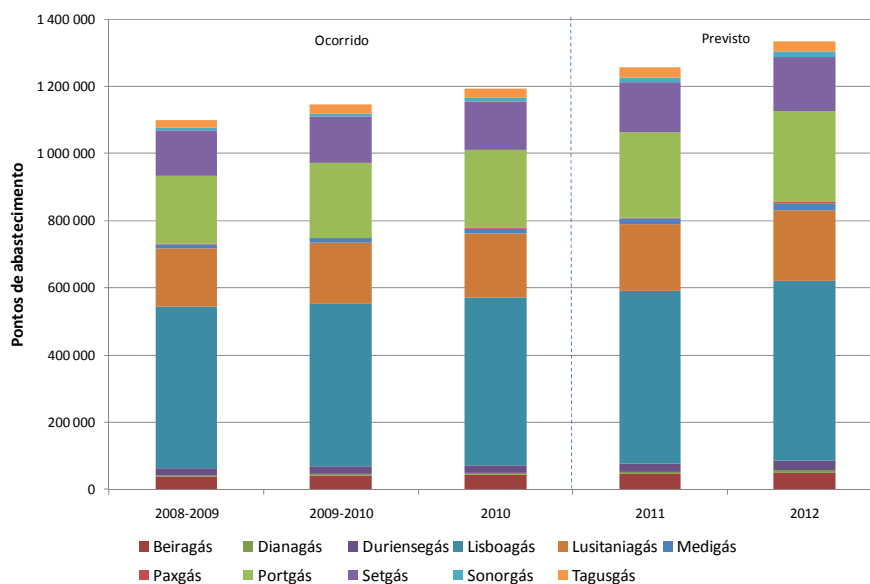


Figura 4-4 - Número de pontos de abastecimento da RNDGN



QUANTIDADES PARA DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS DAS ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

O fim das tarifas de venda a clientes finais de gás natural para consumidores com consumo anual superior a 10 000 m³ conduziu, tal como referido anteriormente, a pressupor que estes consumidores saíssem para o mercado liberalizado na sua totalidade até o final do ano gás 2011-2012, de uma forma contínua e gradual.

Neste contexto, procedeu-se à revisão das previsões dos comercializadores de último recurso retalhistas, às previsões das empresas para os consumos acima de 10 000 m³ e o respectivo número de consumidores, aplicando-se um factor contínuo de saída para o mercado a partir de 2011. Para o comercializador de último recurso a grandes clientes, aplicou-se a mesma metodologia.

O Quadro 4-3 e o Quadro 4-4 apresentam os valores deste modo previstos para o número de clientes e a para as quantidades de energia vendida por segmento.

Quadro 4-3 - N.º de clientes dos CUR previstos para definição dos proveitos permitidos

	Unidade: N.º de clientes	
	2011	2012
CURgc	8	3
CURr Total	1 210 093	1 236 452
CURr < 10000	1 207 806	1 235 672
CURr > 10000	2 287	781
Total CURG	1 210 100	1 236 455

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

	Unidade: GWh	
	2011	2012
CURgc	180	60
CURr Total	8 698	5 400
CURr < 10000	4 251	3 986
CURr > 10000	4 447	1 414
Total CURG	8 878	5 460

À actividade de comercialização de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) foram aplicadas, tal como no caso da actividade de Distribuição de gás natural, metas de eficiência sobre os custos de exploração para os anos 2011 e 2012. Neste caso também se considera que estes custos variam parcialmente com a actividade, sendo que os indutores considerados são a quantidade de energia vendida e o número de clientes.

O Quadro 4-5 e o Quadro 4-6 apresentam os valores considerados para estas duas variáveis por CURr.

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

	Unidade: GWh					
	2011			2012		
	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total	< 10 000 m3	> 10 000 m3	Total
Beiragás	149	179	328	131	61	192
Dianagás	23	13	37	21	4	25
Sonorgás	46	41	87	51	17	69
Duriensegás	104	60	164	85	18	103
Lisboagás	1 701	1 280	2 981	1 463	378	1 842
Lusitaniagás	653	1 149	1 802	573	355	928
Medigás	40	17	57	37	6	43
Paxgás	11	2	13	12	0	13
EDP Gás	1 087	933	2 019	1 213	320	1 533
Setgás	364	313	678	318	103	422
Tagusgás	73	459	532	81	150	231
Total	4 251	4 447	8 698	3 986	1 414	5 400

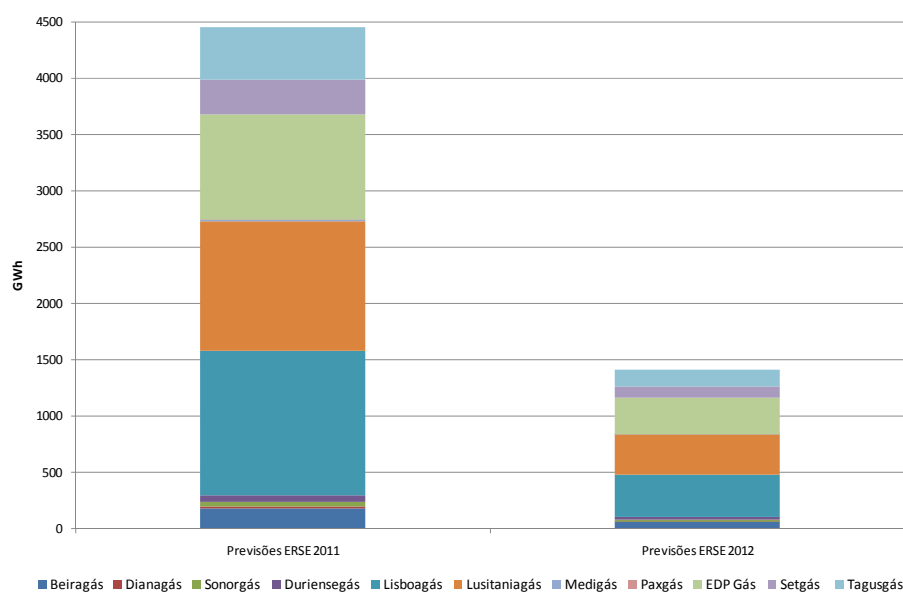
Quadro 4-6 - N.º de clientes dos CURr previstos para definição dos proveitos permitidos

Unidade: N.º de clientes

	2011			2012		
	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total	< 10 000 m ³	> 10 000 m ³	Total
Beiragás	44 401	116	44 516	45 776	40	45 816
Dianagás	6 436	13	6 450	6 991	4	6 996
Sonorgás	12 173	74	12 247	14 904	31	14 935
Duriensegás	24 347	67	24 414	24 820	23	24 844
Lisboagás	499 622	647	500 269	505 142	218	505 360
Lusitaniagás	186 412	382	186 794	187 412	129	187 541
Medigás	15 443	20	15 463	16 243	8	16 251
Paxgás	4 306	2	4 308	5 130	1	5 131
EDP Gás	240 799	747	241 546	254 913	254	255 167
Setgás	143 711	124	143 835	142 247	41	142 289
Tagusgás	30 156	95	30 250	32 092	32	32 124
Total	1 207 806	2 287	1 210 093	1 235 672	781	1 236 452

A Figura 4-5 apresenta as previsões da ERSE para a energia prevista ser vendida pelos CURr aos consumidores acima de 10 000 m³ por ano, evidenciando o efeito da extinção das tarifas de venda a clientes finais para este segmento de consumo.

Figura 4-5 - Previsão da ERSE para 2011 e 2012 das vendas de energia dos CURr a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³



5 UTILIZAÇÃO DAS REDES E INFRA-ESTRUTURAS

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

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

5.1 REDE DE TRANSPORTE E INFRA-ESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

5.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE E INFRA-ESTRUTURAS 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, durante o ano de 2010. Na Figura 5-2 é feita a análise da variação diária da energia armazenada, para o ano de 2010.

Figura 5-1 - Energia média diária armazenada no Terminal de GNL, em 2010

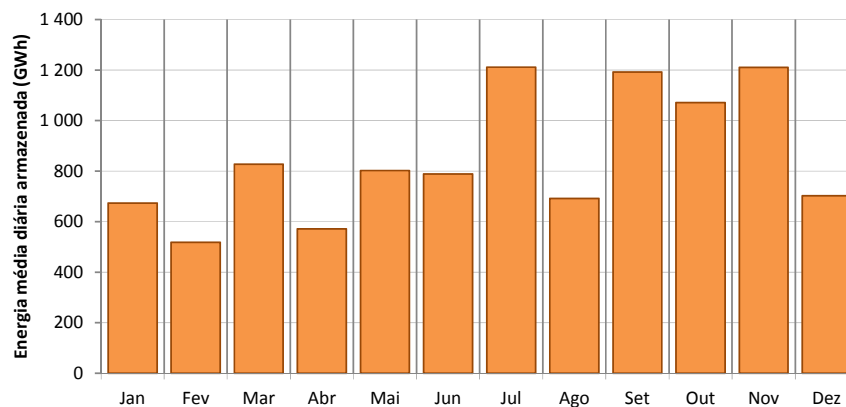
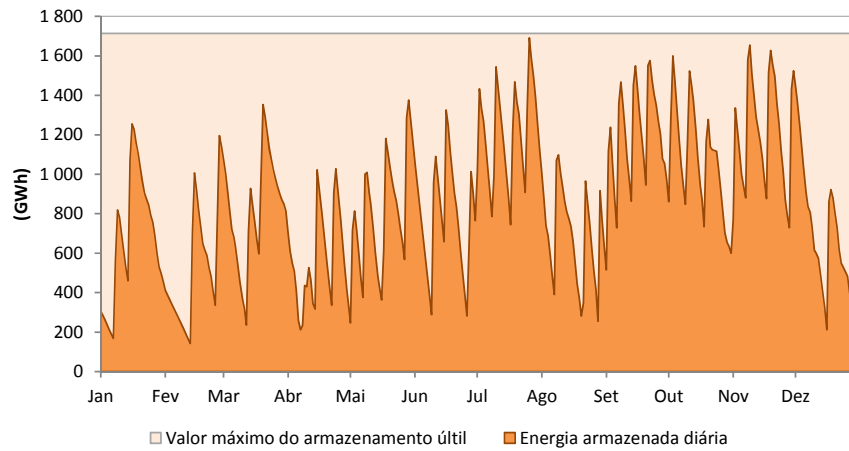


Figura 5-2 - Energia diária armazenada no Terminal de GNL, em 2010



De salientar que durante o mês de Julho os valores da energia armazenada atingiram valores muito próximos do valor máximo do armazenamento útil dos tanques de GNL, que equivale a cerca de 1 700 GWh (2 tanques com uma capacidade unitária de 120 000 m³). O valor médio da energia armazenada no Terminal de GNL em 2010 é equivalente a aproximadamente 6 dias do consumo nacional dos clientes industriais e domésticos.

Na Figura 5-3 e Figura 5-4 observa-se a evolução da emissão mensal e diária de gás natural para a RNTGN, durante o ano de 2010.

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

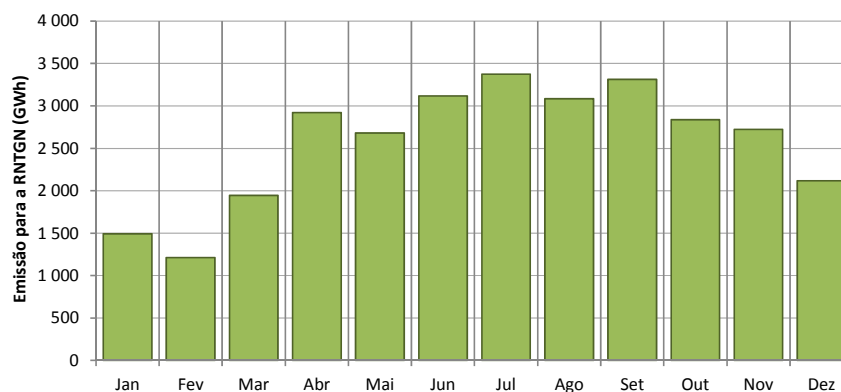
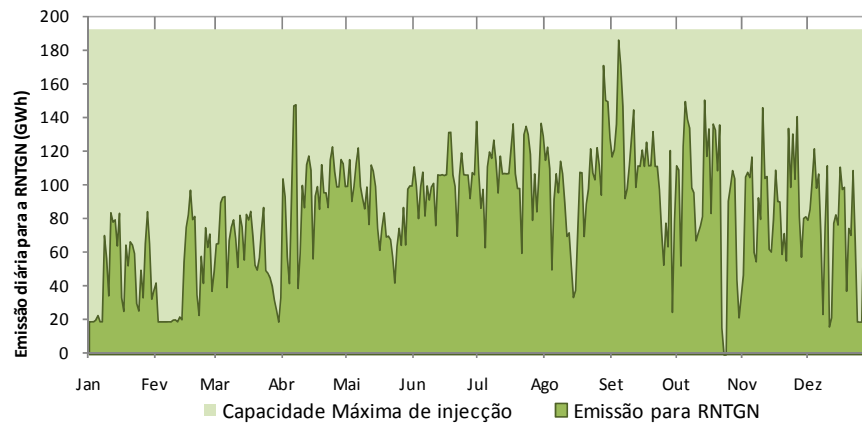


Figura 5-4 - Emissão diária de gás natural do Terminal de GNL para a RNTGN, em 2010

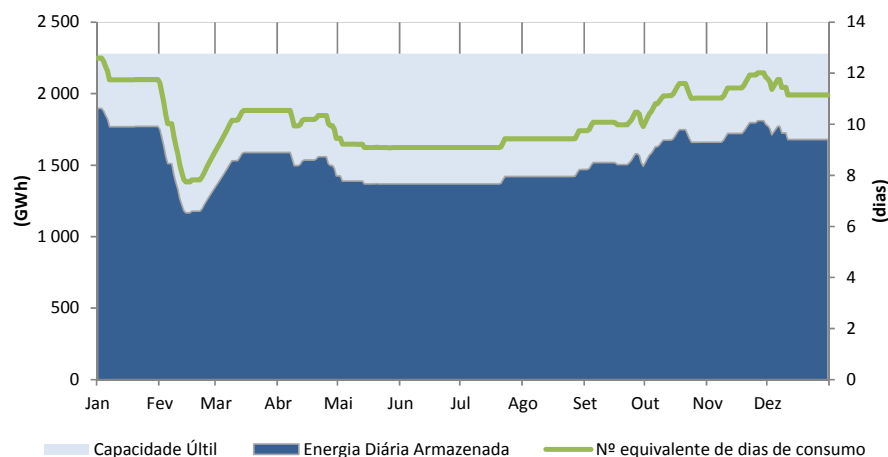


De salientar que a capacidade de ponta é de 192 GWh (podendo em situações excepcionais atingir 257 GWh), valor superior aos verificados. A emissão de gás natural para a RNTGN corresponde a uma modulação de cerca de 160 dias e a uma utilização de 44%.

5.1.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Na Figura 5-5 apresenta-se a evolução da energia diária armazenada nas infra-estruturas de armazenamento subterrâneo do Carriço, considerando uma capacidade útil de 2 280 GWh (valor actual das 4 cavernas em funcionamento).

Figura 5-5 - Diagrama diário da utilização do armazenamento subterrâneo, em 2010

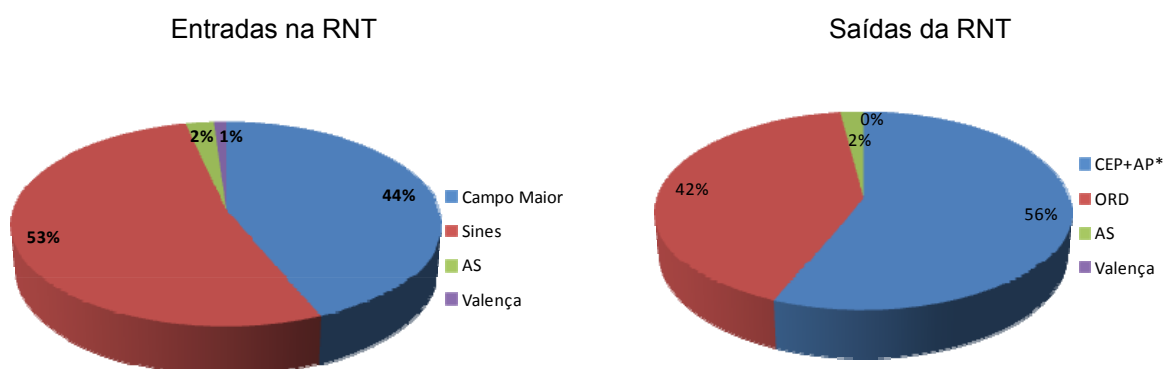


Verifica-se que a energia armazenada ao longo do ano 2010 oscilou entre os 13 e os 8 dias de consumo médio diário.

5.1.1.3 REDE DE TRANSPORTE

A figura seguinte apresenta as entradas e saídas da RNT em 2010, 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 44% e 53%, respectivamente, do total de entradas na RNT. Em termos de saídas, os consumos dos centros electroprodutores (CEP) e os clientes em alta pressão e os consumos nas redes de distribuição representaram em 2010, 56% e 42% do total das saídas da RNT.

Figura 5-6 - Entradas e saídas da RNT, por ponto de entrada e ponto de saída, em 2010



* - Centros electroprodutores e clientes em alta pressão

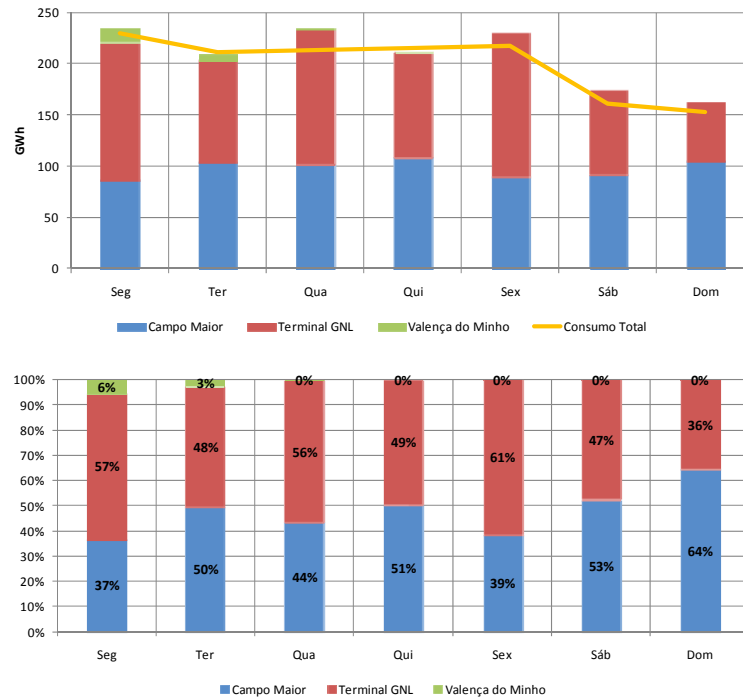
Na Figura 5-7 caracterizam-se as entradas na RNT (Campo Maior, Terminal de GNL, Valença do Minho e Armazenamento subterrâneo) nas semanas onde ocorreram quer o máximo consumo, quer o mínimo consumo de gás natural, durante o ano de 2010. O consumo máximo de gás natural (229 GWh/dia) na RNT ocorreu no dia 22 de Novembro de 2010 (segunda feira) e o consumo mínimo (79 GWh/dia) ocorreu no dia 25 de Dezembro de 2010 (sábado). Como se verifica na figura (canto superior esquerdo) o dia de maior consumo¹ 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 diário), o terminal de Sines é o responsável por 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.

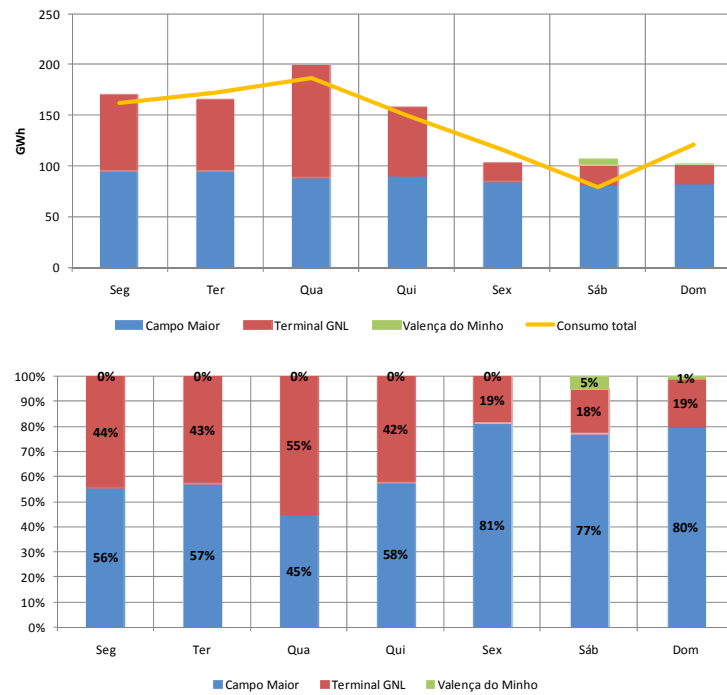
¹ O consumo para este efeito é definido como a saída da RNT para clientes em alta pressão e para as redes de distribuição.

Figura 5-7 - Injecções na RNT na semana com o máximo/mínimo consumo diário, em 2010

Semana com o consumo máximo diário (22 a 28 de Novembro de 2010)



Semana com o consumo mínimo diário (20 a 26 de Dezembro de 2010)



No ponto seguinte caracterizam-se os diferentes pontos de ligação da RNT em 2010. Esta análise é feita no referencial da RNT, isto é, valores positivos representam entradas na RNT e valores negativos representam saídas da RNT. Esta caracterização é realizada para a interligação de Campo Maior, para a Interligação de Valença do Minho, para a ligação com o Armazenamento Subterrâneo, para o agregado dos pontos de consumo dos centros electroprodutores e clientes em Alta Pressão e, finalmente, para o agregado dos pontos de entrega à rede de distribuição.

INTERLIGAÇÃO DE CAMPO MAIOR

A Figura 5-8 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia mensal injectada/extraída da RNT.

A Figura 5-9 caracteriza a interligação em Campo Maior em termos de energia diária injectada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma. Verifica-se que esta interligação teve uma modulação de 232 dias/ano, representando uma utilização de 64% da sua capacidade máxima de injeção na RNT.

Figura 5-8 - Fluxo mensal de gás natural na interligação de Campo Maior, em 2010

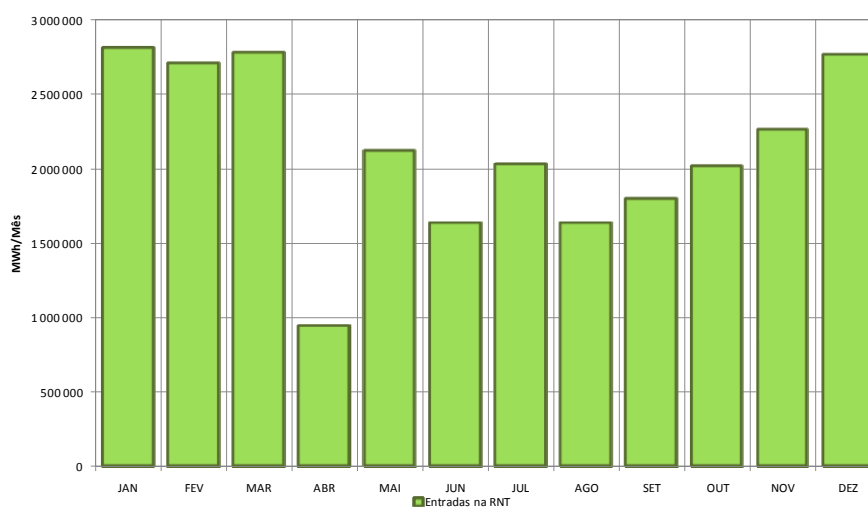
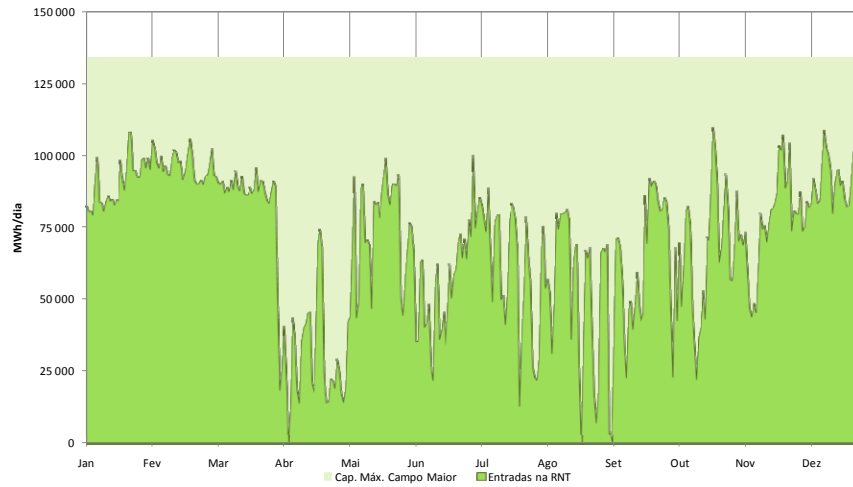


Figura 5-9 - Fluxo diário de gás natural na interligação de Campo Maior, em 2010



INTERLIGAÇÃO DE VALENÇA DO MINHO

A Figura 5-10 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia mensal injectada/extraída da RNT.

A Figura 5-11 caracteriza a interligação em Valença do Minho em termos de energia diária injectada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção na mesma. Verifica-se que esta interligação teve uma modulação de injeção na RNT de 29 dias/ano, representando uma utilização de 8% da sua capacidade máxima de injeção. Como a figura mostra, não houve exportação de gás natural para Espanha, por esta interligação, durante o ano de 2010.

Figura 5-10 - Fluxo mensal de gás natural na interligação em Valença do Minho, em 2010

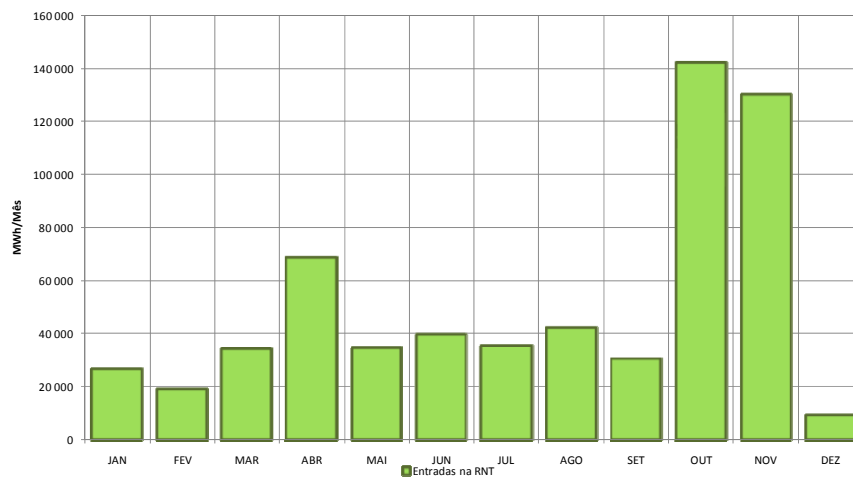
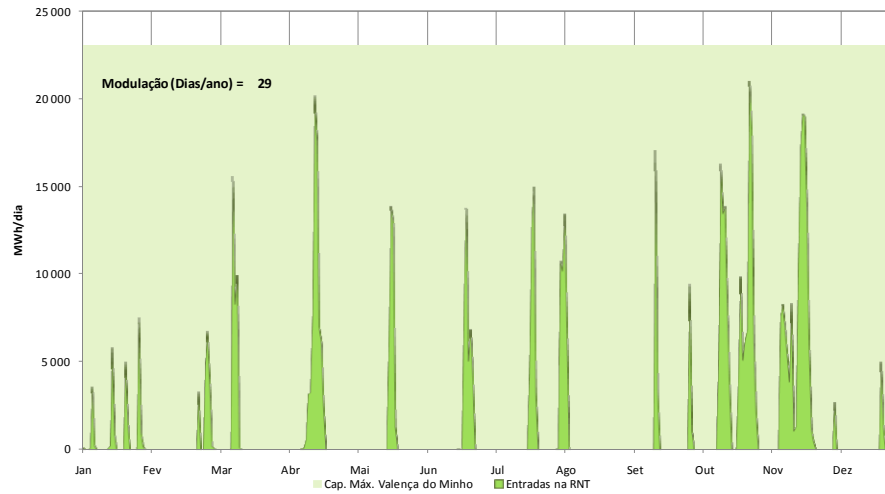


Figura 5-11 - Fluxo diário de gás natural na interligação em Valença do Minho, em 2010



ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A Figura 5-12 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia mensal injectada/extraída da RNT. A Figura 5-13 caracteriza a ligação da RNT com o Armazenamento Subterrâneo em termos de energia diária injectada/extraída da RNT e de capacidade máxima de injeção/extracção da mesma.

Figura 5-12 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, em 2010

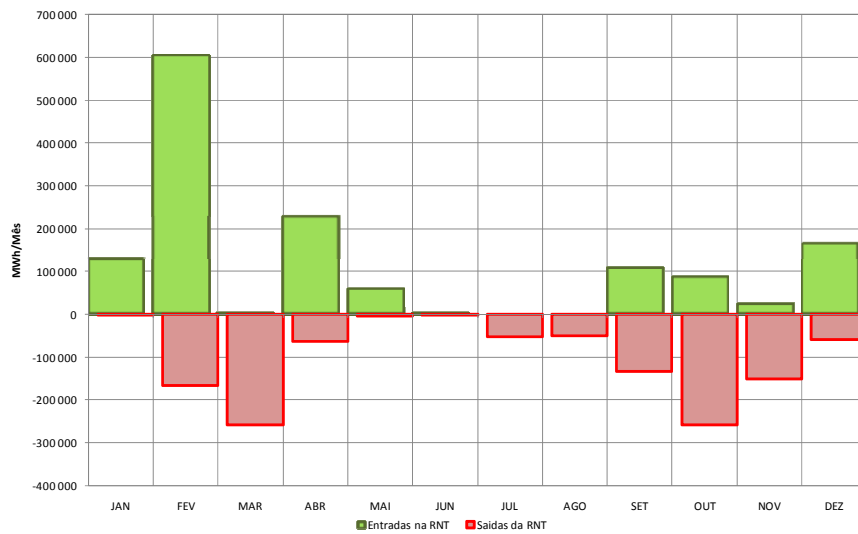
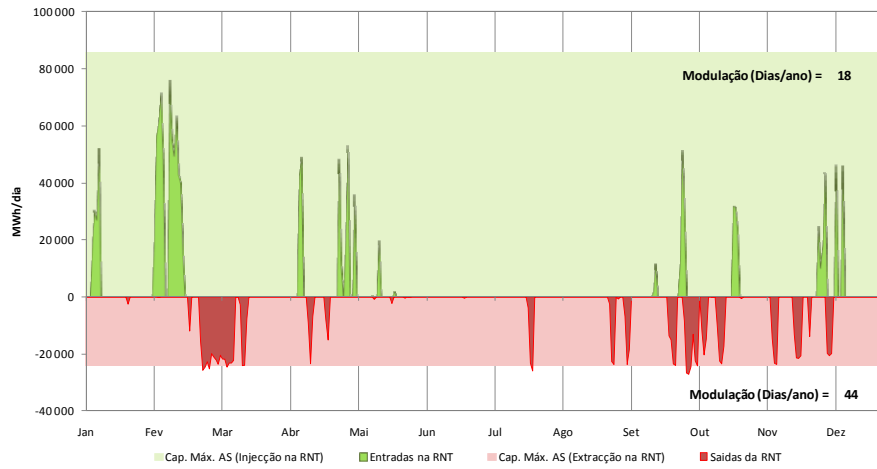


Figura 5-13 - Fluxo diário de gás natural na ligação com o Armazenamento Subterrâneo, em 2010



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.

Figura 5-14 - Fluxo mensal de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, em 2010

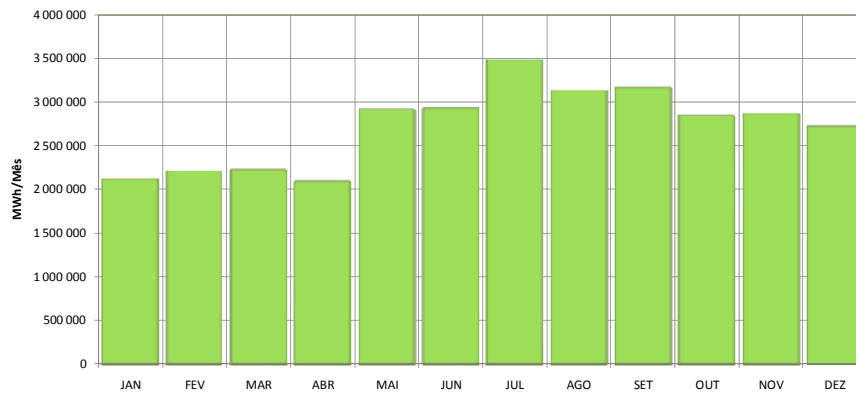
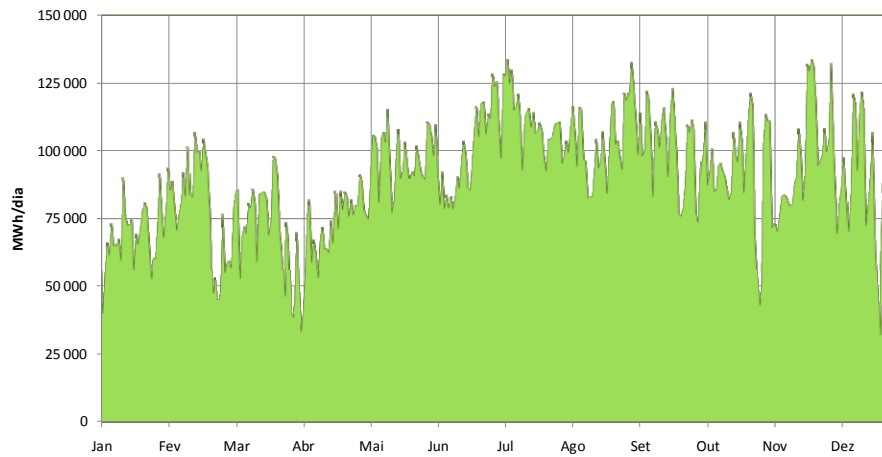


Figura 5-15 - Fluxo diário de gás natural na ligação com os centros electroprodutores e clientes em alta pressão, em 2010



REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A figura seguinte caracteriza o agregado de ligações da RNT com a RND em termos de energia mensal e diária extraída da rede.

Figura 5-16 - Fluxo mensal de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, em 2010

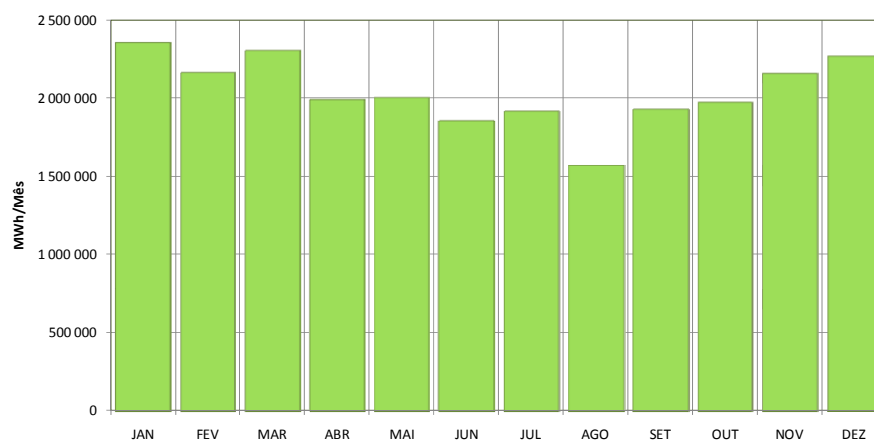
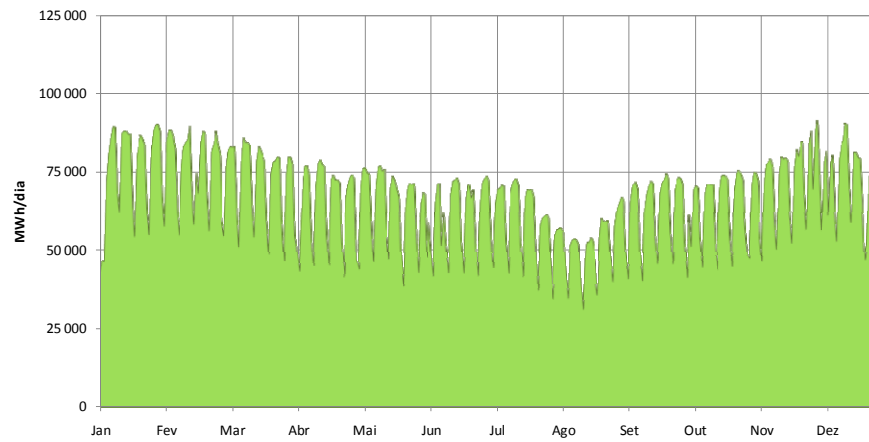


Figura 5-17 - Fluxo diário de gás natural nas ligações com a Rede Nacional de Distribuição, em 2010



SAÍDAS AGREGADAS DA REDE DE TRANSPORTE

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

Figura 5-18 - Fluxo mensal de gás natural do agregado das saídas da RNT, em 2010

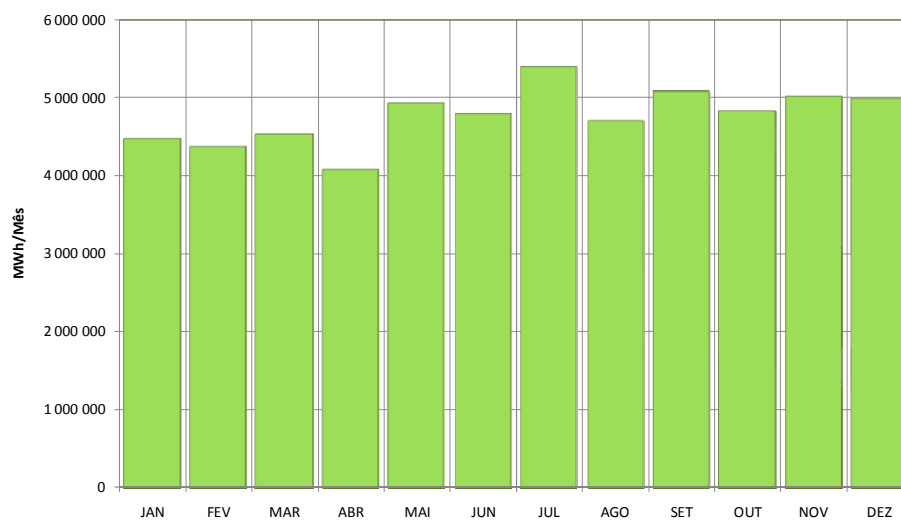
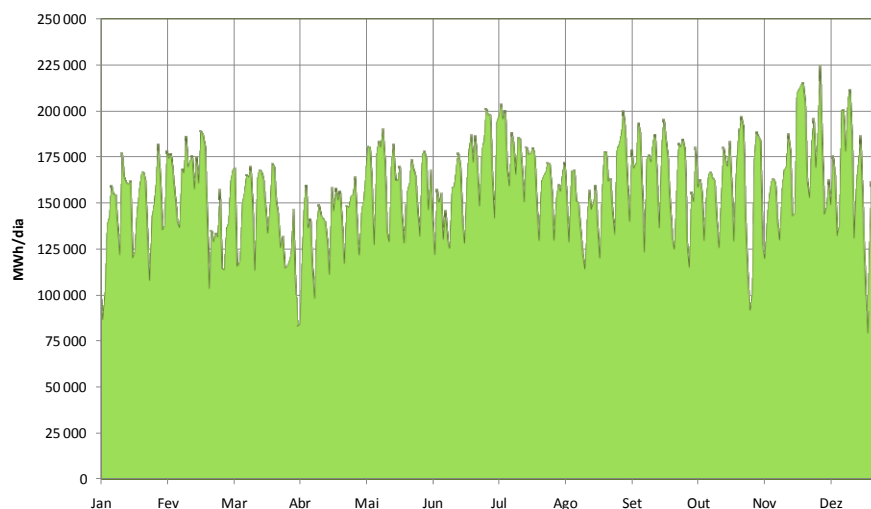
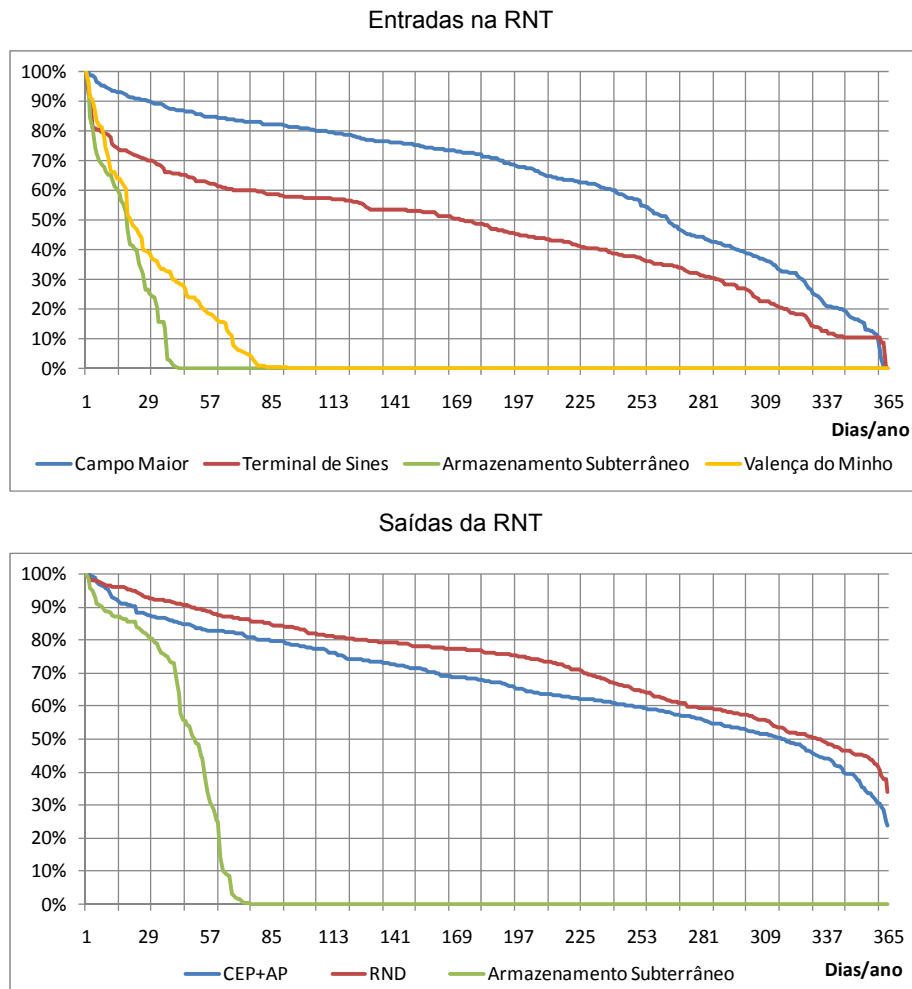


Figura 5-19 - Fluxo diário de gás natural do agregado das saídas da RNT, em 2010**CARACTERIZAÇÃO DOS PONTOS DE ENTRADA/SAÍDA DA RNT EM FUNÇÃO DO RESPECTIVO VALOR MÁXIMO ANUAL**

Nas figuras seguintes caracteriza-se a utilização dos diferentes pontos de entrada/saída da RNT em função do respectivo valor máximo de energia de cada ponto, ocorrido durante o ano de 2010. A título de exemplo, e no que respeita às entradas na RNT, verifica-se que, durante metade do ano, Campo Maior apresenta valores de energia diários superiores a 70% do valor máximo anual. Verifica-se que o ponto de entrada com a utilização anual mais reduzida, em 2010, foi o armazenamento subterrâneo, em termos comparativos.

No que respeita às saídas, verifica-se que os consumos em Alta pressão são muito semelhantes ao agregado das saídas para as RND. Desta forma, durante metade do ano as saídas do agregado para as RND apresentam valores de energia diários superiores a 75% do valor máximo anual. O ponto de saída com a menor utilização anual, em 2010, foi igualmente o armazenamento subterrâneo.

Figura 5-20 - Curva classificada dos fluxos de gás natural nos pontos de entrada/saída da RNT, em 2010, em função do valor de energia máximo anual, ocorrido em cada ponto



5.1.2 PREVISÃO PARA A UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE E INFRA-ESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

A utilização da rede de transporte e das infra-estruturas de alta pressão é especialmente afectada 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.

Os factos mais relevantes com incidência na utilização da rede de transporte e das infra-estruturas de alta pressão que se prevêem para o ano gás 2011-2012 são os seguintes:

- Central do Pego (Abrantes) com a totalidade dos 2 grupos em funcionamento, correspondendo a uma potência eléctrica instalada total de cerca de 800 MW.
- Na utilização da Rede de Transporte assume-se que existe injeção de gás através dos seguintes pontos de entrada: gasoduto internacional de Campo Maior, gasoduto internacional de Valença, Terminal de GNL em Sines e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço. Assume-se como pontos de saída os clientes ligados directamente à rede de AP, o armazenamento subterrâneo e as redes de distribuição.
- Não se prevê quantidades associadas à opção de curtas durações nos pontos de entrada da rede de transporte, nem se prevê quantidades na tarifa de Curtas Utilizações.
- As quantidades de entrada na RNT a partir do terminal de GNL coincidem com a capacidade utilizada prevista no Terminal de Sines. Para os restantes pontos de entrada na rede de transporte assume-se uma modulação idêntica à verificada no ano de 2010, para o cálculo das capacidades previstas em cada uma destas infra-estruturas.
- 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.
- Para o Terminal de Sines as quantidades de energia previstas resultam do balanço de energia apresentado no capítulo 3.2. Em relação à capacidade utilizada e à energia armazenada assumem-se para 2011-2012 valores próximos dos verificados no ano gás 2009-2010.
- No armazenamento subterrâneo considera-se o enchimento (anterior à entrada em funcionamento) de uma quinta caverna, tendo sido descontada à energia injectada prevista pelos operadores uma quantidade de “*cushion gas*” necessária para a entrada em funcionamento operacional desta caverna no ano gás de 2012-2013.

5.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO

5.2.1 DETERMINAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA 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 2009-2010, enviada pelos vários agentes de mercado (Operadores da Rede de Distribuição e Comercializadores de Último Recurso Retalhistas).

Esta caracterização inclui as quantidades numa perspectiva global do consumo, bem como as quantidades associadas às variáveis de facturação 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 facturação 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 facturação aplicáveis a cada segmento de consumidores.

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

Variável de facturação	Leitura diária (telecontagem)	Leitura mensal	Periodicidade de leitura superior a 1 mês
Termo fixo mensal	€/mês	€/mês	€/mês
Capacidade utilizada	€/(kWh/dia)	n.a.	n.a.
Energia (com diferenciação de períodos horários em Fora de Vazio e Vazio)	€/kWh	€/kWh	n.a.
Energia (sem diferenciação de períodos horários)	n.a.	n.a.	€/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 considerou-se as situações descritas.

FACTURAÇÃO EM UNIDADES DE ENERGIA (KWH)

Para garantir uma maior comparabilidade entre preços dos diferentes vectores energéticos, a ERSE definiu a sua publicação em unidades de energia (kWh) em vez de volume (m³). Esta comparabilidade dos preços é importante quer entre formas de energia diferentes, como a electricidade, 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 directamente 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 factura, 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 respectivas 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 facturação, para aplicação das tarifas por actividade 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 2009-2010. Desta forma a relação implícita para fora de vazio nos fornecimentos em BP> é de 94% e nos fornecimentos em MP é de 93%.

A modulação da capacidade utilizada define-se como o quociente entre o consumo anual e o consumo diário máximo, medido em dias. Na ausência de informação de leitura sobre o consumo diário nos fornecimentos em BP< e nas opções tarifárias BP> e Media Pressão 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 2009-2010. 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
- Consumos > 100 mil m³/ano – modulação de 130 dias

Outro parâmetro utilizado na conversão de quantidades é o factor de simultaneidade referido no Regulamento Tarifário na metodologia de cálculo da tarifa de uso da rede de distribuição em Média Pressão (artigo 111.º, expressão 140). Este factor 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 factor.

5.2.3 UTILIZAÇÃO DE PERFIS DE CONSUMO NACIONAIS

Além da caracterização da procura, discriminada por infra-estrutura, 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 actividade. 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 actividade utiliza um perfil de consumo nacional garantindo que também as tarifas por actividade, 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 de venda a clientes finais resulta da procura para efeitos da tarifa de acesso às redes. De facto, a procura na perspectiva dos operadores de rede resulta da soma da caracterização desagregada da procura dos clientes em mercado com a procura dos clientes dos comercializadores de último recurso.

Com base nas previsões de quantidades e de número de clientes dos operadores das redes de distribuição (ORD) e dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURR) foi definida a quota de mercado entre o mercado regulado e o mercado livre em cada rede de distribuição para o ano gás 2011-2012. A diferença entre as previsões do ORD e dos CURR (e dos grandes clientes do CUR Grossista) caracteriza as quantidades e o número de clientes no mercado livre.

Para caracterizar a procura nas tarifas de venda a clientes finais foram aplicadas quotas de mercado às previsões de cada ORD. Estas foram definidas com base na informação prestada pelos agentes, mas no caso do mercado livre em BP< a ERSE adoptou valores mais conservadores do que os previstos pelos respectivos operadores. Assim e por simplificação, assumiram-se apenas 3 graus de liberalização nos fornecimentos em BP<: 0%, 5% e 10%, dependendo dos valores propostos pelos CURR.

No caso dos restantes fornecimentos foram aceites as previsões dos operadores. Ou seja, assumiu-se que ainda existem clientes no mercado regulado para os fornecimentos acima de 10 000 m³/ano no início do ano gás 2011-2012, mas que no final do ano gás não existirão clientes nos comercializadores de último recurso neste segmento de consumo.

Os comercializadores de último recurso aplicam as tarifas de venda a clientes finais. Assim, a caracterização da sua procura deve corresponder ao referencial de aplicação dos preços dessas tarifas. As tarifas de venda a clientes finais são fixadas separadamente para cada comercializador de último recurso e são tendencialmente uniformes.

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, 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.

Apesar de o mercado já estar totalmente liberalizado considera-se que essa liberalização está ainda numa fase de crescimento, prevendo-se já alguns clientes no segmento de consumo abaixo de 10 000 m³/ano, de acordo com as previsões dos agentes. No final do ano gás 2011-2012 a totalidade dos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ estarão a ser fornecidos no mercado livre, no seguimento do processo de extinção das tarifas de venda a clientes finais para clientes com consumos de gás superiores a 10 000 m³/ano.

A caracterização da procura, do ponto de vista das variáveis de facturação, 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 adoptadas nas tarifas para o ano gás 2011-2012, para os fornecimentos no mercado livre, para consumos anuais inferiores e superiores a 10 000 m³.

Quadro 5-2 - Quotas do mercado livre, para o ano gás 2011-2012

CUR	Energia		N.º Clientes	
	BP < 10 000 m ³ /ano	> 10 000 m ³ /ano	BP < 10 000 m ³ /ano	> 10 000 m ³ /ano
Beiragás	10%	80%	5%	69%
Dianagás	10%	74%	10%	61%
Duriensegás	10%	66%	10%	59%
Lisboagás	5%	81%	5%	64%
Lusitaniagás	10%	91%	10%	68%
Medigás	10%	76%	10%	68%
Paxgás	10%	79%	10%	56%
EDPgás	5%	89%	5%	61%
Setgás	5%	87%	10%	65%
Sonorgás	0%	59%	0%	57%
Tagusgás	0%	73%	0%	66%
Total	6%	86%	5%	64%

6 CARACTERIZAÇÃO DE QUANTIDADES NA PERSPECTIVA TARIFÁRIA PARA O ANO GÁS 2011-2012

Neste capítulo apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das diversas tarifas reguladas por actividade e de vendas a clientes finais.

Nos quadros seguintes sumariza-se o número de clientes e energia, discriminados por nível de pressão e consumo, na perspectiva dos operadores da rede, previstos para o ano gás 2011-2012.

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2011-2012

Fornecimentos (Tarifas 2011-12)	BP< <10 000 m ³	BP> >10 000 m ³	BP Total	MP >1 000 000 m ³	AP		Total
					Clientes industriais	CEP*	
Beiragás	46 515	244	46 758	10			46 768
Dianagás	7 239	23	7 262	0			7 262
Sonorgás	13 840	134	13 974	0			13 974
Duriensegás	26 486	111	26 597	0			26 597
Lisboagás	518 242	1 180	519 422	32			519 454
Lusitaniagás	201 345	731	202 076	74			202 150
Medigás	17 220	44	17 264	0			17 264
Paxgás	5 093	3	5 096	0			5 096
Portgás	259 819	1 170	260 989	122			261 111
Setgás	153 993	225	154 217	12			154 229
Tagusgás	31 120	168	31 288	20			31 308
ORD	1 280 909	4 032	1 284 941	270			1 285 211
ORT					15	6	21
Total	1 280 909	4 032	1 284 941	270	15	6	1 285 232

* - Centros electroprodutores

Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2011-2012

Fornecimentos (Tarifas 2011-12)	BP< <10 000 m ³	BP> >10 000 m ³	BP Total	MP >1 000 000 m ³	AP		Total
					Clientes industriais	CEP*	
Beiragás	165	298	462	303			765
Dianagás	25	31	56	0			56
Sonorgás	50	72	122	0			122
Duriensegás	105	104	209	0			209
Lisboagás	1 754	1 252	3 006	3 302			6 308
Lusitaniagás	715	1 429	2 145	6 466			8 610
Medigás	46	46	91	0			91
Paxgás	14	4	18	0			18
Portgás	1 205	1 241	2 445	4 337			6 782
Setgás	377	441	817	1 135			1 952
Tagusgás	77	198	275	986			1 261
ORD	4 531	5 116	9 647	16 529			26 176
ORT					15 445	27 462	42 907
Total	4 531	5 116	9 647	16 529	15 445	27 462	69 083

* - Centros electroprodutores

6.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DAS INFRA-ESTRUTURAS E DA REDE DE TRANSPORTE

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

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

Quadro 6-3 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL					
	Capacidade utilizada	Energia Recepção	Energia Regaseificação	Número de carregamentos	Energia armazenada*
	(kWh/dia)/mês	(MWh)	(MWh)		MWh/dia
Entregas à RNTGN	146 076 833	39 870 460	39 870 460		1 004 946
Entregas a camiões cisterna		781 374		2 544	19 880
Entregas à RNTGN - Curta Duração		0	0		0

* Valor médio diário

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 2011-2012 para a Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO			
	Energia injectada	Energia extraída	Energia armazenada*
	(MWh)	(MWh)	MWh/dia
Entregas OAS	736 750	322 000	2 072 089

* Valor médio 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 a opção base e opção de curtas durações.

Quadro 6-5 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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 utilizada
	(kWh/dia)/mês
Interligações internacionais - Campo Maior	123 927 869
Interligações internacionais - Valença	21 015 187
Terminal GNL	146 076 833
Armazenamento Subterrâneo	17 463 859

Quadro 6-6 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de entrada

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de entrada)	
	Energia Fora de Vazio
	(MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0
Interligações internacionais - Valença	0
Terminal GNL	0
Armazenamento Subterrâneo	0

Quadro 6-7 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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 (kWh/dia)/mês	Energia	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0	0	0
Interligações internacionais - Valença	0	0	0
Terminal GNL	0	0	0
Entregas a Clientes em AP	213 154 037	32 661 579	10 245 338
Entregas a Clientes em AP (curtas utilizações)	0	0	0
Entregas aos operadores de rede de distribuição	148 931 559	20 613 149	5 614 071

Quadro 6-8 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso da Rede de Transporte, opção Curtas Durações, por ponto de saída

TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE - CURTAS DURAÇÕES (por ponto de saída)		
	Energia	
	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)
Interligações internacionais - Campo Maior	0	0
Interligações internacionais - Valença	0	0
Terminal GNL	0	0

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 6-9 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	27 462 416
Entregas a clientes em AP	15 444 500
Entregas aos operadores de redes de distribuição	26 227 220

Quadro 6-10 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	-
Entregas a clientes em AP	15 444 500
Entregas aos operadores de redes de distribuição	26 227 220

6.2 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE 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 6-11 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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			
	(nº clientes)		(MWh)	(MWh)	
URD _{MP}	268	2	24 517 373	1 691 501	125 130 063
URD _{MP} - Curtas utilizações	0		0	0	0
URD _{BP>}	768	3 264	4 806 277	309 979	63 747 224
URD _{BP<}	1 280 909		4 361 383	169 704	166 273 284

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 6-12 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	26 227 220

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 6-13 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores das redes de distribuição

TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	(MWh)
Energia (Parcela I)	26 227 220
Energia (Parcela II >)	21 677 544
Energia (Parcela II <)	4 549 676

6.3 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE 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 retalhistas.

Quadro 6-14 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Energia do comercializador grossista aos comercializadores retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DO CUR GROSSISTA	ENERGIA
Energia (MWh)	7 198 619

6.3.2 TARIFA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

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

Quadro 6-15 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa de Energia dos CUR retalhistas

TARIFA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos até 10 000 m ³ /ano (MWh)	4 274 904

6.3.3 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

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 2011-2012 para a Tarifa de Comercialização em BP, para consumos inferiores a 10 000 m³ (n) por ano

TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO EM BP PARA CONSUMOS ANUAIS ≤ 10 000 m ³	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	1 198 543
Termo de Energia (MWh)	4 257 438

6.4 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

6.4.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

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

Quadro 6-17 - Resumo das quantidades para o ano gás 2011-2012 das Tarifas de Venda a Clientes Finais em BP<

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA BP< POR CUR		
CUR	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	148 100	44 189
Dianagás	22 497	6 515
Duriensegás	94 486	23 837
Lisboagás	1 665 887	492 330
Lusitaniagás	643 843	181 211
Medigás	40 995	15 498
Paxgás	12 214	4 583
EDPgás SU	1 144 278	246 828
Setgás	358 007	138 593
Sonorgás	50 296	13 840
Tagusgás	76 836	31 120
Total BP<	4 257 438	1 198 543

Quadro 6-18 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas de Venda a Clientes Finais 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
	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)	(m³/ano)
	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000	0 a 220	221 a 500	501 a 1 000	1 001 a 10 000
Beiragás	30 674	41 173	39 044	37 210	21 964	14 433	6 247	1 544
Dianagás	7 534	7 169	1 578	6 216	3 966	2 231	193	125
Duriensegás	19 439	25 611	22 333	27 103	12 205	7 424	3 305	903
Lisboagás	404 154	643 769	275 668	342 297	251 988	190 401	37 413	12 528
Lusitaniagás	150 515	240 034	114 421	138 873	94 049	69 276	12 707	5 179
Medigás	19 929	9 912	1 626	9 527	12 436	2 472	254	337
Paxgás	6 606	282	358	4 968	4 399	53	34	98
EDPgás SU	175 513	358 095	281 991	328 680	101 996	96 071	38 623	10 137
Setgás	126 804	164 171	29 415	37 617	77 746	55 430	4 097	1 320
Sonorgás	26 725	6 952	6 242	10 377	11 462	1 431	587	359
Tagusgás	30 684	24 111	9 285	12 756	21 063	7 920	1 517	621

6.5 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDE PARA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A TODOS OS UTILIZADORES

6.5.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS ENTREGAS DOS OPERADORES DE REDE

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas dos operadores de rede.

6.5.1.1 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 6-19 - Entregas do operador de rede de transporte em Alta Pressão consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	21	10 245 338	32 661 579	213 154 037
Curtas utilizações	0	0	0	0

6.5.1.2 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.

6.5.1.2.1 BEIRAGÁS

Quadro 6-20 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 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)		
Diária	34	174 560	8 026	1 960 828	
Mensal	10 000 - 100 000	210	110 798	4 194	
	≥ 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 2011-2012 em MP - Beiragás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	10	282 148	21 184	1 766 374	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

6.5.1.2.2 DIANAGÁS

Quadro 6-22 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Dianagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	6	21 156	1 083	370 654	
Mensal	10 000 - 100 000	17	8 748	409	
	≥ 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 2011-2012 em MP - Dianagás

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

6.5.1.2.3 DURIENSEGÁS

Quadro 6-24 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Duriensegás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DURIENSEGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	111	96 002	8 463	
	≥ 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 2011-2012 em MP - Duriensegás

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

6.5.1.2.4 LISBOAGÁS

Quadro 6-26 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 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)	
Diária		196	730 226	57 221	9 885 449
Mensal	10 000 - 100 000	984	438 048	26 565	
	≥ 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 2011-2012 em MP - Lisboagás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				LISBOAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	32	3 020 614	281 587	17 566 256	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

6.5.1.2.5 LUSITANIAGÁS

Quadro 6-28 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 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)	
Diária	215	1 065 146	94 517	12 483 440	
Mensal	10 000 - 100 000	516	254 493	15 174	
	≥ 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 2011-2012 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)	
Diária	74	5 913 272	552 373	29 641 765	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0		
	≥ 100 001	0	0		

6.5.1.2.6 MEDIGÁS

Quadro 6-30 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Medigás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(MWh)		
Diária	12	28 597	1 119	495 278	
Mensal	10 000 - 100 000	32	15 030	850	
	≥ 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 2011-2012 em MP - Medigás

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

6.5.1.2.7 PAXGÁS

Quadro 6-32 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Paxgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio	Vazio		
		(MWh)	(MWh)		
Diária	2	3 381	125	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	899	33	
	≥ 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 2011-2012 em MP - Paxgás

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

6.5.1.2.8 PORTGÁS

Quadro 6-34 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 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	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	185	709 317	33 082	3 873 642
Mensal	10 000 - 100 000	985	481 982	16 312
	≥ 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 2011-2012 em MP - Portgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				PORTGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	121	4 065 174	271 655	25 254 412
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1	12	0
	≥ 100 001	0	0	0

6.5.1.2.9 SETGÁS

Quadro 6-36 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 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)		
Diária	65	308 523	23 268	3 872 779	
Mensal	10 000 - 100 000	159	107 383	1 395	
	≥ 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 2011-2012 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)		
Diária	12	1 135 025	0	5 908 757	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.5.1.2.10 SONORGÁS

Quadro 6-38 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Sonorgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO					SONORGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	14	39 160	2 387	692 459	
Mensal	10 000 - 100 000	121	29 586	795	
	≥ 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 2011-2012 em MP - Sonorgás

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

6.5.1.2.11 TAGUSGÁS

Quadro 6-40 - Entregas do operador de rede de distribuição consideradas nas tarifas de acesso às redes para o ano gás 2011-2012 em BP> - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BP > 10 000 m3 POR ANO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	41	137 228	12 468	2 351 598	
Mensal	10 000 - 100 000	127	46 015	2 493	
	≥ 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 2011-2012 em MP - Tagusgás

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária	19	902 297	83 388	3 803 501	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	1	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.5.1.3 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 6-42 - Resumo das quantidades para o ano gás 2011-2012 das Tarifas de Acesso às Redes em BP<

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BP< POR ORD		
ORD	Energia (MWh)	Número de Clientes
Beiragás	164 556	46 515
Dianagás	24 996	7 239
Duriensegás	104 985	26 486
Lisboagás	1 753 565	518 242
Lusitaniagás	715 381	201 345
Medigás	45 550	17 220
Paxgás	13 571	5 093
EDPgás SU	1 204 503	259 819
Setgás	376 850	153 993
Sonorgás	50 296	13 840
Tagusgás	76 836	31 120
Total BP<	4 531 088	1 280 909

Quadro 6-43 - Quantidades e número de clientes, por escalão de consumo, para o ano gás 2011-2012 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 (m³/ano)	Escalão 2 (m³/ano)	Escalão 3 (m³/ano)	Escalão 4 (m³/ano)	Escalão 1 (m³/ano)	Escalão 2 (m³/ano)	Escalão 3 (m³/ano)	Escalão 4 (m³/ano)
	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000	0 - 220	221 - 500	501 - 1 000	1 001 - 10 000
Beiragás	30 674	46 943	44 515	42 424	21 964	15 944	6 900	1 706
Dianagás	8 371	7 966	1 753	6 907	4 406	2 479	215	139
Duriensegás	21 598	28 456	24 815	30 115	13 562	8 249	3 672	1 003
Lisboagás	425 425	677 651	290 177	360 312	265 251	200 422	39 382	13 187
Lusitaniagás	167 239	266 704	127 135	154 303	104 499	76 974	14 118	5 754
Medigás	22 143	11 013	1 807	10 586	13 817	2 747	282	374
Paxgás	7 340	314	398	5 520	4 888	59	37	108
EDPgás SU	184 750	376 942	296 833	345 978	107 365	101 128	40 656	10 670
Setgás	135 026	174 792	29 415	37 617	90 227	58 349	4 097	1 320
Sonorgás	26 725	6 952	6 242	10 377	11 462	1 431	587	359
Tagusgás	30 684	24 111	9 285	12 756	21 063	7 920	1 517	621

6.6 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO CÁLCULO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

6.6.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa Transitória de Energia para grandes clientes.

Quadro 6-44 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa Transitória de Energia para grandes clientes

TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA PARA GRANDES CLIENTES	ENERGIA
Energia (MWh)	120 084

6.6.2 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

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

Quadro 6-45 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa Transitória de Energia dos CUR retalhistas

TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA DOS CUR RETALHISTAS	ENERGIA
Fornecimentos acima de 10 000 m ³ /ano (MWh)	2 803 631

6.6.3 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA GRANDES CLIENTES

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo da Tarifa Transitória de Comercialização para grandes clientes.

Quadro 6-46 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa Transitória de Comercialização a grandes clientes

TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO A GRANDES CLIENTES	QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)	5
Termo de Energia (MWh)	120 000

6.6.4 TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO DOS COMERCIALIZADORES RETALHISTAS

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

Quadro 6-47 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para a Tarifa Transitória de Comercialização dos CUR retalhistas

TARIFA TRANSITÓRIA DE COMERCIALIZAÇÃO PARA CONSUMOS ANUAIS > 10 000 m ³ E < 2 MILHÕES m ³		QUANTIDADES
Termo Fixo (nº de clientes)		1 546
Termo de Energia (MWh)		2 799 092

6.6.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os quadros seguintes apresentam as quantidades para o cálculo das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes, em função das redes a que estão ligados.

6.6.5.1 GRANDES CLIENTES LIGADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro seguinte apresenta as quantidades para o cálculo das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais a Grandes Clientes ligados à rede de distribuição de média pressão (clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³). De salientar que para o ano gás 2011-2012 assume-se que não existem grandes clientes ligados à rede de transporte na tarifa transitória de venda a clientes finais.

Quadro 6-48 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Média Pressão para consumos superiores a 2 milhões m³ por ano

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO > 2 000 000 m ³ /ano				Transgás
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
	(nº clientes)	Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	5	109 767	10 233	638 347
Curtas utilizações	0	0	0	0

6.6.5.2 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.

6.6.5.2.1 BEIRAGÁS

Quadro 6-49 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Beiragás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				BEIRAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	10	34 912	1 605	392 166	
Mensal	10 000 - 100 000	65	22 160	839	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-50 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	3	56 430	4 237	353 275	
Curtas utilizações	0	0	0	0	
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0	
	≥ 100 001	0	0	0	

6.6.5.2.2 DIANAGÁS

Quadro 6-51 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Dianagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				DIANAGÁS	
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)	
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)		
Diária	2	5 501	282	96 370	
Mensal	10 000 - 100 000	7	2 274	106	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-52 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	
	≥ 100 001	0	0	

6.6.5.2.3 DURIENSEGÁS

Quadro 6-53 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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
Mensal	10 000 - 100 000	46	32 641	2 878
	≥ 100 001	0	0	

Quadro 6-54 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Duriensegás

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

6.6.5.2.4 LISBOAGÁS

Quadro 6-55 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	70	
Mensal	10 000 - 100 000	354	83 229	5 047
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-56 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	7	
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	0
	≥ 100 001	0	0	0

6.6.5.2.5 LUSITANIAGÁS

Quadro 6-57 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO LUSITANIAGÁS				
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
		Diária	69	
Mensal	10 000 - 100 000	165	22 904	1 366
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-58 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Lusitaniagás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				LUSITANIAGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	24	532 194	49 714	2 667 759
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

6.6.5.2.6 MEDIGÁS

Quadro 6-59 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Medigás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				MEDIGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	4	6 863	269	118 867
Mensal	10 000 - 100 000	10	3 607	204
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-60 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Medigás

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

6.6.5.2.7 PAXGÁS

Quadro 6-61 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Paxgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO					PAXGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	1	899	33	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-62 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Paxgás

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

6.6.5.2.8 EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 6-63 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - EDP Gás SU

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO					EDP GÁS SU
Opção tarifária e tipo de leitura		Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
			Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária		0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	456	131 043	5 433	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-64 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - EDP Gás SU

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				EDP GÁS SU
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	47	447 169	29 882	2 777 985
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	1	
	≥ 100 001	0	0	

6.6.5.2.9 SETGÁS

Quadro 6-65 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Setgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO				SETGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo (nº clientes)	Energia		Capacidade Utilizada (kWh/dia)
		Fora de Vazio (MWh)	Vazio (MWh)	
Diária	23	40 108	3 025	503 461
Mensal	10 000 - 100 000	56	13 960	181
	≥ 100 001	0	0	0

Quadro 6-66 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	4	147 553	0	768 138
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

6.6.5.2.10 SONORGÁS

Quadro 6-67 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BP> - Sonorgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BP > 10 000 m3 POR ANO SONORGÁS					
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária		6	16 056	979	283 908
Mensal	10 000 - 100 000	52	12 130	326	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-68 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Sonorgás

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

6.6.5.2.11 TAGUSGÁS

Quadro 6-69 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 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	
		Fora de Vazio	Vazio		
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)	
Diária		14	37 051	3 366	634 931
Mensal	10 000 - 100 000	43	12 424	673	
	≥ 100 001	0	0	0	

Quadro 6-70 - Quantidades para o ano gás 2011-2012 para as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MP - Tagusgás

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MÉDIA PRESSÃO				TAGUSGÁS
Opção tarifária e tipo de leitura	Termo tarifário fixo	Energia		Capacidade Utilizada
		Fora de Vazio	Vazio	
	(nº clientes)	(MWh)	(MWh)	(kWh/dia)
Diária	7	243 620	22 515	1 026 945
Curtas utilizações	0	0	0	0
Mensal	10 000 - 100 000	0	0	
	≥ 100 001	0	0	

7 PERÍODOS TARIFÁRIOS

7.1 PERÍODO DE FORA DE VAZIO NA REDE DE TRANSPORTE

Como mencionado no Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural, os períodos tarifários passam a designar-se por período de fora de vazio e período de vazio.

O período de fora de vazio na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) inclui todos os dias úteis do ano gás e o período de vazio inclui fins-de-semana e feriados nacionais (Quadro 7-1).

Quadro 7-1 - Períodos tarifários na RNTGN para o ano gás 2011-2012

Período de Fora de Vazio	Período de Vazio
Dias úteis	Fins-de-semana e feriados nacionais

A consideração destes períodos tarifários permite assegurar que os dias de menor utilização da RNTGN apresentem uma probabilidade elevada de ocorrência no período de vazio definido.

7.2 PERÍODO DE FORA DE VAZIO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Como mencionado no documento justificativo das alterações regulamentares ao Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural, os períodos tarifários passam a designar-se por período fora de vazio e período de vazio.

O período de fora de vazio na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) corresponde a todos os dias dos meses de Setembro a Julho (Quadro 7-2).

Quadro 7-2 - Períodos tarifários na RNDGN para o ano gás 2011-2012

Período de Fora de Vazio	Período de Vazio
Setembro a Julho	Agosto

8 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações (RARII), o operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, em coordenação com os operadores das diferentes infra-estruturas, deve apresentar à ERSE uma proposta de valores dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos relativos às infra-estruturas do SNGN, devidamente justificadas, até ao dia 15 de Dezembro de cada ano.

Os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos são diferenciados por infra-estrutura, 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 factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2011-2012, foi enviada pela REN Gasodutos, relativamente às infra-estruturas da RNTIAT, não tendo sido contemplados os valores referentes à RNDGN, nomeadamente às UAG e às redes de distribuição em MP e BP, tal como estabelecido no RARII.

Por sua vez, em Março de 2011, 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 factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, aprovados pela ERSE para o ano gás 2010-2011, referindo que os mesmos são aderentes às condições de operação das suas infra-estruturas, fazendo notar, também, a ausência de discrepâncias na aplicação desses factores na elaboração de balanços e repartições.

Este procedimento não coordenado corresponde a um incumprimento do RARII por parte dos operadores das redes de distribuição que deveriam ter enviado atempadamente, ao operador da rede de transporte, no âmbito da sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, as suas propostas de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos das respectivas infra-estruturas, de modo a permitir o envio à ERSE, por parte da REN Gasodutos, de uma proposta consolidada e coordenada dos referidos factores de ajustamento. Todo este processo deveria ter decorrido até ao passado dia 15 de Dezembro de 2010.

Os factores 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 infra-estruturas da RPGN, de modo a garantir a entrega do gás natural necessário ao abastecimento dos consumos previstos para os respectivos 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 infra-estrutura, nos termos do Regulamento Tarifário.

Sendo desejável a manutenção da estabilidade tarifária e dos respectivos parâmetros onde se incluem os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, a ERSE considera desejável que os operadores das infra-estruturas efectuem estudos de acompanhamento destes factores nas diferentes infra-estruturas.

8.1 PROPOSTA DA REN GASODUTOS PARA OS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTIAT

O operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, apresentou os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos para a RNTGN, para o terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e para o armazenamento subterrâneo de gás natural, para o ano gás 2011-2012, apresentados no Quadro 8-1.

Quadro 8-1 - Factores de ajustamento propostos pela REN Gasodutos

Infra-estrutura	Factor de ajustamento (%)
RNTGN	0,11
Terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL	0
Armazenamento subterrâneo	0,85

Nos pontos 8.1.1, 8.1.2 e 8.1.3 é apresentado um resumo das justificações para esta proposta de valores de factores de ajustamento para perdas e autoconsumos por parte do operador da rede de transporte.

8.1.1 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTGN

A metodologia apresentada pela REN Gasodutos para a determinação das perdas e autoconsumos assenta no princípio de que as perdas globais de gás na RNTGN resultam do efeito conjugado de duas parcelas que devem ser contabilizadas individualmente e utilizadas na determinação do factor final de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Purgas e Fugas – gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma incontrolada resultante de incidentes que afectam a infra-estrutura.
- Autoconsumos – consumos próprios do processo de transporte de gás em alta pressão, com medida associada.

A proposta de valores para o ano gás de 2011-2012 teve por base os valores de perdas e autoconsumos determinados para os anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010.

Os valores das perdas resultantes de purgas verificadas na RNTGN nos anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010 foram 726 MWh, 273 MWh e 1 360 MWh, respectivamente. Por outro lado, o valor das perdas resultantes de autoconsumos verificados na RNTGN nos anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010 foram 59 041 MWh, 58 166 MWh e 54 838 MWh, respectivamente.

PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No Quadro 8-2 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, assim como as quantidades de gás natural entregue nos pontos de saída da RNTGN, dos quais resulta a proposta de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN para o ano gás de 2011-2012, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 8-2 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTG nos anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010

Parcela	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009	Ano gás 2009-2010
Purgas e Fugas	726	273	1 360
Autoconsumos	59 041	58 166	54 838
Perdas totais	59 767	58 439	56 198
Saídas da RNTGN	52 334 525	50 039 744	55 109 092
Factor de ajustamento (%)	0,11	0,12	0,10

Nota:Valores em MWh

De notar que as quantidades entregues pela RNTGN em Valença do Minho, quer no âmbito do trânsito internacional, quer no âmbito de vendas de gás natural em Espanha, assim como as quantidades de gás natural entregue no armazenamento subterrâneo, não se encontram sujeitas a autoconsumos nas estações dos respectivos pontos de saída da RNTGN. Desta forma, estas quantidades não foram consideradas na determinação do factor para ajustamento de perdas na RNTGN.

Pela proximidade dos valores e por questões de continuidade, o valor proposto pela REN Gasodutos para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN, para o ano gás 2011-2012 é igual ao aprovado pela ERSE para os anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011, sendo 0,11%.

8.1.2 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O mecanismo de determinação de perdas e autoconsumos no terminal de GNL, descrito no documento apresentado pela REN Gasodutos, resulta de purgas e queima de gás natural que devem ser contabilizadas e utilizadas na determinação do factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura.

PURGAS E QUEIMA DE GÁS NATURAL

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efectuadas através de um sistema de queima segura (“flare”) têm essencialmente três origens:

- Purgas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto na infra-estrutura do terminal.
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas do terminal, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás.
- Purgas controladas resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV-Pressure safety valves”), necessárias à regulação das pressões máximas de serviço dos equipamentos do terminal.

O valor das perdas resultantes de purgas e queima de gás natural no terminal de GNL de Sines, nos anos gás 2007-2008 e 2009-2010, foram de 401 MWh e 4 695 MWh, respectivamente, resultantes de actividades de manutenção programada. No ano gás 2008-2009 não se realizaram manutenções desta natureza.

PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No Quadro 8-3 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, assim como as quantidades de gás natural entregues nos pontos de saída do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, dos quais resulta a proposta de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura para o ano gás 2011-2012, apresentada pelo operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

Quadro 8-3 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL em 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010

Parcela	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009	Ano gás 2009-2010
Purgas e queima de gás natural	401	0	4 695
Saídas do terminal	31 576 041	31 259 065	28 261 424
Factor de ajustamento (%)	0,001	0	0,02

Valores em MWh

O valor proposto para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos do terminal de GNL de Sines, para o ano gás 2011-2012, equivale ao valor adoptado nos anos gás 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010 e 2010-2011, correspondendo a 0% sobre o valor das saídas (gás natural e GNL).

8.1.3 FACTOR DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

De acordo com o mecanismo proposto pela REN Gasodutos, as perdas e autoconsumos globais de gás natural no armazenamento subterrâneo resultam do efeito conjugado de quatro parcelas que devem ser quantificadas individualmente e utilizadas na determinação do factor global de ajustamento para perdas e autoconsumos nesta infra-estrutura, designadamente:

- Autoconsumos no processo de injeção – consumos próprios do processo de injeção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos no processo de extracção – consumos próprios do processo de extracção de gás natural, com medida associada;
- Autoconsumos em “stand-by” – consumos próprios da infra-estrutura em regime de “stand-by”, com medida associada;
- Purgas e Fugas – gás libertado para a atmosfera de forma controlada para realização de intervenções de operação e manutenção, ou de forma incontrolada resultante de incidentes que afectam a infra-estrutura.

8.1.3.1 AUTOCONSUMOS NO PROCESSO DE INJEÇÃO

Os valores de autoconsumo de gás natural no processo de injeção do armazenamento subterrâneo advêm do consumo de gás combustível necessário para o accionamento dos grupos compressores utilizados na movimentação do gás natural da RNTGN para o parque de cavernas.

O Quadro 8-4 apresenta o resumo dos dados disponíveis, apresentados pela REN Gasodutos, do processo de injeção em regimes de operação normal ocorridos durante os anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010.

Quadro 8-4 - Dados reais para a injeção

Período	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009	Ano gás 2009-2010
Autoconsumo	6 053	11 092	7 551
Gás injectado	904 675	1 468 165	1 076 594
Factor de ajustamento (%)	0,67	0,76	0,70

Valores em MWh

8.1.3.2 AUTOCONSUMOS NO PROCESSO DE EXTRACÇÃO

O processo de extracção do armazenamento subterrâneo utiliza o gás natural como combustível para as operações de aquecimento e secagem necessárias para a movimentação do gás natural do parque de cavernas para a RNTGN.

No Quadro 8-5 apresenta-se o resumo dos dados disponíveis sobre o processo de extracção de gás natural no armazenamento subterrâneo.

Quadro 8-5 - Dados reais de extracção

Período	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009	Ano gás 2009-2010
Autoconsumo	1 076	632	3 272
Gás extraído	947 720	439 827	1 482 681
Factor de ajustamento (%)	0,11	0,14	0,22

Valores em MWh

8.1.3.3 AUTOCONSUMOS EM “STAND-BY”

Para além dos consumos associados à operação dos processos de injeção e extracção, devem também ser considerados os consumos necessários para garantir a disponibilidade dos equipamentos que os constituem. Neste sentido, é prática operar a infra-estrutura em circuito fechado e regimes reduzidos para avaliar a sua condição operacional.

Considerando a movimentação global de gás natural realizada no período que compreende os anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010, incluindo os dois processos, injeção e extracção de gás natural, e tendo a REN Gasodutos optado pela aplicação apenas ao processo de extracção, cumprindo assim o disposto no RARII, estimou-se para o factor de compensação dos volumes de gás combustível utilizados pelo armazenamento subterrâneo em condição de “stand-by” o valor de 0,02%, conforme se apresenta no Quadro 8-6.

Quadro 8-6 - Autoconsumos em “stand-by”

Período	Ano gás 2007-2008	Ano gás 2008-2009	Ano gás 2009-2010
Autoconsumo	410	245	123
Gás movimentado	926 198	437 522	1 279 638
Factor de ajustamento (%)	0,04	0,06	0,01

Valores em MWh

8.1.3.4 PURGAS DE GÁS NATURAL

As purgas de gás natural para a atmosfera, normalmente efectuadas através de um sistema de despressurização (“cold flare”), têm essencialmente três origens:

- Purgas não controladas resultantes de incidentes ou acidentes com impacto na infra-estrutura do armazenamento subterrâneo.
- Purgas controladas resultantes de intervenções de manutenção às infra-estruturas do armazenamento subterrâneo, quer estas resultem da despressurização de troços de tubagem, quer resultem da despressurização de equipamentos pneumáticos a gás.
- Purgas controladas resultantes da abertura de válvulas de segurança de pressão (“PSV - Pressure Safety Valves”), necessárias à regulação das pressões máximas de serviço dos equipamentos do armazenamento subterrâneo.

A REN Gasodutos, no seu documento, refere que não existe histórico de perdas resultantes de purgas de gás natural no armazenamento subterrâneo, não sendo possível indicar um factor que permita compensar esta parcela do autoconsumo.

PROPOSTA DA REN GASODUTOS

No Quadro 8-7 apresenta-se uma síntese dos valores referidos anteriormente, dos quais resulta o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos globais de acordo com os dados reais de utilização desta infra-estrutura.

Quadro 8-7 - Factor de ajustamento para o armazenamento subterrâneo

Processo de injeção	Processo de extracção	“stand-by”	Factor Global
0,66%	0,15%	0,02%	0,83%

Apesar do factor global de 0,83%, o valor proposto para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos do armazenamento subterrâneo de gás natural, para o ano gás 2011-2012, considerando apenas o regime normal de funcionamento em exploração comercial, equivale a 0,85% do valor das extracções de gás natural da infra-estrutura, estando em linha com os valores aprovados nos anos gás 2007-2008, 2008-2009 e 2009-2010.

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

Conforme referido anteriormente, a proposta dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para vigorar no ano gás 2011-2012, enviada pela REN Gasodutos, na sua actividade de gestão técnica global do SNGN, não contemplou os valores referentes à RNDGN. Contudo, 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 factores de ajustamento para perdas e autoconsumos em aplicação no ano gás 2010-2011.

O Quadro 8-8 apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, para as infra-estruturas da RNDGN (UAG e redes de distribuição em MP e BP), resultantes da proposta efectuada para o ano gás 2010-2011, constituindo a proposta actual dos operadores das redes de distribuição.

Quadro 8-8 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas redes de distribuição

Infra-estrutura	Factor de ajustamento (%)
Rede de Distribuição em MP	0,07
Rede de Distribuição em BP	0,34
Unidades Autónomas de Gás natural (UAG)	1,30

8.3 ANÁLISE DA ERSE ÀS PROPOSTAS

8.3.1 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NA RNTGN

De acordo com o exposto, as perdas e autoconsumos na RNTGN são compostas por duas parcelas: os “autoconsumos” e as “purgas e fugas”. Importa salientar que a contribuição da parcela relativa às “purgas e fugas” é pouco expressiva face aos “autoconsumos”. Com efeito, no ano gás 2009-2010, bem como nos dois anos gás anteriores 2007-2008 e 2008-2009, constatou-se que os autoconsumos representaram a quase totalidade (97,6%) das perdas e autoconsumos verificadas na RNTGN.

Os autoconsumos dependem da pressão, temperatura e composição química do gás natural, da temperatura ambiente e, fundamentalmente, dos caudais de gás natural processados nas estações de regulação e medida. Considerando variações pouco acentuadas nas propriedades do gás natural, a montante das estações de regulação e medida, é expectável uma relação de proporcionalidade entre os autoconsumos e o gás natural processado nas estações de regulação e medida. Tendo em conta que as perdas e autoconsumos na RNTGN são quase exclusivamente “autoconsumos”, o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos reflecte a referida relação de proporcionalidade. Assim, o valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2011-2012, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos na RNTGN é o mesmo que o aprovado pela ERSE para os anos gás 2010-2011, 2009-2010, 2008-2009 e 2007-2018, no valor de 0,11%.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adoptada e os valores propostos.

8.3.2 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO TERMINAL DE GNL

O factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é obtido da relação entre as “purgas e queimas de gás natural” e as saídas de gás natural e GNL do terminal. As “purgas e queimas

de gás natural” são motivadas por intervenções ocasionais (manutenção programada), sendo muito pouco significativas face às saídas de gás natural do terminal de GNL. Assim, o valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2011-2012, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no terminal de GNL é o mesmo que o aprovado pela ERSE para os anos gás 2010-2011, 2009-2010, 2008-2009 e 2007-2018, no valor de 0,00%.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adoptada e os valores propostos.

8.3.3 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A proposta da REN Gasodutos relativa aos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo considera os autoconsumos dos processos de injeção, extracção e “stand-by”. A REN Gasodutos determina estes factores recorrendo a formulação teórica, sustentando-a com dados reais. O valor proposto pela REN Gasodutos, para o ano gás 2011-2012, para o factor de ajustamento para perdas e autoconsumos no armazenamento subterrâneo de gás natural é 0,85%.

A ERSE considera a proposta coerente com os princípios subjacentes ao conceito de factor de ajustamento para perdas e autoconsumos, manifestando-se de acordo com a metodologia adoptada e os valores propostos.

8.3.4 ANÁLISE DOS FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A ERSE considera que, tal como na RNTGN e no terminal de GNL, é vantajosa a manutenção dos valores dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos em vigor para as redes de distribuição em MP e BP e nas UAG. Desta forma, considera-se coerente a proposta dos operadores das redes de distribuição, de manter os valores que vigoram no ano gás 2010-2011.

Importa referir que a ERSE considera que esta matéria requer uma maior atenção por parte dos operadores das redes de distribuição, no sentido de efectuarem estudos de acompanhamento das perdas e autoconsumos das suas redes.

8.4 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS E AUTOCONSUMOS NAS INFRA-ESTRUTURAS DA RPGN PARA O ANO GÁS 2011-2012

O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN a vigorarem no ano gás de 2011-2012.

Quadro 8-9 - Factores de ajustamento para perdas e autoconsumos nas infra-estruturas da RPGN natural em 2011-2012

Infra-estrutura	Factor de ajustamento para perdas e autoconsumos para o ano gás de 2011-2012 (%)
RNTGN	0,11
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)	1,30