

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO
DOS ANOS GÁS DE 2016-2017 A 2018-2019**

Junho 2016

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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	PARÂMETROS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO	5
2.1	Considerações gerais.....	5
2.2	Caracterização das atividades de Alta Pressão.....	6
2.2.1	Caracterização da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	6
2.2.2	Caracterização das atividades de Transporte de gás natural e de Gestão Técnica Global do Sistema	7
2.2.3	Caracterização da atividade de Armazenamento Subterrâneo	7
2.3	Enquadramento Internacional	8
2.3.1	Comparações internacionais de fórmulas de regulação e fatores de eficiência da Atividade de Transporte de gás natural	10
2.4	Definição dos parâmetros das atividades de Alta Pressão	12
2.4.1	Atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	12
2.4.1.1	Metodologia de regulação	12
2.4.1.2	Evolução de indicadores físicos.....	14
2.4.1.3	Evolução da atividade.....	15
2.4.1.4	Base de custos controláveis a considerar	19
2.4.1.5	Definição dos indutores de custos	21
2.4.1.6	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	25
2.4.2	Atividade de Transporte de gás natural	26
2.4.2.1	Metodologia de regulação	26
2.4.2.2	Evolução da atividade.....	27
2.4.2.3	Base de custos controláveis a considerar	31
2.4.2.4	Evolução de indicadores físicos.....	33
2.4.2.5	Definição dos indutores de custos	34
2.4.2.6	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	36
2.4.3	Atividade de Armazenamento Subterrâneo	37
2.4.3.1	Metodologia de regulação	37
2.4.3.2	Evolução da atividade.....	38
2.4.3.3	Base de custos controláveis a considerar	47
2.4.3.4	Evolução de indicadores físicos.....	49
2.4.3.5	Definição dos indutores de custos	50
2.4.3.6	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	51
2.4.4	Atividade de Gestão Técnica Global do Sistema.....	52
2.4.4.1	Metodologia de regulação	52
2.4.4.2	Evolução da atividade.....	53
2.4.4.3	Base de custos controláveis a considerar	54
2.4.4.4	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis	55
3	PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO	57
3.1	Enquadramento.....	57
3.2	Caracterização da distribuição de gás natural.....	58
3.2.1	Análise dos indicadores da atividade de distribuição de gás natural.....	58
3.2.2	Análise dos indicadores operacionais.....	74

3.3	Caracterização do desempenho das empresas distribuidoras de gás natural	81
3.3.1	Análise dos Indicadores de Desempenho.....	81
3.3.2	Análise da relação entre indicadores operacionais e os indicadores da atividade.....	85
3.4	Base de custos.....	91
3.5	Indutor de custos, custos fixos e variáveis	93
3.5.1	Enquadramento teórico	93
3.5.2	Definição dos indutores de custos	96
3.5.2.1	Análise econométrica	96
3.5.2.2	Definição dos indutores	100
3.5.3	Definição dos pesos das componentes fixas e variáveis dos custos	101
3.6	Metas de eficiência.....	103
3.6.1	Metodologia de Benchmarking.....	103
3.6.2	<i>Benchmarking</i>	106
3.6.2.1	Estatística descritiva	106
3.6.2.2	Análise não paramétrica - DEA.....	108
3.6.2.3	Análise paramétrica - regressão de dados em painel.....	112
3.6.2.4	Seleção dos resultados dos modelos considerados	113
3.6.3	Definição das metas de eficiência a aplicar	114
3.6.3.1	Parâmetro X associado à componente fixa	114
3.6.3.2	Parâmetro X para as componentes variáveis	117
3.6.3.3	Parâmetro X global	119
3.7	Síntese dos parâmetros para o 1º ano civil do período regulatório.....	119
4	PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO	121
4.1	Custos de Referência da atividade de comercialização de gás natural	122
4.1.1	Enquadramento	122
4.1.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia.....	124
4.1.3	Metodologia de aferição dos custos de referência.....	133
4.1.3.1	Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica.....	134
4.1.3.2	Definição da “Comercializadora Teórica Eficiente”	135
4.1.3.3	Análise dos Resultados	137
4.2	Parâmetros da atividade de comercialização de gás natural (CUR)	143
4.2.1	Caracterização da atividade de Comercialização de gás natural	143
4.2.1.1	Enquadramento	143
4.2.1.2	Parâmetros a vigorar nos anteriores períodos regulatórios	145
4.2.1.3	Breve análise ao desempenho dos CUR.....	146
4.2.2	Definição dos parâmetros para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019	150
4.2.2.1	Definição da Base de Custos.....	150
4.2.2.2	Definição dos indutores de custos	159
4.2.2.3	Repartição entre componente fixa e componente variável	160
4.2.2.4	Metas de eficiência a aplicar à base de custos.....	163
4.2.2.5	Parâmetros a vigorar no Período Regulatório 2016-2017 a 2018-2019	163
4.2.3	Conclusões.....	165
5	CUSTO DE CAPITAL.....	167
5.1	Introdução.....	167

5.2	Atual contexto de definição do custo de capital	169
5.3	Taxa de imposto.....	174
5.4	Taxa de juro sem risco	174
5.5	<i>Gearing</i>	177
5.6	Custo do capital próprio	183
5.6.1	Breve enquadramento teórico	183
5.6.2	Prémio de risco de mercado e beta do capital próprio	185
5.6.2.1	Prémio de risco de mercado	185
5.6.2.2	Beta do capital próprio.....	188
5.6.3	Betas do Ativo	190
5.6.3.1	Beta do Ativo da Atividade de Distribuição de gás natural	190
5.6.3.2	Beta do Ativo da Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte e armazenamento Subterrâneo de gás natural	193
5.6.4	Valores definidos para o custo do capital próprio para as atividades do setor do gás natural.....	194
5.7	Custo do capital alheio	194
5.7.1	Prémio de risco da dívida.....	197
5.7.2	Valores definidos para o custo do capital alheio para as atividades de alta pressão e para as atividades de média e baixa pressão.....	199
5.8	Custo do capital médio ponderado para 2016	200
5.8.1	Atividade de Distribuição de gás natural	202
5.8.2	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte e armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	203
5.9	Metodologia de Indexação	203
5.9.1	Atividade de Distribuição de gás natural	204
5.9.2	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte e armazenamento Subterrâneo de gás natural.....	205
6	RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA	207

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus	11
Quadro 2-2 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.....	13
Quadro 2-3 - Coeficiente da variação dos indutores e coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	22
Quadro 2-4 - Preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP	24
Quadro 2-5 - Base de custos da REN Atlântico para 2016.....	24
Quadro 2-6 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2016-2017 – 2018-2019.....	26
Quadro 2-7 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.....	27
Quadro 2-8 - Coeficiente de variação dos indutores e coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da atividade de Transporte de GN	34
Quadro 2-9 - Base de custos da atividade de Transporte de GN da REN Gasodutos para 2016	36
Quadro 2-10 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.....	36
Quadro 2-11 - Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016.....	38
Quadro 2-12 - Parcelas para a determinação da base de custo de 2016, tendo em conta a atividade conjunta dos dois operadores de Armazenamento Subterrâneo	48
Quadro 2-13 - Coeficiente de variação dos indutores e coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da REN Armazenagem + Transgás Armazenagem	50
Quadro 2-14 - Base de custos da REN Armazenagem para 2016	51
Quadro 2-15 - Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.....	52
Quadro 2-16 - Base de custos da atividade de GTGS para 2016	55
Quadro 2-17 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de GTGS no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.....	56
Quadro 3-1 - Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN	58
Quadro 3-2 - Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2014.....	59
Quadro 3-3 - Coeficiente de correlação, fatores externos e indicadores operacionais	74
Quadro 3-4 - Indicadores Operacionais em 2014	75
Quadro 3-5 - Coeficiente de correlação entre indicadores em 2011 e 2014	86
Quadro 3-6 - Referências Científicas	94
Quadro 3-7 - Correlação entre as variáveis independentes e dependente	96
Quadro 3-8 - Estatística descritiva das variáveis	97
Quadro 3-9 - Resultados da análise em painel	99

Quadro 3-10 - Resultados da regressão (Hansen, Moewn e Guan, 2009)	101
Quadro 3-11 - Componente dos custos que varia diretamente com o nível de atividade	103
Quadro 3-12 - Estatística descritiva das variáveis, dados 2014	108
Quadro 3-13 - Aplicação do DEA	110
Quadro 3-14 - Aplicação do Modelo de Schmid e Sickles (1984).....	113
Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica	114
Quadro 3-16 - Fatores de eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração	115
Quadro 3-17 - Energia veiculada pela RDGN	118
Quadro 3-18 - Fator de escala em base anual.....	118
Quadro 3-19 - Fatores X em base anual.....	119
Quadro 3-20 - Valor das componentes fixas e variáveis para o início do período de regulação	120
Quadro 4-1 - Correlações.....	135
Quadro 4-2 - Estatística descritivas	138
Quadro 4-3 - Matriz de custos de referência para o conjunto de comercializadores.....	142
Quadro 4-4 - Parâmetros aplicados nos vários períodos regulatórios.....	146
Quadro 4-5 - Evolução dos custos fixos e custos unitários por cliente dos CUR, de 2014 para 2016	152
Quadro 4-6 - Base de custos para 2016, por CUR	153
Quadro 4-7 - Valores obtidos através do <i>Benchmarking</i> Custos reais CUR	157
Quadro 4-8 - Impacte na base de custos da Sonorgás	157
Quadro 4-9 - Base de custos definida para a Sonorgás	158
Quadro 4-10 – Resultados dos Modelos Paramétricos	161
Quadro 4-11 - Peso da Componente dos Custos Fixos	161
Quadro 4-12 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período Regulatório	163
Quadro 4-13 - Parâmetros a aplicar no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.....	163
Quadro 4-14 - Base de custos para 2016	164
Quadro 5-1 - Taxa de juro sem risco.....	177
Quadro 5-2 - <i>Gearing</i> definido para o período regulatório 2016-2019 e valores de comparação	182
Quadro 5-3 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus	183
Quadro 5-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores.....	186
Quadro 5-5 - Prémio de risco de mercado para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.....	188
Quadro 5-6 - Betas da GALP, da REN e da EDP	190
Quadro 5-7 - Custo do capital próprio das atividades do setor de gás natural.....	194
Quadro 5-8 - Prémio de risco da dívida	198
Quadro 5-9 - Custo do capital alheio.....	199
Quadro 5-10 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor de gás natural	201
Quadro 5-11 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital para a atividade de distribuição de gás natural.....	202

Quadro 5-12 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo gás natural	203
---	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução da quantidade de GNL regaseificado e do consumo de energia ativa.....	14
Figura 2-2 - Evolução do consumo de gás natural em Portugal	15
Figura 2-3 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Atlântico (preços constantes de 2016).....	16
Figura 2-4 - Evolução dos indutores (GWh, MWh) e do valor unitário da eletricidade (€/MWh)	17
Figura 2-5 - Evolução dos custos da REN Atlântico por naturezas (preços constantes de 2016)	17
Figura 2-6 - Custos unitários da REN Atlântico em função da energia regaseificada (preços constantes de 2016)	18
Figura 2-7 - Custo unitário da eletricidade por energia ativa (preços constantes de 2016)	19
Figura 2-8 - Evolução dos custos da REN Atlântico (incluindo custo do acesso às redes, preços correntes).....	20
Figura 2-9 - Evolução dos custos da REN Atlântico (excluindo custo do acesso às redes, preços correntes).....	21
Figura 2-10 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Transporte (preços constantes de 2016)	28
Figura 2-11 - Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural por naturezas (preços constantes de 2016)	28
Figura 2-12 - Custos unitários da atividade de Transporte de gás natural (preços constantes de 2016).....	30
Figura 2-13 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços constantes de 2016)	32
Figura 2-14 - Evolução dos indutores de custo	33
Figura 2-15 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Armazenagem (preços constantes de 2016).....	39
Figura 2-16 - Evolução dos custos da REN Armazenagem (preços constantes de 2016).....	40
Figura 2-17 - Custos unitários da REN Armazenagem (preços constantes de 2016).....	41
Figura 2-18 - Evolução dos custos da Transgás Armazenagem (preços constantes de 2016)	42
Figura 2-19 - Evolução dos custos da Transgás Armazenagem por naturezas (preços constantes de 2016).....	42
Figura 2-20 - Custos unitários da Transgás Armazenagem (preços constantes de 2016)	43
Figura 2-21 - Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2016)	44
Figura 2-22 - Evolução dos custos REN Armazenagem + Transgás Armazenagem por naturezas (preços constantes de 2016)	45

Figura 2-23 - Custos unitários da REN Armazenagem + Transgás Armazenagem (preços constantes de 2016)	46
Figura 2-24 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços constantes de 2016)	48
Figura 2-25 - Evolução da capacidade de armazenamento e da energia injetada e extraída da REN Armazenagem + Transgás Armazenagem.....	49
Figura 2-26 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de GTGS (preços constantes de 2016).....	53
Figura 2-27 - Evolução dos custos da atividade de GTGS por naturezas (preços constantes de 2016).....	54
Figura 2-28 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços constantes de 2016)	55
Figura 3-1 - Densidade Populacional por Área de Concessão / Licença em 2011 e 2014	60
Figura 3-2 - VAB da Indústria <i>per Capita</i> por Área de Concessão / Licença em 2011 e 2014	60
Figura 3-3 - VAB da indústria estimado <i>per capita</i> e GN distribuído por p.a. - 2014.....	61
Figura 3-4 - Evolução da Distribuição de GN.....	62
Figura 3-5 - Evolução da taxa de crescimento anual da distribuição de GN	63
Figura 3-6 - Evolução do peso de cada operadora no total do volume de GN distribuído	64
Figura 3-7 - Procura de gás natural nos principais países europeus em 2012 a 2014	65
Figura 3-8 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária).....	65
Figura 3-9 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária) por Tipo de Empresa	66
Figura 3-10 - Peso da amortização acumulada no total do equipamento em redes	68
Figura 3-11 - Evolução do número de pontos de abastecimento	69
Figura 3-12 - Evolução do número de pontos de abastecimento – Por Tipo de Empresa	70
Figura 3-13 - Taxa de anual de crescimento do número de pontos de abastecimento.....	70
Figura 3-14 - Evolução da Saturação da rede	71
Figura 3-15 - Saturação da Rede por Área de Concessão / Licença em 2011 e 2014	72
Figura 3-16 - Saturação das redes e densidade das áreas das concessões/licenças 2014	72
Figura 3-17 - GN Distribuído por ponto de abastecimento	73
Figura 3-18 - GN Distribuído por Ponto de Abastecimento por Área de Concessão / Licença em 2011 e 2014.....	74
Figura 3-19 - Indicadores de desempenho em 2014	76
Figura 3-20 - Custos de exploração líquidos, a preços constantes de 2016	77
Figura 3-21 - Custos de exploração líquidos por unidade distribuída.....	78
Figura 3-22 - Custos de exploração líquidos por km de rede	79
Figura 3-23 - Custos de exploração líquidos por ponto de abastecimento.....	80
Figura 3-24 - Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013- – Concessionadas.....	82
Figura 3-25 - Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013 – Licenciadas	83
Figura 3-26 - Base de custos – resultado do <i>Price-Cap</i>	84
Figura 3-27 - Taxa de Rentabilidade.....	85
Figura 3-28 - Saturação das redes e custos de exploração por ponto de abastecimento 2014	87

Figura 3-29 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por volume de GN distribuído 2014	88
Figura 3-30 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por pontos de abastecimento 2014	88
Figura 3-31 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por quilómetro de rede em 2014	89
Figura 3-32 - Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por volume de GN distribuído 2014	90
Figura 3-33 - Gráficos de dispersão Concessionadas e Licenciadas (dados 2010 a 2014)	107
Figura 4-1 - Aspetos que condicionam os custos de referência para a atividade de CGN	122
Figura 4-2- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE	123
Figura 4-3 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão	127
Figura 4-4 - Valor médio do custo unitário por categoria de dimensão	127
Figura 4-5 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente ao setor de atividade ..	129
Figura 4-6 - Valor médio do custo unitário por setor de atividade	130
Figura 4-7 - Valor médio do custo unitário por enquadramento regulatório	131
Figura 4-8 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão com grupos económicos.....	132
Figura 4-9 - Valor médio do custo unitário por categoria de dimensão - grupos económicos.....	132
Figura 4-10 - Valor médio do custo unitário – inserção em grupos económicos	133
Figura 4-11 - O DEA, a eficiência técnica e níveis de acréscimo de custo: orientação <i>input</i>	137
Figura 4-12 - Análise DEA com Outliers	139
Figura 4-13 - Análise DEA sem Outliers	140
Figura 4-14 - Evolução do número médio de clientes.....	143
Figura 4-15 - Número médio de clientes, por CUR.....	144
Figura 4-16 - Caraterização individual dos CUR (valores reais 2014).....	145
Figura 4-17 - Evolução dos proveitos permitidos 11 CUR (preços correntes).....	147
Figura 4-18 - Custos unitários por cliente (11 CUR) (preços constantes 2016)	148
Figura 4-19 - Custos unitários por cliente, por grupo económico (preços constantes de 2016)	148
Figura 4-20 - Custos unitários CUR 2016 (por Grupo económico)	154
Figura 4-21 - Valores obtidos através do <i>Benchmarking</i> Custos de Referência	156
Figura 4-22 - Custos unitários CUR 2016 (por Grupo económico), após retificação da base de custos da Sonorgás	159
Figura 4-23 - Valor Médio do Peso dos Custos Fixos.....	162
Figura 5-1 - <i>Yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa	170
Figura 5-2 - <i>Yields</i> das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund).....	171
Figura 5-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	172
Figura 5-4 - <i>Yields</i> das OTs e das Bunds a 2 anos	173
Figura 5-5 - Inflação (IPC) em Portugal	173
Figura 5-6 - <i>Yields</i> das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano	174

Figura 5-7 - Média geométrica das <i>yields</i> das Bund a 3 anos a 5 anos e a 7 anos	175
Figura 5-8 - <i>Yields</i> das OT e períodos de cálculo das médias	176
Figura 5-9 - <i>Gearing</i> GALP, REN e EDP	178
Figura 5-10 - <i>Gearing</i> das empresas reguladas do setor de gás natural por grupo	179
Figura 5-11 - <i>Gearing</i> Grupo Galp	179
Figura 5-12 - <i>Gearing</i> Grupo REN	180
Figura 5-13 - <i>Gearing</i> por Atividade	180
Figura 5-14 - Evolução do nível de endividamento das empresas reguladas	181
Figura 5-15 - Rendibilidade do S&P 500 e das Obrigações do Tesouro dos EUA com maturidade 10 anos (Média anual calculada para intervalos de tempo decrescentes desde 1961 até 2015).....	187
Figura 5-16 - Custo médio da dívida da GALP, REN e EDP	195
Figura 5-17 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2019 e 2022 e das OTs a 5 anos	196
Figura 5-18 - Emissões de dívida e <i>yields</i> de obrigações da GALP, da REN e da EDP	197
Figura 5-19 - Emissões recentes de dívida da GALP, REN e EDP e <i>yields</i> respetivas em março de 2016	200
Figura 5-20 - Metodologia de indexação na média e baixa pressão do gás natural	205
Figura 5-21 - Metodologia de indexação Metodologia de indexação na alta pressão do gás natural	206
Figura 6-1 - Evolução dos desvios de proveitos da Distribuição de gás natural associados à energia entregue pela rede de distribuição	208
Figura 6-2 - Evolução dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás natural associados à energia saída da rede de transporte	209

1 INTRODUÇÃO

Atualmente os períodos regulatórios no setor do gás natural têm uma duração de três anos. Estes períodos de três anos permitem à ERSE uma adaptação quase contínua à evolução do contexto em que as atividades reguladas se desenvolvem. Para este fim, a ERSE pode recorrer às revisões das metodologias regulatórias plasmadas na regulamentação em vigor ou, no quadro das metodologias existentes, redefinir os parâmetros regulatórios, tais como a taxa de remuneração das atividades reguladas ou as metas de eficiência subjacentes aos proveitos permitidos.

De modo a não pôr em causa a necessária estabilidade do quadro regulatório, a revisão das metodologias deve ser previamente ponderada, visto constituir um instrumento mais disruptivo, que se justifica quando é patente a ineficácia das metodologias existentes ou quando alterações do quadro técnico, legal ou económico assim o impõem. Em contrapartida, a revisão periódica dos parâmetros regulatórios constitui um instrumento flexível, que permite tornar as metodologias existentes mais eficazes e adaptadas ao desempenho das empresas, sendo por isso, igualmente, um instrumento natural do regulador.

Alguns dos parâmetros definidos no presente documento têm subjacentes novas metodologias regulatórias resultantes da revisão regulamentar finalizada após a consulta pública terminada em fevereiro de 2016. No entanto, a maioria é aplicada a metodologias já existentes, decorrendo do normal processo de avaliação do contexto económico do setor do gás natural e do desempenho das empresas.

A definição dos parâmetros apoiou-se, tal como nos anteriores períodos regulatórios, numa análise ao desempenho das atividades reguladas¹, tendo-se avaliado as diferenças entre os proveitos permitidos e os custos reais das empresas, assim como a aderência entre os indutores² de custos utilizados e a evolução dos custos reais para determinação dos indutores mais adequados. Procedeu-se também a uma reavaliação das componentes fixas e variáveis dos custos, assim como ao peso de cada uma delas no total dos custos de cada empresa.

Em síntese, este documento apresenta os parâmetros a aplicar às atividades reguladas por incentivos para o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, as taxas de remuneração dos ativos das atividades reguladas em Alta Pressão e da atividade de Distribuição de gás natural, assim como os parâmetros associados ao novo mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios dos proveitos associados à procura de gás natural.

Seguidamente, apresenta-se a estrutura do documento:

¹ Ver documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”.

² O indutor de custo pode ser definido como um evento ou fator que influencia o nível e desempenho das atividades ou o consumo de recursos por parte destas. No quadro do presente documento, o indutor de custo é o fator que causa mudança no custo de uma atividade. “*CAM-I Glossary of Activity Based Management*”, Norm Raffish and Peter B.B. Turney (Arlington: CAM-I 1991).

- O capítulo 2 apresenta os parâmetros para as atividades de Alta Pressão.

Neste capítulo procede-se à avaliação dos resultados obtidos com a aplicação das metodologias de regulação aplicadas no período regulatório anterior nas atividades de armazenamento subterrâneo, transporte de gás natural e do Terminal de GNL, assim como as consequentes redefinições dos parâmetros a aplicar no período de regulação 2016-2017 a 2018-2019. Nestas atividades a base e a estrutura de custos foram revistas, assim como as metas de eficiência. Na atividade de Armazenamento Subterrâneo, até à data exercida por duas empresas, foi tido em conta a aquisição, em meados de 2015, por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem. Destaca-se igualmente a introdução, da regulação por incentivos na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema.

- O capítulo 3 apresenta os parâmetros para a atividade de Distribuição de gás natural.

Na preparação do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 é feita uma análise detalhada dos resultados da aplicação da prática regulatória que incorpora uma metodologia do tipo *price cap*, tendo em conta as especificidades de cada empresa. No caso específico desta atividade, pelo facto de existir um vasto leque de dados históricos disponíveis e um trabalho realizado anteriormente pela ERSE sobre a eficiência da atividade baseado em estudos econométricos, procedeu-se à atualização dos modelos e metodologias econométricos com vista à definição dos parâmetros para o próximo período regulatório. Na definição dos parâmetros para a atividade de distribuição de gás natural a base e a estrutura de custos foram revistas, assim como das metas de eficiência.

- O capítulo 4 é dedicado à atividade de Comercialização de gás natural, apresentando os custos de referência para o Comercializador de Último Recurso, bem como os parâmetros para a atividade de Comercialização de último recurso retalhista (CUR).

Pela primeira vez no setor do gás natural procedeu-se à definição de custos de referência para a atividade de comercialização retalhista. Este estudo tem por objetivo, para além de dar cumprimento ao quadro legal vigente (Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro), i) definir uma base sustentada para cálculo dos proveitos a recuperar pelos CUR; ii) prestar informação útil à definição dos parâmetros para este período regulatório e iv) uma aproximação entre as abordagens regulatórias do setor do gás natural e do setor elétrico.

Adicionalmente, foram estabelecidos os parâmetros regulatórios a aplicar para este período regulatório à atividade dos CUR, os quais servem de base ao cálculo dos proveitos permitidos destas empresas. Tendo em conta o atual processo de extinção de tarifas de venda a clientes finais, que condicionará fortemente atividade de comercialização dos CUR, torna-se essencial a correta avaliação da base de custos a permitir às empresas, bem como uma reavaliação da repartição entre componente fixa e componente variável destes custos e das metas de eficiência a aplicar, de modo a incentivar o progressivo escalonamento da sua estrutura de custos. Por outro lado, é igualmente fundamental salvaguardar a inexistência de subsidiação cruzada entre

atividades reguladas e atividades de mercado dentro de grupos empresariais onde os CUR se integram.

- O capítulo 5 determina o custo de capital das atividades reguladas e, conseqüentemente, as taxas de remuneração aplicadas aos ativos das atividades reguladas.

Tal como nos anteriores períodos regulatórios, o contexto económico e financeiro foi analisado e os riscos das atividades reguladas foram estimados, procurando-se garantir, por um lado, o equilíbrio económico-financeiro das empresas, e, por outro, a transmissão de um sinal adequado, no sentido das empresas poderem atuar de forma eficiente, tanto na obtenção, como na aplicação de fundos. A definição do custo de capital num ambiente de, ainda, relativa instabilidade financeira conduziu à manutenção do mecanismo de indexação das taxas de remuneração à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro.

- No capítulo 6, apresentam-se os parâmetros associados ao mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios dos proveitos associados à procura de gás natural, introduzidos nas atividades de Distribuição e de Transporte de gás natural.

2 PARÂMETROS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Para a definição dos parâmetros do presente período regulatório (PR) no setor do gás natural, a ERSE avaliou as metodologias de regulação e parâmetros definidos no período de regulação dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016 aplicadas aos custos de exploração das atividades reguladas, tendo mantido, no essencial, as metodologias aplicadas, com recalibração dos parâmetros, tendo-se procedido à definição/redefinição de alguns parâmetros de regulação a aplicar no período de regulação compreendido entre os anos gás de 2016-2017 a 2018-2019. A alteração mais significativa foi a alteração da metodologia de regulação da atividade de gestão técnica global do sistema, com o alargamento da regulação por incentivos a esta atividade. Decorrente da avaliação realizada, foram definidos os indutores de custos a utilizar em cada atividade, as bases de custos para o ano de 2016 e as metas de eficiência a aplicar nos anos 2017, 2018 e 2019. Neste capítulo são apresentadas as justificações para as metodologias adotadas, bem como os valores de parâmetros a aplicar no próximo período regulatório.

Os parâmetros são aplicados às atividades reguladas das empresas de Alta Pressão, nomeadamente, à REN Atlântico – Terminal de GNL, S.A., à REN Gasodutos, S.A. e à REN Armazenagem, S.A..

A elaboração deste trabalho apresentou algumas dificuldades metodológicas, desde logo pela dimensão da amostra a analisar composta por apenas uma ou duas³ empresas por atividade, mas também devido à pequena dimensão das séries disponíveis (2008 a 2014 com dados reais e 2015 a 2019 com dados estimados/previstos) e ainda o facto de na atividade de armazenamento subterrâneo se ter registado uma alteração relevante com a aquisição por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem, S.A. do controlo dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural por trespasse da concessão parcial, nomeadamente duas cavidades já existentes e os direitos de construção de duas novas cavidades. Deste modo, a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural foi exercida pela REN Armazenagem S.A. e pela Transgás Armazenagem, S.A. até meados de 2015, tendo passado a ser exercida apenas pela REN a partir dessa data, o que representou uma complexidade acrescida à análise, dificultando a comparabilidade das séries futuras com as séries passadas.

Além do mais, a ERSE continua, à semelhança do anterior período regulatório, a deparar-se com a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho (*benchmarking*) com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades. No entanto, para a atividade de transporte de gás natural foi realizado um *benchmarking* europeu à eficiência económica das empresas de transporte de gás natural, E²GAS, o qual contemplou a REN gasodutos. Este *benchmarking* é organizado por iniciativa do regulador

³ A análise contempla, para além das 3 empresas já mencionadas, os dados referentes à Transgás Armazenagem, S.A..

holandês, ACM, e coordenado pela *Incentive Regulation and Benchmarking Task Force* (IRB TF) do CEER. À data de finalização do presente documento, os relatórios finais deste estudo ainda não foram disponibilizados pelo consultor.

2.2 CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

2.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O Terminal de GNL consiste no conjunto de infraestruturas destinadas à receção de navios metaneiros, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL e à sua posterior emissão para a rede de transporte em alta pressão, à qual está diretamente ligada. Estas infraestruturas permitem também o carregamento de GNL em camiões cisterna, para expedição por rodovia, e em navios metaneiros, para expedição marítima.

Na sequência da transposição da Diretiva n.º 2003/55/CE, de 26 de Junho, para a legislação nacional foi decidido proceder ao *unbundling* das atividades do setor do gás natural e, deste modo, o Grupo REN adquiriu ao Grupo GALP a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Para o exercício da atividade do Terminal foi constituída em 26 de Setembro de 2006 a empresa REN Atlântico, a qual sucedeu à Transgás Atlântico – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A..

O Terminal de GNL tem sido um vetor importante do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), tendo permitido nos últimos anos incrementar as quantidades de gás natural entradas em território nacional, em complemento ao gás natural proveniente da Argélia, via gasoduto. Além disso, no que respeita à gestão técnica do SNGN, o Terminal de GNL permitiu uma maior flexibilidade na condução da rede de transporte, devido às suas características específicas face às restantes infraestruturas de alta pressão, e uma diversificação dos pontos de entrada na rede e das origens do gás natural.

O projeto de expansão do Terminal de GNL de Sines ficou concluído em 2012 com a entrada em exploração do terceiro tanque. Este projeto envolveu, igualmente, o aumento da capacidade nominal de regaseificação e emissão para a RNTGN e o incremento da flexibilidade e segurança operacional do Terminal.

Os investimentos no Terminal de GNL envolveram montantes elevados e de longa duração. Dadas as indivisibilidades, a ERSE aplicou ao CAPEX do Terminal de GNL, um mecanismo de alisamento do custo com capital como forma de remuneração. Este mecanismo vigora até ao ano gás 2016-2017, altura em que se verifica o final da aplicação do mecanismo de alisamento do custo com capital. Com efeito, a inexistência de previsão de investimentos significativos para essa infraestrutura permite alcançar uma

maior estabilidade ao nível dos custos com CAPEX do Terminal de GNL, não sendo necessário prolongar a aplicação de um mecanismo dessa natureza.

2.2.2 CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

A atividade de Transporte de gás natural consiste na veiculação de gás natural na rede interligada de alta pressão, ligando os pontos de entrada no SNGN aos pontos de saída, nomeadamente aos grandes clientes ligados diretamente na rede de transporte (centros electroprodutores e clientes industriais) e às redes de distribuição com interligação à rede de alta pressão.

A exploração da RNTGN é exercida pela REN Gasodutos, em regime de serviço público e está sujeita a regulação. Na sequência da transposição da Diretiva n.º 2003/55/CE, de 26 de Junho procedeu-se à separação jurídica e patrimonial das demais atividades do SNGN, de forma a assegurar a independência e transparência do seu exercício.

A REN Gasodutos, na sua atividade de Transporte de gás natural, é responsável por assegurar a oferta de capacidade da rede, a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de gás natural, e prever o nível de reservas necessárias à garantia de segurança do abastecimento no curto e médio prazo. O operador da rede de transporte deve ainda, nos termos dos Decretos-Lei n.º 230/2012 e n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro, garantir o planeamento e prever a utilização da RNTIAT, bem como a construção e gestão técnica da RNTGN, de forma a permitir a manutenção da segurança de abastecimento e o acesso de terceiros à rede. Cabe-lhe também facultar aos utilizadores da RNTGN as informações de que necessitem para o acesso à rede e receber dos operadores de mercados e de todos os agentes diretamente interessados, toda a informação necessária à gestão do sistema.

2.2.3 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Em Portugal o armazenamento subterrâneo de gás natural é efetuado em cavidades salinas de grande profundidade interligadas por uma estação de gás, que permite gerir as quantidades armazenadas através da injeção e extração de gás natural, bem como a ligação desta infraestrutura à rede de transporte em alta pressão. O processo de injeção é efetuado com recurso a compressores de gás natural, enquanto o processo de extração é efetuado com recurso a sistemas de tratamento do gás natural, nomeadamente para a eliminação de água, filtragem de partículas e desidratação do gás. O Armazenamento Subterrâneo constitui uma importante infraestrutura para o estabelecimento de reservas estratégicas, dotando o SNGN da possibilidade de satisfazer os consumos do mercado caso ocorra uma interrupção do aprovisionamento de gás. O Armazenamento Subterrâneo permite igualmente aos operadores constituir reservas operacionais ou utilizar o gás armazenado para satisfazer picos de consumo.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012 de 26 de outubro, a atividade de armazenamento subterrâneo é exercida em regime de concessão de serviço público.

De forma a concretizar a separação das atividades do setor do gás natural, o armazenamento subterrâneo de gás natural que se encontrava totalmente na posse do grupo GALP até 2006, foi subdividido, tendo o Estado atribuído duas concessões para o exercício desta atividade:

- Concessão à REN Armazenagem, em 2006, de três cavidades de armazenamento subterrâneo de gás natural, bem como os direitos de utilização do subsolo para a construção de pelo menos mais duas cavidades no mesmo local (RCM n.º 107/2006, de 3 de agosto);
- Concessão à Transgás Armazenagem de uma cavidade de armazenamento subterrâneo de gás natural e a construção de três cavernas adicionais no mesmo local (RCM n.º 108/2006, de 3 de agosto).

No decorrer do anterior período regulatório a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural sofreu novamente diversas alterações de considerável relevância:

- Entrada em exploração em 2013 uma caverna da Transgás Armazenagem, S.A., (TGC-2), com uma capacidade técnica de 1160,8GWh;
- Entrada em exploração em 2014 de uma nova caverna da REN Armazenagem, S.A., (RENC-6), com uma capacidade técnica de 664,7GWh;
- Aquisição, em meados de 2015, por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem, S.A. do controlo dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural por trespasse da concessão parcial, nomeadamente duas cavidades já existentes e os direitos de construção de duas novas cavidades.

As instalações de superfície, nomeadamente a estação de gás e a estação de lixiviação, são exploradas pela REN Armazenagem. Assim, a estação de gás interliga todas as cavernas por gasodutos enterrados e possibilita fazer o controlo dos caudais de gás movimentado entre a rede de gasodutos e as cavidades e vice-versa. A estação de lixiviação, associada a sistemas de captação de água e a sistemas de rejeição de salmoura de água no mar, é necessária ao processo de construção das cavernas.

2.3 ENQUADRAMENTO INTERNACIONAL

Para o presente período regulatório foi realizada uma avaliação das práticas regulatórias internacionais quanto aos tipos de metodologias de regulação utilizadas nas atividades em alta pressão (transporte, armazenamento e as atividades ligadas ao terminal de GNL) e, em particular, à forma de regulação dos

custos de operação e manutenção (OPEX⁴) destas mesmas atividades. À semelhança da situação verificada aquando da definição dos parâmetros de regulação para o anterior período regulatório, continua a verificar-se que a informação disponível é consideravelmente inferior para as atividades ligadas ao terminal de GNL e ao armazenamento. Este trabalho de identificação e avaliação contínuo das formas de regulação continua a revelar-se importante, ajudando a enquadrar o que tem sido realizado em Portugal e a identificar formas de melhorar os incentivos existentes.

Este exercício revela-se menos complexo na atividade de Transporte de gás natural do que nas restantes atividades de alta pressão. Enquanto que na atividade de Transporte existem diversos estudos sobre as variáveis de custo que mais influenciam o custo da exploração da rede, para as atividades ligadas ao terminal de GNL e de armazenamento a informação disponível continua a ser consideravelmente inferior. Acresce ainda que, nas atividades de armazenamento e de receção, armazenamento e regaseificação de GNL é mais difícil garantir a comparabilidade internacional. Mesmo tratando-se genericamente, e em termos de definição, da mesma atividade, a forma como se desenvolve, o tipo de tecnologia empregue e a utilização das infraestruturas podem ser relativamente diferentes de país para país, reduzindo o grau da sua comparabilidade. Desta forma, as metodologias utilizadas para regular atividades num determinado país podem não ser as mais adequadas num outro. A comparabilidade das realidades é um fator muito importante em qualquer exercício desta natureza.

Neste âmbito, e tal como referido, a ERSE participou num projeto de *benchmarking* à eficiência económica das empresas de transporte de gás natural, E²GAS. O estudo realizou-se em condições muito particulares, por ser o primeiro desta natureza e por abranger um número limitado de empresas bastante diferentes, tendo sido necessário incluir dados desfasados temporalmente de diversas empresas para se obter uma amostra mais significativa. A realização deste estudo pioneiro realçou a enorme dificuldade de comparabilidade internacional, mesmo na atividade de transporte de gás natural, uma atividade em que este exercício é menos complexo, não implicando, contudo, esta menor complexidade, uma simplicidade e facilidade na realização destas análises⁵.

Feitas estas considerações iniciais, este capítulo inclui uma comparação das formas de regulação e fatores de eficiência aplicados para a atividade de transporte de gás natural, com base no mais recente “*Report*

⁴ OPEX - Operational expenditure (Custos das matérias primas + fornecimentos e serviços externos + gastos com pessoal + impostos + outros custos operacionais – proveitos que não resultem da aplicação da tarifa)

⁵ Registe-se ainda que os resultados a apresentar no âmbito deste estudo não poderão ser diretamente considerados por duas ordens de razão. Em primeiro lugar, o estudo foca-se sobre o conjunto dos custos, de investimento e de exploração, e não apenas sobre estes últimos. Em segundo lugar, o estudo tem por base custos estandardizados e não os custos aceites em termos regulatórios e pagos pelos consumidores nas tarifas de acesso. Por exemplo, não foram considerados o custo de capital e o custo com o pessoal específicos de cada país, mas um valor médio definido a nível europeu.

on Investment Conditions in European Countries in 2015⁶ do Council of European Energy Regulators (CEER).

2.3.1 COMPARAÇÕES INTERNACIONAIS DE FÓRMULAS DE REGULAÇÃO E FATORES DE EFICIÊNCIA DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

A atividade de transporte de gás natural é, como já foi referido anteriormente, a que dispõe de mais informações, sendo a única atividade de alta pressão que é contemplada no relatório do CEER. O quadro seguinte apresenta os tipos de regulação e os fatores de eficiência aplicados ao OPEX e ao CAPEX⁷ desta atividade em cada país.

Como se pode verificar, praticamente todos os países aplicam formas de regulação por incentivos à atividade de transporte, embora estes funcionem com base em regras bastante distintas. As metodologias aplicadas variam entre *revenue* e *price cap*. No caso de alguns países é aplicado um modelo híbrido que resulta da combinação entre modelos de custos aceites puros com metodologias de incentivos. De um modo geral, aplicam-se metodologias diferenciadas aplicadas ao CAPEX e ao OPEX, à semelhança da metodologia aplicada em Portugal.

No que diz respeito aos fatores de eficiência, genericamente existe um entendimento coincidente entre reguladores quanto à aplicação de fatores de eficiência ao OPEX, não havendo uma aplicação tão generalizada de fatores de eficiência ao nível do CAPEX, à semelhança da prática aplicada em Portugal.

⁶ Relatório Ref. C15-IRB-28-03, publicado a 14 de março de 2016 disponível em http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral

⁷ *Capital expenditure*

Quadro 2-1 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus

País	Sistema Regulatório - Cost of Service / Rate of Return, regulação por incentivos (Price-Cap / Revenue-Cap, híbrido)	Fator de eficiência aplicado ao OPEX	Fator de eficiência aplicado ao CAPEX
<i>Austria</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>2,5% para o OPEX, mas o NRA não verifica a eficiência dos investimentos</i>	<i>Não tem</i>
<i>Bélgica</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Sim, negociado</i>	<i>Não tem</i>
<i>República Checa</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Alemanha</i>	<i>Revenue Cap (baseado em incentivos)</i>	<i>Fator de eficiência (benchmark de eficiência nacional) aplicado aos custos controláveis</i>	<i>Sim</i>
<i>Dinamarca</i>	<i>Outro</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<i>Estónia</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Espanha</i>	<i>Modelo híbrido. Revenue cap para investimentos anteriores a 2001. Standard costs em novos investimentos e rate of return depois de 2001. Desde 2014, para além de standard costs aplica-se um novo conceito que considera continuity of supply.</i>	<i>Não tem</i>	<i>Sim - o mecanismo de eficiência é aplicado no conceito Continuity of Supply</i>
<i>Finlândia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência baseado nos custos históricos ou planeados do TSO, envolvendo um processo de negociação</i>	<i>Não tem</i>
<i>França</i>	<i>Revenue Cap, incentive based com pass through</i>	<i>CPI+X sobre OPEX líquido total</i>	<i>Não tem</i>
<i>Reino Unido</i>	<i>Revenue cap baseado em rate of return com incentive based regulation</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Grécia</i>	<i>Rate of Return</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Hungria</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Não tem</i>	<i>Sim</i>
<i>Irlanda</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>n.d.</i>	<i>Sim - os planos de investimento são avaliados antes do período regulatório. O Regulador decide então qual o montante de receita que pode ser recuperada para cobrir os custos desses planos. No atual período regulatório o regulador incluiu eficiências na determinação do nível apropriado de receitas que cobre o custo daqueles activos.</i>
<i>Itália</i>	<i>Modelo híbrido de price cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)</i>	<i>Sim</i>	<i>Não tem</i>
<i>Lituânia</i>	<i>Price Cap</i>	<i>Sim</i>	<i>Não tem</i>
<i>Luxemburgo</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator X de 1.5% anual</i>	<i>Para investimentos superiores a 50 000 euros o TSO deve apresentar um plano de investimentos detalhando as seguintes categorias de custos: material, pessoal, externos, transportes e overhead. A diferença entre o cash flow planeado e o real não é corrigida durante o período regulatório. Para investimentos em interligações "cross border" que aumentam a garantia e segurança da oferta, o WACC é aumentado 0,6% no momento da imobilização do ativo, por um período de 10 anos, se a decisão final de investimento tiver sido notificada à NRA até 30 de Junho de 2013.</i>
<i>Letónia</i>	<i>Price Cap</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<i>Holanda</i>	<i>Price Cap</i>	<i>Fator de eficiência é aplicado ao TOTEX</i>	<i>Sim</i>
<i>Polónia</i>	<i>Cost of service (com alguns elementos de revenue cap)</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Portugal</i>	<i>Modelo híbrido de price cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)</i>	<i>Foi definido um fator X de +1,5% para 2015</i>	<i>Não tem</i>
<i>Suécia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Sim</i>	<i>Sim</i>
<i>Eslovénia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência geral e individual resulta de benchmarking</i>	<i>Não tem</i>

Fonte: CEER, "Report on Investment Conditions in European Countries in 2015".

2.4 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

2.4.1 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

2.4.1.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

Ao longo do primeiro período regulatório (2007-2008 a 2009-2010) a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi regulada por custos aceites, com remuneração dos ativos imobilizados fixos não financeiros e com ajustamentos ao fim de dois anos com base em valores reais.

No primeiro período regulatório foi aplicado um mecanismo de alisamento do valor dos ativos imobilizados, calculando o valor atualizado dos bens imobilizados durante os 40 anos do período de concessão, ponderado com o valor das quantidades regaseificadas previstas atualizadas e consideradas igualmente para todo o período a concessão. A atividade do Terminal encontrava-se subdividida em três funções, Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para as quais eram determinados proveitos individuais.

No segundo período regulatório (2010-2011 a 2012-2013) abandonou-se o modelo de cálculo de proveitos permitidos do Terminal de GNL, por funções. Assim, o cálculo dos proveitos permitidos passou a ser efetuado em conjunto para toda a atividade e foi também implementada uma regulação por custos eficientes, não tendo, no entanto, sido feito um estudo abrangente para a definição dos indutores de custos e dos parâmetros de eficiência a aplicar.

O trabalho de fixação de parâmetros contou com a colaboração da REN no sentido de definir qual o indutor de custo mais adequado. Foi estabelecida uma metodologia tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e duas parcelas indexadas à evolução das variáveis capacidade instalada e quantidades de gás natural regaseificadas. A parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e as duas parcelas variáveis evoluíram anualmente em função de $IPIB_{s-1-X}$, com um fator de eficiência de 1% ao ano.

No período regulatório anterior (2013-2014 a 2015-2016), face ao fim do investimento de expansão do Terminal de GNL, a capacidade de emissões fixou-se desde 2011 em 1 300 000 m³/h. Assim, deixou de fazer sentido continuar a utilizar esta variável como indutor de custos, uma vez que a mesma passou a ser uma constante. Por outro lado, a ERSE considerou que deveria manter-se o princípio de partilha de risco da variação das quantidades entre o operador do Terminal de GNL e os consumidores. Assim a ERSE decidiu aumentar do peso da componente fixa dos proveitos, que passou de 45% para 60% no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016. Relativamente à parcela variável considerou-se que apenas deveria ser mantido como indutor de custos as quantidades de gás natural liquefeito regaseificado, que passaram a representar 40% dos proveitos, enquanto no período regulatório 2010-2011 a 2012-2013 representava 30%, tendo sido aplicado um fator de eficiência de 3% ao ano, quer à parcela fixa, quer à parcela variável.

No anterior período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 considerou-se que a evolução do custo com a energia não evoluía em função do IPIB, tendo subjacentes outros fatores de maior imprevisibilidade. Desta forma, a ERSE aplicou a evolução dos custos com a eletricidade em função de duas componentes, os custos com a energia com uma evolução indexada à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP, tendo sido aplicado um fator de eficiência de 1,5% ao ano a esta componente de custos de eletricidade, e os custos com os acessos, aceites em base anual como *pass-through*.

Assim, no anterior período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 o apuramento anual do OPEX⁸ da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi efetuado de acordo com as componentes de custo apresentadas no quadro que se segue.

Quadro 2-2 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		60%	-	IPIB _{s-1} - X	3%
Parcela variável	GN regaseificado para a rede de transporte (GWh)	40%	Energia regaseificada injetada na rede de transporte		
Custo de eletricidade		71%	Consumo de energia ativa	Δ média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP - X	1,5%
		29%	Custos com os acessos	<i>pass-through</i>	-

Outra alteração significativa no Terminal de GNL é o final da aplicação do mecanismo de alisamento do custo com capital, cujo último ano de aplicação é o ano gás 2016-2017. Com efeito, a inexistência de previsão de investimentos significativos para essa infraestrutura permite alcançar uma maior estabilidade ao nível dos custos com CAPEX do Terminal de GNL, não sendo necessário prolongar a aplicação de um mecanismo dessa natureza.

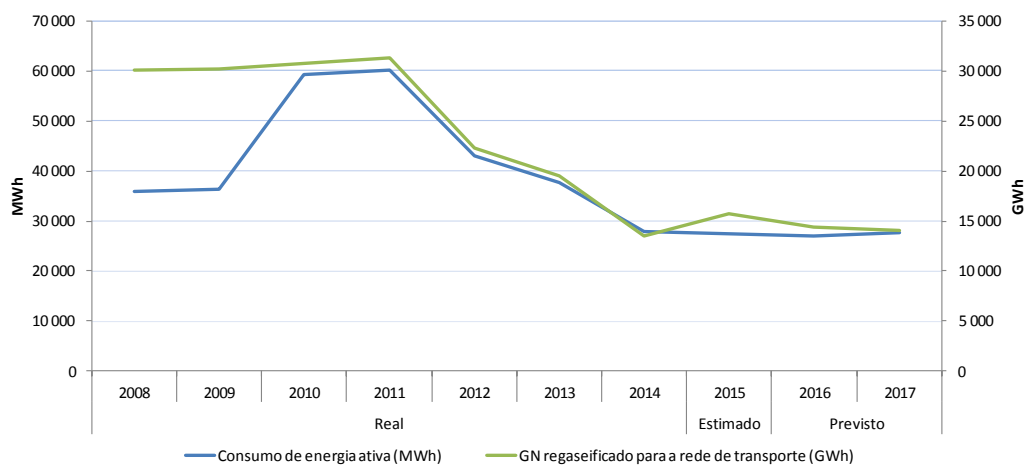
Os proveitos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

⁸ OPEX - Operational expenditure (Custos das matérias primas + fornecimentos e serviços externos + gastos com pessoal + impostos + outros custos operacionais – proveitos que não resultem da aplicação da tarifa)

2.4.1.2 EVOLUÇÃO DE INDICADORES FÍSICOS

Os indutores de custo de natureza física utilizados no Terminal de GNL no período regulatório compreendido entre o ano gás 2013-2014 e o ano gás 2015-2016 foram a quantidade de gás natural regaseificado e injetado na rede de transporte e, na componente de energia elétrica, o consumo de energia ativa. A evolução destas duas grandezas entre 2008 e 2017⁹ é apresentada na Figura 2-1.

Figura 2-1 - Evolução da quantidade de GNL regaseificado e do consumo de energia ativa



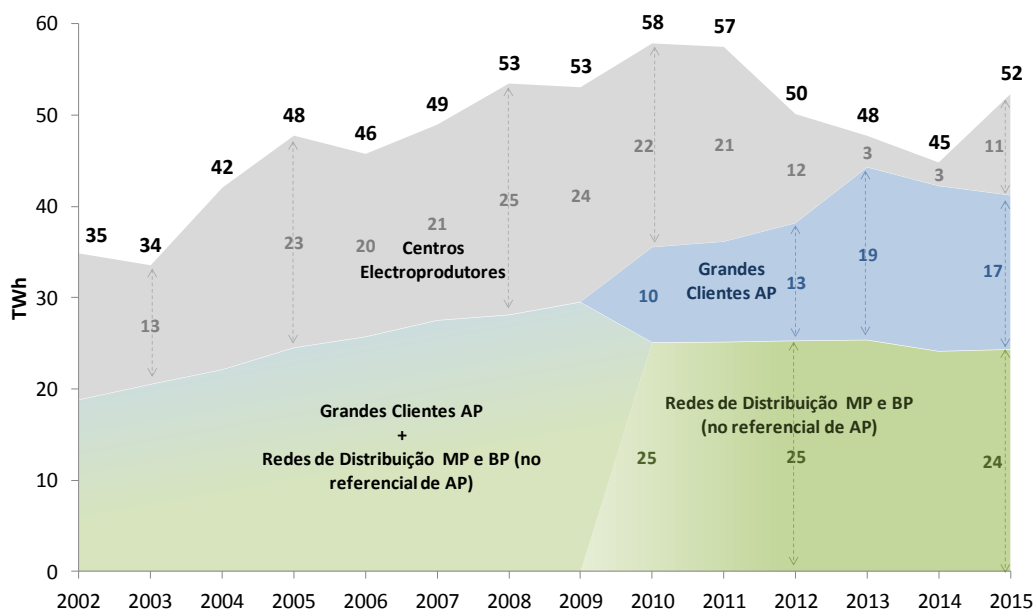
Fonte: ERSE e REN

A evolução da quantidade de gás regaseificado verificou uma quebra acentuada desde 2012 associada à forte diminuição da procura de gás natural no país, justificada em grande medida pela diminuição do consumo das centrais de ciclo combinado, sendo que a ligeira recuperação em 2015 também pode encontrar justificação no aumento de consumo de gás natural para produção de energia elétrica observado no ano de 2015. De facto, em 2015 verificou-se um aumento de consumo de gás natural global de quase 17% (ver Figura 2-2 *infra*), em resultado de um grande aumento do consumo de gás natural do mercado elétrico no ano de 2015, com um crescimento de 332% devido a i) 2015 ter sido um ano de hidraulicidade muito baixo (-40% de consumo de eletricidade com base na produção hídrica em regime ordinário), ii) uma diminuição da eolicidade (-4% de consumo de eletricidade com base na produção eólica em regime especial) e iii) por um efeito de uma base de consumo para produção de energia elétrica muito baixa em 2014, apenas 2,6 TWh, o mínimo registado desde 2002.

Na Figura 2-1 podemos verificar que o consumo de energia elétrica do Terminal de GNL é fortemente dependente da quantidade de GNL regaseificado e injetado na rede. Conforme se pode observar na Figura 2-6, os custos unitários com energia elétrica têm um peso importante pelo que o consumo de energia ativa é um dos indutores de custo representativos desta infraestrutura.

⁹ Valores reais de 2008 a 2014, valor estimado em 2015 e valores previsionais em 2016 e 2017.

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



Fonte: ERSE, REN Gasodutos, empresas distribuidoras de gás natural

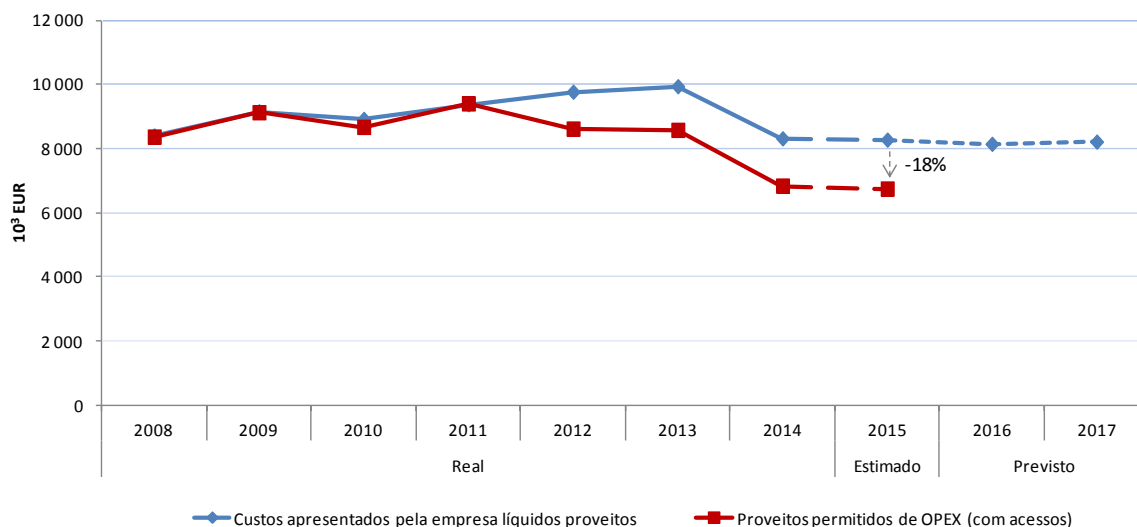
2.4.1.3 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

Para a fixação de parâmetros da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) da atividade, tendo em conta as particularidades já mencionadas anteriormente¹⁰.

O gráfico seguinte apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2014, a estimativa para 2015, e os valores previstos para os anos de 2016 e 2017. É também apresentada para o mesmo período a evolução dos proveitos permitidos associados ao OPEX, em sede de ajustamentos.

¹⁰ Primeiro período regulatório com OPEX por custos aceites e períodos regulatórios seguintes com OPEX por incentivos

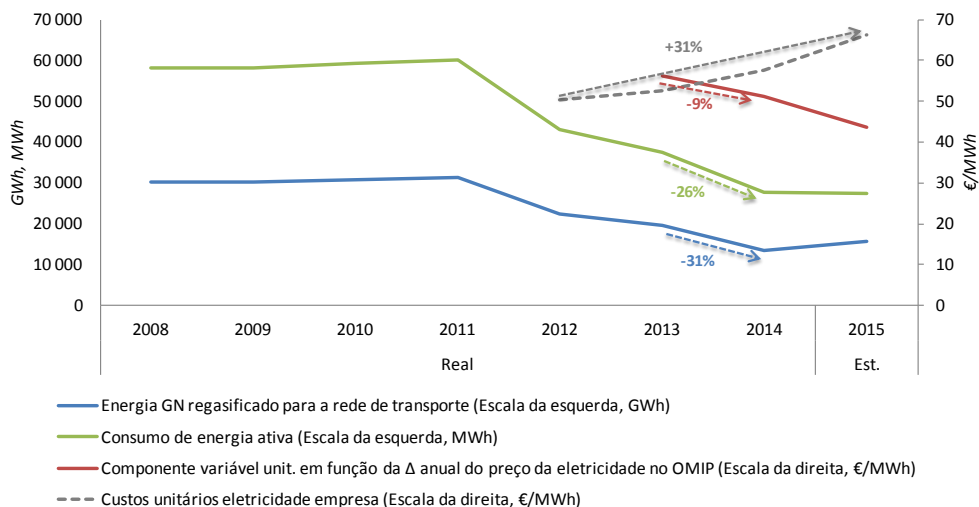
**Figura 2-3 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Atlântico
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e REN

Verifica-se uma aderência entre os custos apresentados pela empresa líquidos proveitos e os custos aceites pela ERSE líquidos de proveitos ao longo do período compreendido entre os anos de 2008 e de 2011. O diferencial ocorrido em 2012 deve-se a uma quebra da quantidade de energia regaseificada em cerca de 29%, relativamente ao ano anterior, com implicação nos proveitos permitidos do operador do Terminal de GNL. Tal sucedeu porque, de acordo com a metodologia de custos eficientes aplicada no respetivo período regulatório, 30% dos custos aceites com OPEX estavam indexados às quantidades de gás regaseificadas pelo Terminal de GNL. Entre 2013 e 2014, a redução dos proveitos permitidos foi influenciada pela queda observada nos indutores (-26% consumo de energia e -31% na energia de GN regaseificado), como se pode observar na Figura 2-4.

Figura 2-4 - Evolução dos indutores (GWh, MWh) e do valor unitário da eletricidade (€/MWh)

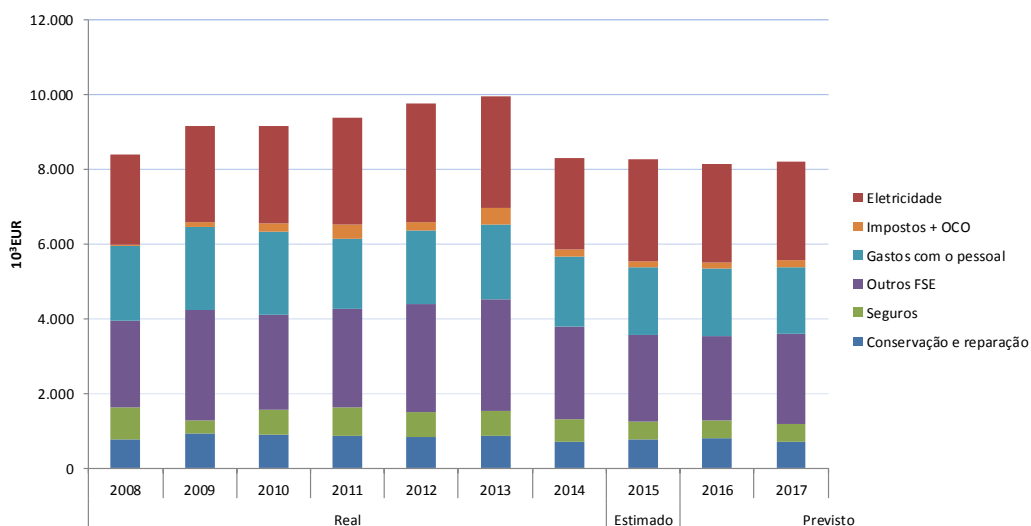


Fonte: ERSE e REN

Esta evolução, conjuntamente com a diminuição do custo unitário da eletricidade (-9%), também explicam a diminuição dos custos do terminal. No entanto, esta última tendência é menos acentuada do que a anterior, criando um *gap* entre proveitos permitidos e custos da empresa.

A Figura 2-5 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa de 2008 a 2014, estimados para 2015 e previstos para 2016 e 2017, com OPEX do Terminal de GNL, por naturezas.

Figura 2-5 - Evolução dos custos da REN Atlântico por naturezas (preços constantes de 2016)

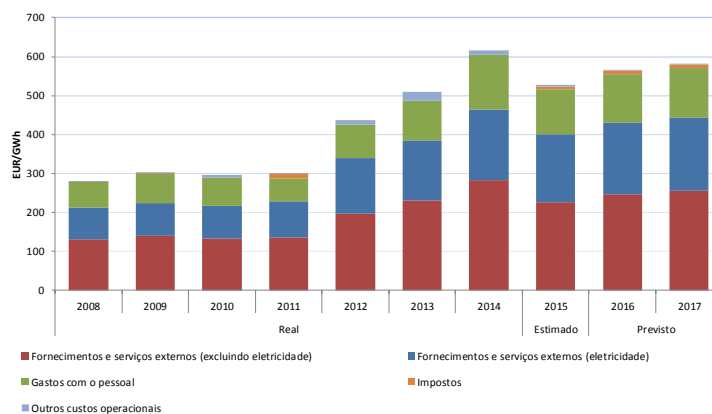


Fonte: ERSE e REN

Verifica-se até 2013 um crescimento continuado dos custos, seguido de uma queda acentuada para 2014, enquanto a estimativa para 2015 e as previsões para 2016 e 2017 apontam para uma estagnação, ou mesmo uma ligeira redução. Excluindo os custos com a eletricidade, há uma maior estabilidade de custos, independentemente das oscilações das quantidades de gás natural injetado na rede de transporte, indiciando uma componente de custos fixos elevada. Os custos com a eletricidade estão relacionados em grande parte com as quantidades de GNL regaseificado, com os processos de recirculação de GNL nas instalações e com o custo unitário da eletricidade. Assim, entre os principais custos, destacam-se os custos com a eletricidade, que representaram em 2011 e 2014, excluindo os custos de acesso às redes, em média 21% dos custos totais reais com OPEX. Para 2016 e 2017, a REN prevê que esses custos representem cerca de 22% dos custos totais com OPEX. Dos restantes agregados de custos destacam-se os outros fornecimentos e serviços externos e os gastos com pessoal.

A Figura 2-6 apresenta para o Terminal de GNL os custos de OPEX líquidos de proveitos em termos unitários, tendo em conta a quantidade de energia regaseificada (a preços constantes de 2016).

Figura 2-6 - Custos unitários da REN Atlântico em função da energia regaseificada (preços constantes de 2016)

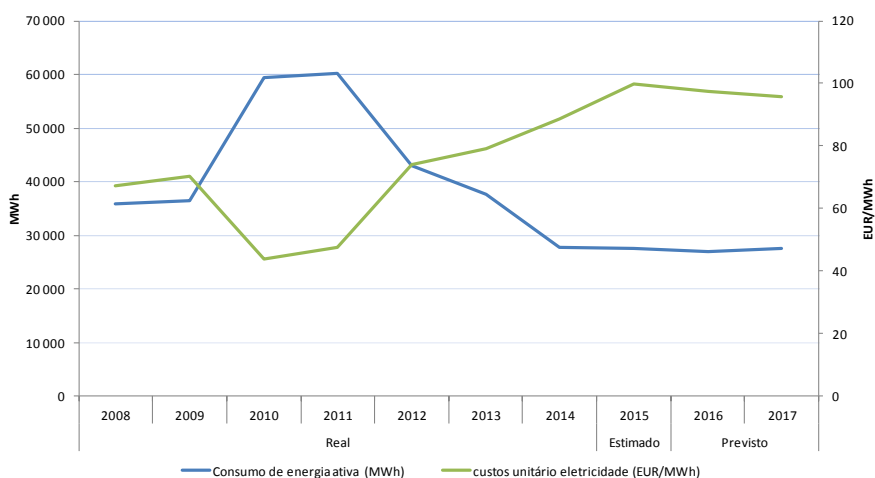


Fonte: ERSE e REN

O acréscimo de custos unitários por energia regaseificada ocorrido entre 2012 e 2014 deve-se à redução acentuada das quantidades entre 2012 e 2014, observável na Figura 2-4, e, entre 2012 e 2013, ao acréscimo dos custos anuais com FSE.

A Figura 2-7 apresenta para o Terminal de GNL o custo unitário da eletricidade por energia regaseificada (a preços constantes de 2016), comparando-a com o consumo de energia.

**Figura 2-7 - Custo unitário da eletricidade por energia ativa
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e REN

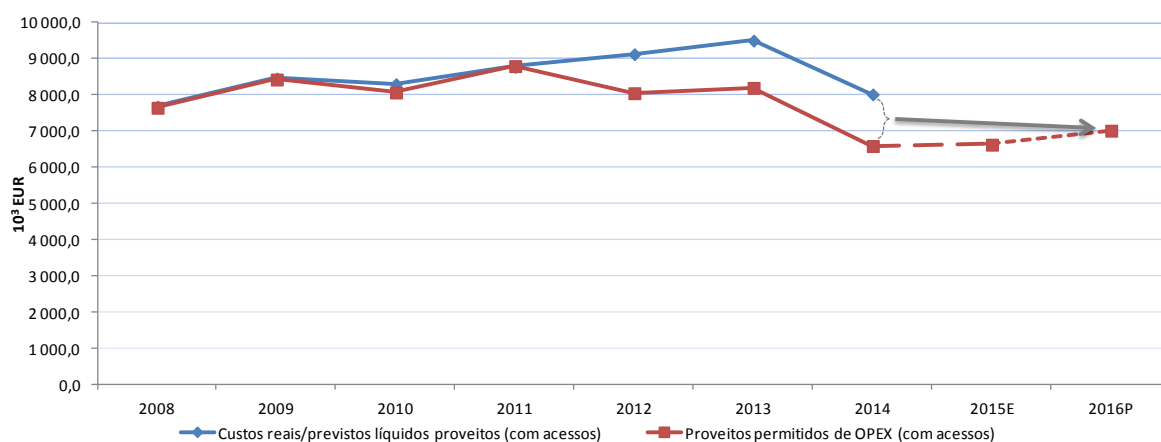
2.4.1.4 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

No quadro da metodologia regulatória do tipo “*price cap*”, a base de custos corresponde ao nível de proveitos permitidos associados ao OPEX. No início de cada período regulatório são aplicados as metas de eficiência sobre esta base de custo, levando à sua diminuição, em termos reais, ao longo do período regulatório. No final do período regulatório, o regulador avalia se o nível de proveitos permitidos atingido, isto é a base de custos, é o adequado face aos objetivos traçados, ponderando a sua manutenção ou a sua revisão, neste caso aproximando-a ou afastando-a do nível de custos apresentado pelas empresas.

Face ao diferencial verificado entre custos reais e proveitos permitidos associados ao OPEX e face à análise e avaliação da evolução dos custos desta atividade, entendeu-se que se justificava uma revisão da base de custos e uma alteração de custos de acesso às redes, anteriormente considerada como um *pass-through*.

Para definição da base de custos para 2016, a ERSE considerou os custos reais de 2014, pelo facto de este ser o último ano auditado, e os proveitos permitidos associados ao OPEX do mesmo ano. Estes custos foram atualizados para 2016, utilizando o IPIB, os indutores de custos e os fatores de eficiência considerados pela ERSE em vigor nesse período (período regulatório dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016).

**Figura 2-8 - Evolução dos custos da REN Atlântico
(incluindo custo do acesso às redes, preços correntes)**



Fonte: ERSE e REN

Na Figura 2-8 podemos observar este efeito de redefinição da base de custos para 2016, com base nos custos de OPEX de 2014.

O valor da base de custos considerada em 2014 foi decomposto em três parcelas:

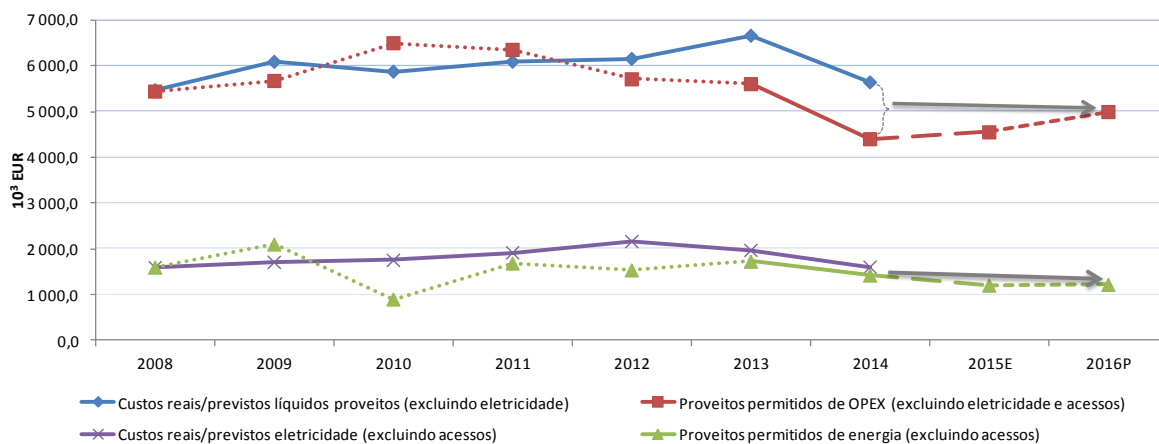
- Média entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX de 2014, excluindo custo com acessos às redes e custos de energia elétrica;
- Custos de energia elétrica (excluindo custo com acessos às redes);
- Custo com acessos às redes.

A opção de recalcular a base de custos através da média entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX de 2014 justifica-se tendo em consideração, por um lado o facto dos proveitos permitidos associados ao OPEX terem diminuído para além do que era expetável no anterior período regulatório devido à forte redução da energia regaseificada e, por outro lado, os ganhos de eficiência já alcançados pela empresa que deverão ser transferidos para os consumidores. Salienta-se, igualmente, que a base de custos definida se mantém inferior aos custos reais de 2014, como forma de incentivar a empresa a continuar o esforço de diminuição do OPEX.

A Figura 2-9 *infra* permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, com os proveitos permitidos associados ao OPEX e observar o impacte da redefinição da base de custos, excluindo custos com eletricidade.

Esta evolução é apresentada não considerando os custos de acesso às redes. Nesta mesma Figura 2-9 podemos também observar que o afastamento entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX, no período compreendido entre 2012 e 2014, são devidos à evolução da componente de custos operacionais excluindo custos com energia elétrica e custos de acesso às redes.

**Figura 2-9 - Evolução dos custos da REN Atlântico
(excluindo custo do acesso às redes, preços correntes)**



Fonte: ERSE e REN

Para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, os custos com o acesso às redes, considerados no anterior período regulatório como um *pass-through*, foram incorporados na parcela fixa, sujeita a meta de eficiência, com o objetivo de incentivar uma maior eficiência na gestão do consumo energético, de forma a melhor aproveitar as estruturas tarifárias existentes.

2.4.1.5 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

No atual período regulatório verificou-se um afastamento entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX (excluindo custo de eletricidade e custos do acesso às redes) determinados através da aplicação de metas de eficiência à atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Esse afastamento, entre 2012 e 2014, como referido anteriormente, foi influenciado pela queda observada nos indutores (-26% consumo de energia e -31% na energia de GN regaseificado).

Para o novo período regulatório dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019 foram novamente avaliadas as diferentes alternativas de potenciais indutores, nomeadamente através dos respetivos coeficientes de variação e dos coeficientes de correlação entre os indutores e os custos operacionais. O Quadro 2-3 abaixo apresenta os coeficientes de correlação entre os potenciais indutores de custos e os coeficientes de variação de cada um desses indutores.

Quadro 2-3 - Coeficiente da variação dos indutores e coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

	Coeficiente de correlação com Custos reais líquidos proveitos excluindo eletricidade	Coeficiente de variação (Desvio Padrão/Média)
Energia GN regasificado para a rede de transporte (GWh)	0,12	0,28
Capacidade de emissão/regasificação instalada (GWh/dia)	0,24	0,05
Capacidade de emissão/regasificação utilizada (GWh/dia)	0,27	0,19
Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)	-0,52	0,12
Energia GNL para camiões cisterna (GWh)	-0,29	0,26
Média mensal de GNL armazenado (GWh)	0,17	0,35
Capacidade de armazenamento (GWh)	0,10	0,26
Capacidade de emissão (m3/h)	0,22	0,17

Fonte: ERSE, REN

Verifica-se que nenhum dos potenciais indutores de custos apresentou um coeficiente de correlação elevado, à semelhança do ocorrido na mesma análise aquando da definição dos parâmetros desta atividade para o anterior período regulatório. É de salientar, no entanto, que os indutores que apresentam coeficientes de correlação com valores menos baixos são, de um modo geral, aqueles de natureza menos variável, que apresentam um coeficiente de variação inferior, o que poderá ser um indicador de um peso superior de custos fixos face aos variáveis. Neste Quadro 2-3 podemos observar que as correlações entre os custos e os diferentes indutores são bastante baixas (inferiores a 0,3), sendo de registar algumas correlações negativas, ao contrário do que seria de esperar.

É importante salientar o cuidado a ter na avaliação das estatísticas descritivas apresentadas, em particular o coeficiente de correlação, numa análise com estas características. Também é necessário realçar que esta prudência não diz apenas respeito a esta análise em particular, sendo uma precaução que se deverá ter em consideração na análise respeitante, nomeadamente, às correlações entre indutores e custos nas diversas atividades apresentados ao longo do presente documento. Esta estatística é, desta forma, somente uma medida de correlação entre as variáveis, avaliando apenas uma relação linear e que não implica, necessariamente, uma relação causal. Adicionalmente, as reduzidas dimensões das amostras analisadas (2008 a 2014, ou 2015, dependendo da disponibilidade dos dados) poderá ser fortemente enviesada pela presença de *outliers*.

A análise efetuada não permite retirar conclusões significativas, à semelhança do verificado no anterior período regulatório, continuando a ser uma amostra com limitações, apesar de um maior número de observações.

Os três indutores que observam maior correlação são indutores de capacidade, sendo também os que registam dos menores valores em termos de coeficiente de variação. A ERSE continua, no entanto, a considerar que dever-se-á manter o princípio de partilha de risco da variação das quantidades entre o operador do Terminal de GNL e os consumidores.

Face ao exposto, a ERSE entende justificar-se a manutenção do indutor do anterior período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, as quantidades de gás natural liquefeito regaseificado para a rede de transporte, que observa alguma volatilidade, permitindo alguma partilha de risco. No entanto, a parcela fixa aumenta, de 60% para 80% no atual período regulatório, nomeadamente por incorporação nesta parcela dos custos de acesso às redes, sujeita a meta de eficiência, anteriormente considerada como *pass-through*. Desta forma, o peso da parcela variável, que evolui em função das quantidades de gás natural liquefeito regaseificado, passará a representar 20% dos proveitos, enquanto no anterior período regulatório representava 40%.

Para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 os custos com a eletricidade (excluindo custos de acesso às redes) são determinados com base no consumo de energia ativa, dando-se continuidade ao estabelecido no anterior período regulatório.

Como referido anteriormente, a base de custos a considerar para 2016 partiu de uma desagregação em três parcelas:

- Média entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX de 2014, excluindo custo com acessos às redes e custos de energia elétrica;
- Custos de energia elétrica (excluindo custo com acessos às redes);
- Custo com acessos às redes.

A componente fixa da base de custos a considerar em 2016 foi calculada com base em duas parcelas:

- Média entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX de 2014, excluindo custo com acessos às redes e custos de energia elétrica;
- Custo com acessos às redes;

O valor resultante da média entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX de 2014 (excluindo custo com acessos às redes e custos de energia elétrica) foi atualizada para 2016 em função do IPIB considerado pela ERSE nas tarifas, do fator de eficiência de 3% ao ano, o fator em vigor no anterior período regulatório, e das quantidades dos indutores reais para 2014, estimados para 2015 e previstos para 2016. A este valor foi adicionado o valor do custo com o acesso às redes para 2016 previsto pela empresa.

O valor a considerar para a componente fixa da base de custos em 2016 para a atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, representa 80% deste valor, sendo apresentado no Quadro 2-5 abaixo.

Os restantes 20% correspondem ao valor que é usado para determinar o valor unitário da componente variável unitária em função da energia regaseificada, tendo em conta a quantidade prevista do indutor para 2016.

Para determinação da base de custos para 2016 considerou-se, na componente de custos com o consumo de energia elétrica, o custo unitário de 2014, atualizado para 2016 utilizando a variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP e um fator de eficiência de 1,5% ao ano, o fator em vigor no anterior período regulatório.

As variações médias anuais dos preços da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP, consideradas pela ERSE, estão de acordo com o Quadro 2-4.

Quadro 2-4 - Preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP

Entrega em:	Preço médio (EUR/MWh)	Variação anual
2014	50,940	-6,1%
2015	44,345	-12,9%
2016	46,570	5,0%

Fonte: ERSE, OMIP

O Quadro 2-5 apresenta a base de custos a considerar para o ano de 2016.

Quadro 2-5 - Base de custos da REN Atlântico para 2016

	2016
Componente fixa (10 ³ €)	4 645
Componente variável unitária em função da energia regaseificada (€/kWh)	0,080804
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP (€/kWh)	0,045310

Para os anos de 2017 a 2019, será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e na componente variável em função da energia regaseificada e Δ OMIP – X na componente variável em função da média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros do OMIP.

A Δ OMIP para o ano *s* é calculada com base na média das cotações diárias entre 1 de janeiro do ano *s-1* e 28 de fevereiro do ano *s*, de todos os contratos de futuros do mercado português e espanhol, com o último dia de entrega para 31 de dezembro do ano *s*. Caso se verifique alguma alteração que impossibilite a aplicação desta forma de cálculo, a ERSE determinará qual a forma de cálculo a usar na determinação da Δ OMIP.

2.4.1.6 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

No anterior período regulatório, tendo em conta a estabilização em termos do crescimento da atividade do Terminal de GNL, foi definido um fator de eficiência de 3% ao ano. Tendo em conta as análises anteriores em termos de evolução dos custos e dos proveitos permitidos associados ao OPEX, nomeadamente o aumento do *gap* entre os mesmos, entendeu-se recalibrar a meta de eficiência, com uma redução para um fator de eficiência de 2% ao ano, aplicado à componente fixa e à parcela variável em função da energia regaseificada. A redução da meta de eficiência tem, assim, em conta o esforço que será necessário de forma a que a empresa consiga alcançar a base de custos que foi definido para 2016. Com esta medida, pretende-se possibilitar que a empresa disponha de um intervalo de tempo suficiente para consolidar a diminuição dos seus custos. É de realçar que este fator internaliza os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 2%¹¹.

Na componente energia, será aplicado um fator de eficiência de 2% ao ano, com vista a incentivar a empresa a uma maior eficiência na negociação e contratação de fornecimento de energia elétrica.

O Quadro 2-6 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

¹¹ Registe-se que no estudo realizado para a atividade de distribuição de energia elétrica, aquando da definição dos parâmetros regulatórios para esta atividade, o impacte da evolução tecnológica na evolução dos custos tinha sido estimado acima de 2,5%. Ver documento “Parâmetros de Regulação para o Período de 2015 a 2017” disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Par%C3%A2metros%202015-2017.pdf>

Quadro 2-6 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período regulatório 2016-2017 – 2018-2019

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (incluindo custo de acesso às redes)		80%	-	IPIB _{s-1} - X	2,0%
Parcela variável	GN regaseificado para a rede de transporte (GWh)	20%	Energia regaseificada injetada na rede de transporte		
Custo de eletricidade (excluindo custo de acesso às redes)		100%	Consumo de energia ativa	Δ média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP - X	2,0%

2.4.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

2.4.2.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

Ao longo do primeiro período regulatório (2007-2008 a 2009-2010) a atividade de Transporte de gás natural foi regulada por custos aceites, com remuneração dos ativos imobilizados fixos não financeiros e com ajustamentos ao fim de dois anos com base em valores reais. Foi, também, aplicado um mecanismo de alisamento do valor dos ativos imobilizados, calculando o valor atualizado dos bens imobilizados durante os 40 anos do período de concessão, ponderado com o valor das quantidades transportadas previstas atualizadas e consideradas igualmente para todo o período a concessão.

No segundo período regulatório (2010-2011 a 2012-2013) foi implementada uma regulação por custos eficientes, não tendo, no entanto, sido feito um estudo abrangente para a definição dos indutores de custos e dos parâmetros de eficiência a aplicar. O trabalho de fixação de parâmetros contou com a colaboração da REN no sentido de se estabelecer a metodologia a aplicar. Foi estabelecida uma metodologia do tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e três parcelas indexadas à evolução das variáveis quantidades transportadas, extensão da rede transporte e número de GRMS. A parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e as três parcelas variáveis evoluíram anualmente em função de IPIB_{s-1}-X, com um fator de eficiência de 3,8% no primeiro ano e de 0% nos anos seguintes.

No anterior período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 a ERSE manteve o peso da componente fixa dos proveitos em 45%. Relativamente à parcela variável, mantiveram-se como indutores de custos os quilómetros de rede e o número de GRMS, com um peso de 25% cada, enquanto a energia transportada foi substituída pela capacidade utilizada na ótica comercial, com um peso de 5%, tendo sido aplicado um fator de eficiência de 1,5% ao ano. Os custos com transporte por rodovia de GNL para abastecimento de UAG's foram aceites como *pass-through*.

Assim, no anterior período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 o apuramento anual do OPEX da atividade de Transporte de gás natural foi efetuado de acordo com as componentes de custo indicadas no quadro seguinte.

Quadro 2-7 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		45%	-	IPIBs-1 - X	1,5%
Parcela variável	Kms gasodutos fim ano civil	25%	km de rede		
	GRMS fim ano civil	25%	nº de GRMS		
	Capacidade utilizada-ótica comercial	5%	GWh/dia		
Custos pass through	Custo de transporte de gás natural por rodovia	-	-	-	-

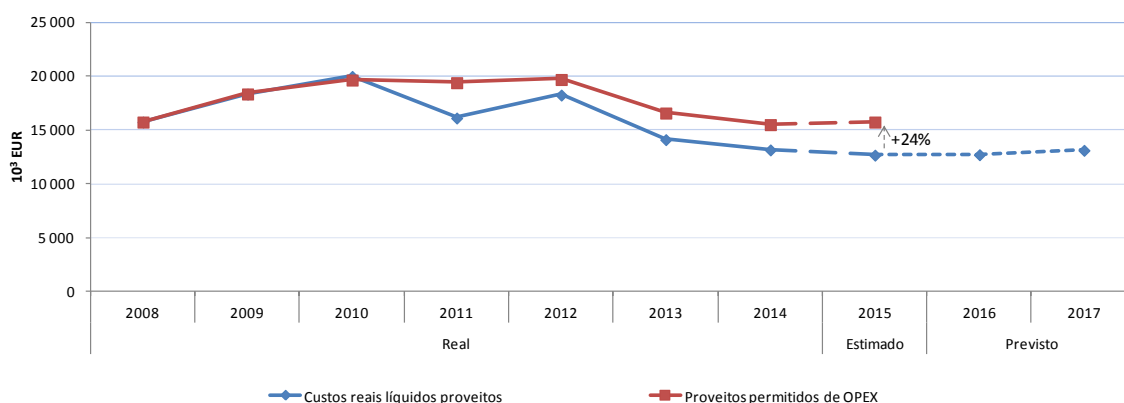
Os proveitos da atividade de Transporte de gás natural são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2.4.2.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

Para a fixação de parâmetros da atividade de Transporte de gás natural para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) da atividade, tendo em conta as particularidades já mencionadas anteriormente, designadamente o facto de no primeiro período regulatório ter-se aplicado uma regulação sem metas de eficiência e nos seguintes períodos regulatórios se terem aplicado diferentes metas de eficiência.

A Figura 2-10 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2014, a estimativa para 2015, e os valores previstos para os anos de 2016 e 2017. É também apresentada para o mesmo período a evolução dos proveitos permitidos associados ao OPEX, em sede de ajustamentos.

Figura 2-10 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de Transporte (preços constantes de 2016)

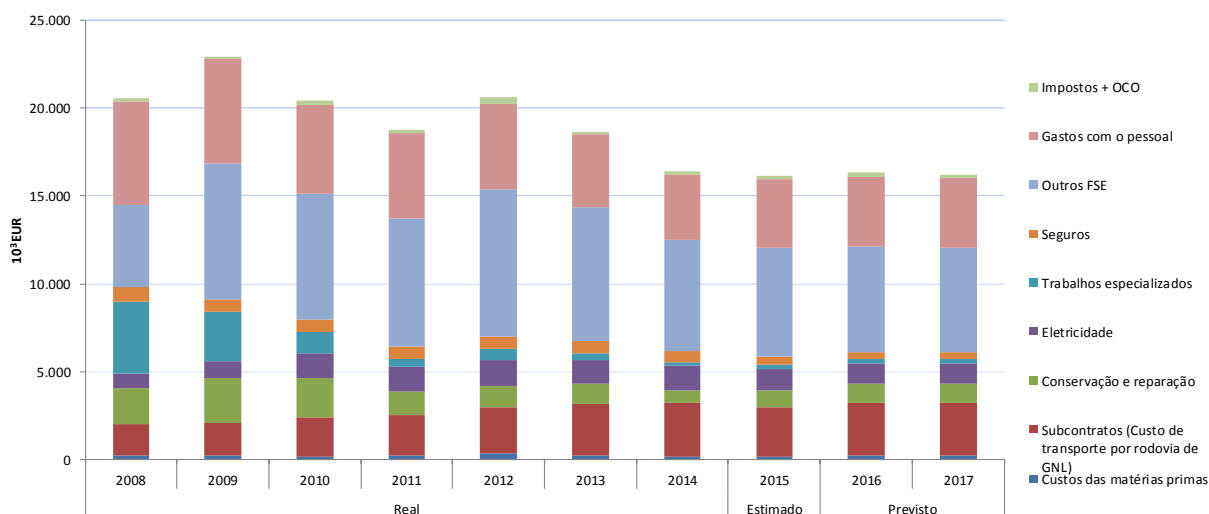


Fonte: ERSE e REN

Verifica-se uma aderência entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX ao longo do período compreendido entre os anos de 2008 e de 2010. A partir de 2012 verificou-se uma tendência descendente dos custos reais líquidos de proveitos da REN, tendo-se registado a partir de 2013 níveis de custos inferiores aos verificados em 2008. O valor dos proveitos permitidos associados ao OPEX para 2015 é 24% superior ao valor estimado pela empresa, o que representa uma diferença de 3,1 milhões de euros.

A Figura 2-11 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa ao nível da atividade de Transporte de gás natural entre 2008 e 2017, por naturezas.

Figura 2-11 - Evolução dos custos da atividade de Transporte de gás natural por naturezas (preços constantes de 2016)



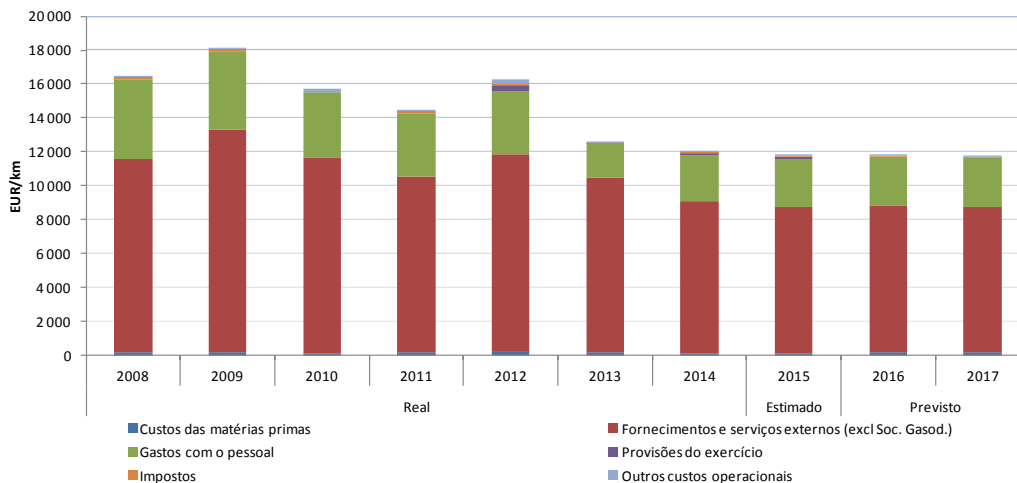
Fonte: ERSE e REN

Ao nível dos fornecimentos e serviços externos destacam-se os outros custos com fornecimento e serviços externos, os custos com conservação e manutenção, os trabalhos especializados (até 2010) e os custos com subcontratos (resultantes do transporte de GNL por rodovia). No atual período regulatório, à semelhança do aplicado no anterior período regulatório, estes custos foram aceites fora do âmbito da aplicação de metas de eficiência.

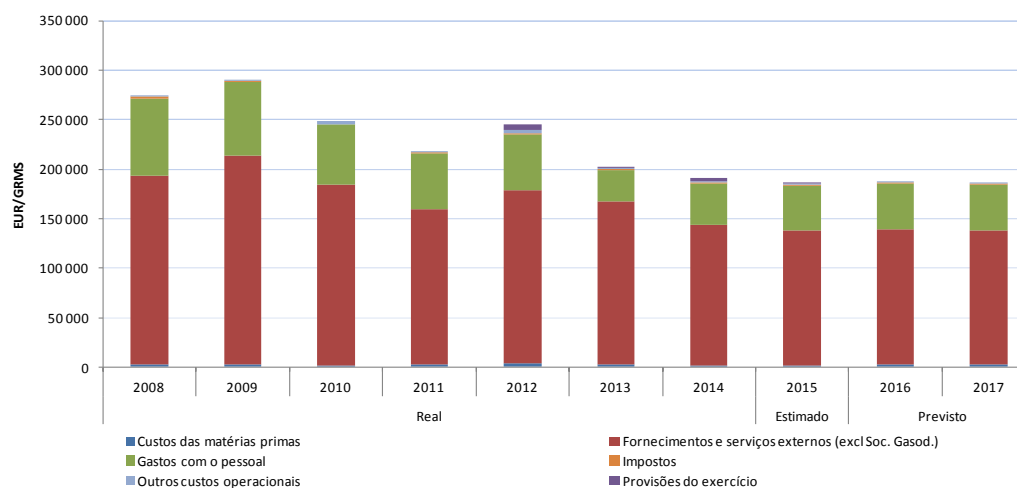
A Figura 2-12 apresenta, em termos unitários, a evolução dos custos de OPEX (a preços constantes de 2016), da atividade de Transporte de gás natural, tendo em conta os indutores de custos utilizados nesta atividade no anterior período regulatório (quilómetros de rede, número de GRMS e capacidade utilizada na ótica comercial). Refira-se que para esta análise são deduzidos os custos imputados a trabalhos para a própria empresa. São também deduzidos os custos líquidos de proveitos, ocorridos até 2012, resultantes do relacionamento com as Sociedades de Gasodutos.

**Figura 2-12 - Custos unitários da atividade de Transporte de gás natural
(preços constantes de 2016)**

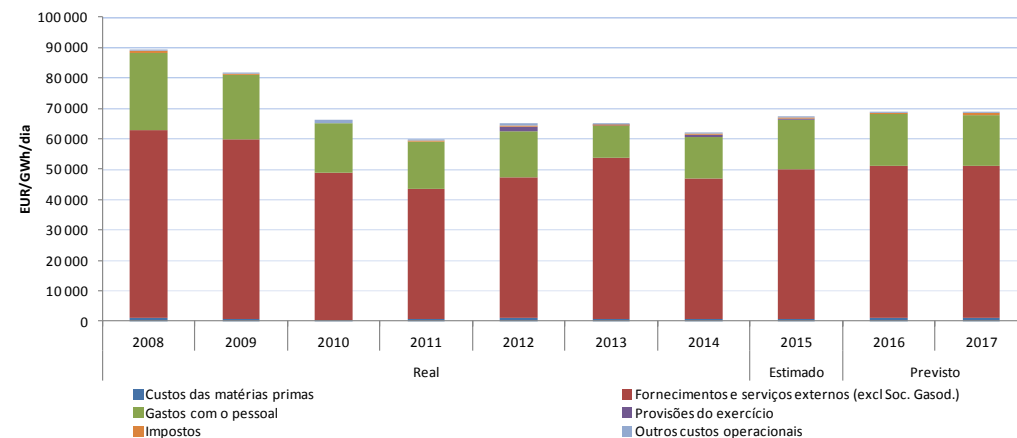
Em função dos quilómetros de rede



Em função do número de GRMS



Em função da capacidade utilizada na ótica comercial



Fonte: ERSE e REN

Em 2014 verificou-se um decréscimo dos custos unitários em todos os indutores devido a uma redução dos custos líquidos de proveitos. O acréscimo estimado para 2015 dos custos unitários em função da capacidade utilizada na ótica comercial deve-se ao decréscimo previsto para a evolução desta variável.

2.4.2.3 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

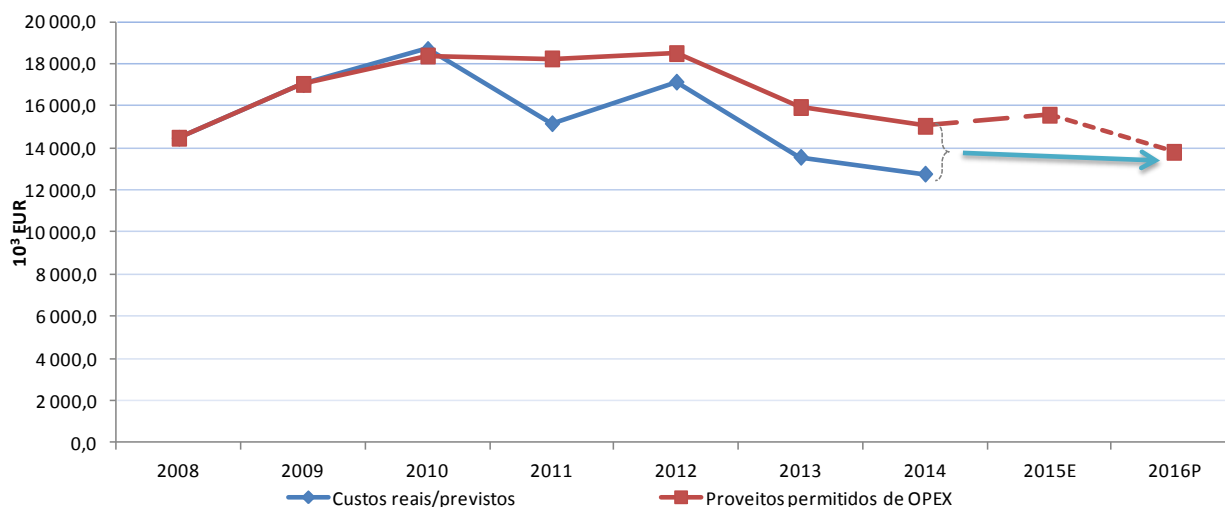
Face ao exposto anteriormente, e face à análise e avaliação da evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX, entendeu-se que se justificava uma revisão da base de custos, à semelhança da Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Assim, para definição da base de custos para 2016, a ERSE considerou os custos reais de 2014, pelo facto de este ser o último ano auditado, e os proveitos permitidos associados ao OPEX do mesmo ano. Estes custos foram atualizados para 2016, utilizando o IPIB, os indutores de custos e os fatores de eficiência considerados pela ERSE em vigor nesse período (período regulatório dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016).

A revisão da base de custos tem como objetivo, por um lado, a partilha com os consumidores de parte dos ganhos alcançados pela empresa em termos de diminuição de custos e, por outro, continuar a incentivar a empresa em diminuir os seus custos, permitindo que a empresa retenha parte dos ganhos de eficiência obtidos.

A Figura 2-13 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de Transporte de gás natural com os proveitos permitidos associados ao OPEX, incluindo a o valor recalibrado da nova base de custos.

**Figura 2-13 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e REN

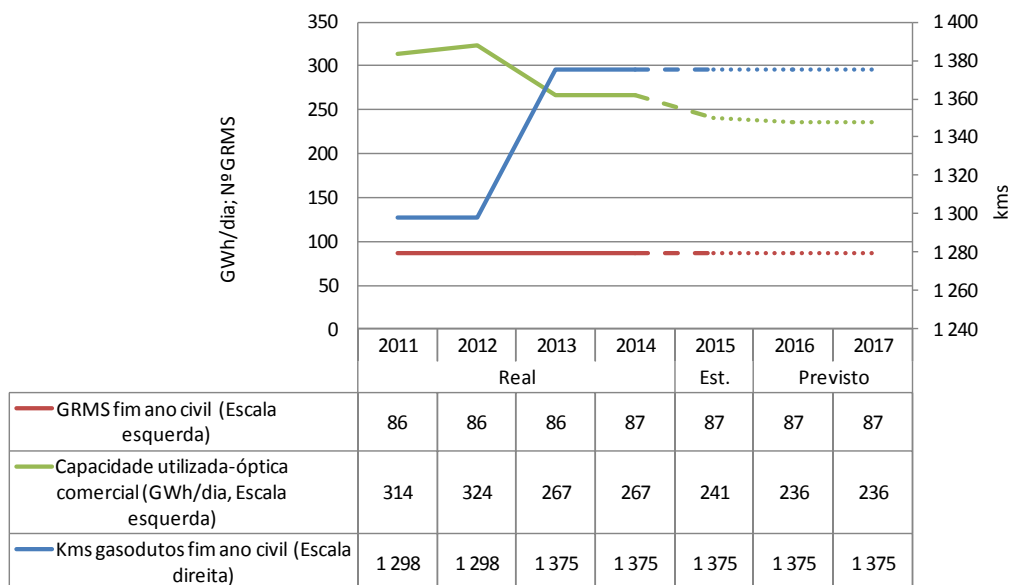
Na definição dos parâmetros para o período regulatório 2010-2011 a 2012-2013 os custos suportados pela REN Gasodutos com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's estavam incluídos na base de custos eficientes. Tendo em conta que estes custos não são da responsabilidade do ORT e face ao seu crescimento ocorrido ao longo desse período regulatório a ERSE aceitou, no período regulatório 2010-2011 a 2012-2013 o sobrecusto com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's fora do âmbito do mecanismo de custos eficientes. Para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 os custos com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's são aceites em base anual. No entanto, a ERSE considerou que, na salvaguarda dos interesses dos consumidores de gás natural, deveria ser imposto um racional de eficiência para a aceitação dos referidos custos. Neste sentido, a ERSE determinou que passariam a ser publicados anualmente os custos unitários de referência com o transporte de gás natural por rodovia, sendo esse o valor máximo a aceitar nas tarifas anuais.

Para o período regulatório agora iniciado, dos anos gás 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE entendeu que se justificava a manutenção da mesma metodologia do anterior período regulatório, relativamente ao custo com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's, dando continuidade ao definido no anterior período regulatório.

2.4.2.4 EVOLUÇÃO DE INDICADORES FÍSICOS

Os indutores de custo de natureza física utilizados para a atividade de Transporte de gás natural no período regulatório de 2013-2014 a 2015-2016 são os apresentados no Quadro 2-7, cuja evolução entre 2011 e 2017¹² se apresenta na Figura 2-14 *infra*.

Figura 2-14 - Evolução dos indutores de custo



Fonte: ERSE, REN

Constata-se da figura anterior, que o número de GRMS e da extensão da rede de transporte apresentaram, no corrente período regulatório, valores constantes. Desta forma, no período regulatório anterior para os anos gás 2013-2014 a 2015-2016, a parcela fixa resultou num peso de 95% dos proveitos permitidos associados ao OPEX, em virtude do peso destes dois indutores de custos ser igual a 50%. Assim, deixou de fazer sentido continuar a utilizar estas variáveis como indutores de custos, uma vez que a mesmas passaram a ter uma natureza essencialmente constante.

No que respeita à evolução da capacidade utilizada na ótica comercial, esta apresenta uma tendência de diminuição, registando uma volatilidade muito reduzida. É de salientar que a utilização deste indutor pretendia manter o princípio de partilha de risco da variação das quantidades entre o operador da rede de transporte e os consumidores. No entanto, a acrescentar à volatilidade nula dos dois indutores anteriormente referidos, o cálculo da capacidade utilizada na ótica comercial resultou, na prática, num valor máximo de 24 meses da capacidade utilizada, o que diminuiu a volatilidade do indutor. Desta forma,

¹² Valores reais de 2011 a 2014, valor estimado em 2015 e valores previsionais de 2016 a 2017.

a ERSE entendeu alterar a forma de cálculo deste indutor, passando a ser considerada a capacidade máxima diária de 12 meses, como se apresenta no ponto seguinte.

2.4.2.5 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

No atual período regulatório verificou-se um aumento do *gap* entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX determinados através da aplicação de metas de eficiência à atividade de Transporte de GN, em parte por efeito dos ganhos de eficiência e redução de custos da empresa.

Como referido anteriormente, deixou de fazer sentido continuar a utilizar como indutores de custos o número de GRMS e a extensão da rede de transporte, uma vez que os mesmos passaram a ter uma natureza essencialmente constante. Para o novo período regulatório dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019 foram novamente avaliadas as diferentes alternativas de potenciais indutores, nomeadamente através dos respetivos coeficientes de variação e dos coeficientes de correlação entre os indutores e os custos operacionais. O Quadro 2-3 abaixo apresenta os coeficientes de correlação entre os potenciais indutores de custos e os coeficientes de variação de cada um desses indutores.

Quadro 2-8 - Coeficiente de variação dos indutores e coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da atividade de Transporte de GN

	Coeficiente de correlação com Custos reais líquidos proveitos	Coeficiente de variação (Desvio Padrão/Média)
Energia transportada	0,76	0,11
Kms gasodutos fim ano civil	-0,66	0,04
GRMS fim ano civil	-0,35	0,05
Capacidade instalada nos pontos de saída	-0,15	0,06
Capacidade utilizada nos pontos de saída	0,58	0,07
Capacidade utilizada-óptica comercial (GWh/dia)	0,62	0,12
Capacidade utilizada nas saídas (máximo diário de 12m, GWh/dia)	0,75	0,13

Fonte: ERSE, REN

Os indutores apresentam, de um modo geral, um coeficiente de variação muito baixo, não permitindo uma grande partilha de risco. Assim, a escolha do indutor teve como critérios de escolha o coeficiente de correlação, a simplicidade de cálculo e a partilha de algum risco de procura entre empresa e consumidores. É de salientar novamente o cuidado a ter na avaliação do coeficiente de correlação, sendo apenas uma

avaliando de uma relação linear, não implicando, necessariamente, uma relação causal¹³. No entanto, esta variável estatística constitui, no quadro atual, um indicador muito útil na definição dos indutores de custo.

Deste modo, entendeu-se manter o tipo de indutor do anterior (capacidade máxima utilizada nas saídas) com uma alteração da forma de cálculo (para um máximo diário de 12 meses), que regista uma maior aderência aos custos e uma volatilidade ligeiramente superior aos restantes, nomeadamente quando comparado com o indutor anteriormente utilizado, que na prática resultava num valor máximo de 24 meses da capacidade utilizada.

Tendo em conta o exposto, na base de custos para 2016 foi definida uma parcela fixa e uma parcela variável em função da capacidade máxima utilizada nas saídas (máximo diário de 12 meses). No entanto, a parcela fixa aumenta, de 45% para 60% no atual período regulatório, nomeadamente por retirada dos dois indutores de natureza fixa que representavam um peso total de 50%. Desta forma, o peso da parcela variável, que evolui em função da capacidade máxima utilizada nas saídas (máximo diário de 12 meses), passará a representar 40% dos proveitos, enquanto no atual período regulatório representava apenas 5%, em virtude de ser um de três indutores considerados no anterior período regulatório, que representavam um peso da parcela variável de 55%.

Como referido anteriormente, os custos com transporte por rodovia de GNL para abastecimento de UAG's são aceites como um *pass-through*, com limite no valor aceite nas tarifas anuais, tendo em conta os valores dos custos unitários de referência com o transporte de gás natural por rodovia, publicados anualmente.

Assim, no cálculo das parcelas da base de custos da atividade de Transporte de GN da REN Gasodutos para 2016, tendo em conta o valor total atrás definido na base de custo controláveis, este foi alocado em 60% à componente fixa e em 40% à parcela variável que irá evoluir em função da capacidade máxima utilizada nas saídas (máximo diário de 12 meses). O valor unitário desta parcela variável foi determinado tendo em conta o valor previsto para este indutor em 2016. Esta previsão teve em conta o rácio observado em 2015 para os valores estimados de energia transportada e este indutor e o valor previsto de energia transportada pela empresa para o ano de 2016. Desta forma, assumiu-se uma relação constante entre energia transportada e capacidade máxima utilizada nas saídas (máximo diário de 12 meses) entre 2015 e 2016.

Seguidamente, apresenta-se a base de custos a considerar para o ano de 2016. Refira-se que os custos de fornecimentos e serviços externos que sejam imputados a trabalhos para a própria empresa não estão considerados nesta base de custos.

¹³ Pelos motivos expostos no ponto 2.4.1.5.

Quadro 2-9 - Base de custos da atividade de Transporte de GN da REN Gasodutos para 2016

	2016
Parcela fixa (10 ³ €)	8 294
Componente variável unitária em função da capacidade utilizada nas saídas (máximo diário de 12 meses, 10 ³ €/GWh/dia)	22,725401

Para o ano de 2017 será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e na componente variável.

2.4.2.6 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Como referido anteriormente, na revisão da base de custos definida para o atual período regulatório, esta mantém-se superior aos custos reais. Desta forma será aplicada uma meta de eficiência de 3%, superior à que seria aplicada caso a totalidade dos ganhos fossem transferidos para os consumidores, como forma de incentivar a empresa a continuar o esforço de diminuição do OPEX, tendo também em consideração que este fator de eficiência agora definido engloba incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico.

O Quadro 2-10 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Transporte de gás natural, para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

Quadro 2-10 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Transporte de gás natural no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		60%	-	IPIB _{s,1} - X	3,0%
Parcela variável	Capacidade utilizada nas saídas (máximo diário últimos 12 meses)	40%	GWh/dia		
Custos pass through	Custo de transporte de gás natural por rodovia	-	-	-	-

2.4.3 ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

2.4.3.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

Nos dois primeiros períodos regulatórios a atividade de Armazenamento Subterrâneo foi regulada por custos aceites, com remuneração dos ativos imobilizados fixos não financeiros e com ajustamento ao fim de dois anos, baseado em valores reais.

Os proveitos da atividade de Armazenamento Subterrâneo são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo aos seus utilizadores, nos termos definidos no Regulamento Tarifário. Até ao ano de 2015, a existência de dois operadores distintos ao nível desta atividade, e a aplicação de uma tarifa única, implicava que, anualmente, um dos operadores recuperava um valor de proveitos superior ao que lhe era permitido em função da sua estrutura de custos, enquanto o outro operador recuperava um montante inferior. Este diferencial de proveitos era transferido pelo operador que recuperava o excedente para o outro deficitário, nos termos definidos pela ERSE nos documentos de Proveitos Permitidos e de Tarifas, para cada ano gás. Este valor era designado por compensação entre operadores de armazenamento subterrâneo. Com a aquisição, em meados de 2015, por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem, S.A. do controlo dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural por trespasses da concessão parcial, nomeadamente duas cavidades já existentes e os direitos de construção de duas novas cavidades, deixou de se tornar necessário a aplicação desta compensação.

No período regulatório dos anos gás 2013-2014 a 2015-2016, a metodologia de regulação da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural foi alterada para uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos de exploração, com parcelas fixa e variável. No início do período regulatório, a definição dos parâmetros de regulação para a atividade de Armazenamento Subterrâneo revelou-se um desafio de um grau de dificuldade e complexidade elevado, quer pela reduzida maturidade da atividade, quer pelo facto de ser a única atividade de Alta Pressão que era exercida por mais do que um operador, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem. As duas empresas, apesar de exercerem a mesma atividade, apresentavam estruturas de custos diferentes decorrentes das diferentes competências no que respeita à exploração das infraestruturas de armazenamento subterrâneo. À REN Armazenagem competia a exploração das instalações de superfície, nomeadamente da estação de gás e da estação de lixiviação.

A atividade de Armazenamento Subterrâneo, tal como referido anteriormente, foi regulada nos dois primeiros períodos regulatórios por custos aceites em base anual, e encontrava-se ainda em fase de expansão, tendo entrado em exploração em 2013 uma caverna da Transgás Armazenagem e em 2014 uma caverna da REN Armazenagem.

Tendo em conta a atividade da REN Armazenagem e a análise efetuada no anterior período regulatório, a ERSE fixou uma parcela fixa de 70% e duas parcelas variáveis, energia extraída/injetada e capacidade de

armazenamento, cada qual com um peso de 15%. No caso da Transgás Armazenagem, a ERSE decidiu para o referido período regulatório dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016 fixar uma parcela fixa de 70%, e uma parcela variável, em função da capacidade de armazenamento, com um peso de 30%, não tendo sido considerado como indutor de custo no caso da Transgás Armazenagem a energia extraída/injetada, pelo facto de as instalações de superfície serem operadas pela REN Armazenagem. Por fim, foram definidas metas de eficiência diferentes a aplicar a cada operador, tendo sido definida uma meta de eficiência de 1,5% ao ano a aplicar à REN Armazenagem e uma meta de eficiência de 4% ao ano a aplicar à Transgás Armazenagem.

Assim, no anterior período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 o apuramento anual do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural era respeitante às duas empresas mencionadas e foi efetuado de acordo com as componentes de custo indicadas no quadro seguinte.

Quadro 2-11 - Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016

		Peso das componentes		Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual	
		REN Armazenagem	Transgás Armazenagem			REN Armazenagem	Transgás Armazenagem
Parcela fixa		70%	70%	-	IPIBs-1 - X	1,5%	4,0%
Parcela variável	Energia extraída/injetada	15%	-	Energia extraída/injetada (GWh)			
	Capacidade de armazenamento	15%	30%	Capacidade de armazenamento (GWh)			

2.4.3.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

Como já referido, a atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural era exercida por dois operadores, a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem, sendo a propriedade e operação das instalações de superfície da responsabilidade da REN Armazenagem.

Para a fixação de parâmetros para o período regulatório dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de exploração (OPEX) tendo em consideração:

- O facto da atividade ter sido regulada, até ao período regulatório terminado em 2012-2013, por custos aceites em base anual;
- Os ganhos de eficiência alcançados no anterior período regulatório;
- A expansão da atividade já referida anteriormente, com a entrada em exploração de uma caverna em 2013 e outra em 2014;

- A atividade ter deixado de ser exercida por dois operadores durante o atual período regulatório, tendo passado a ser exercida apenas pela REN Armazenagem.

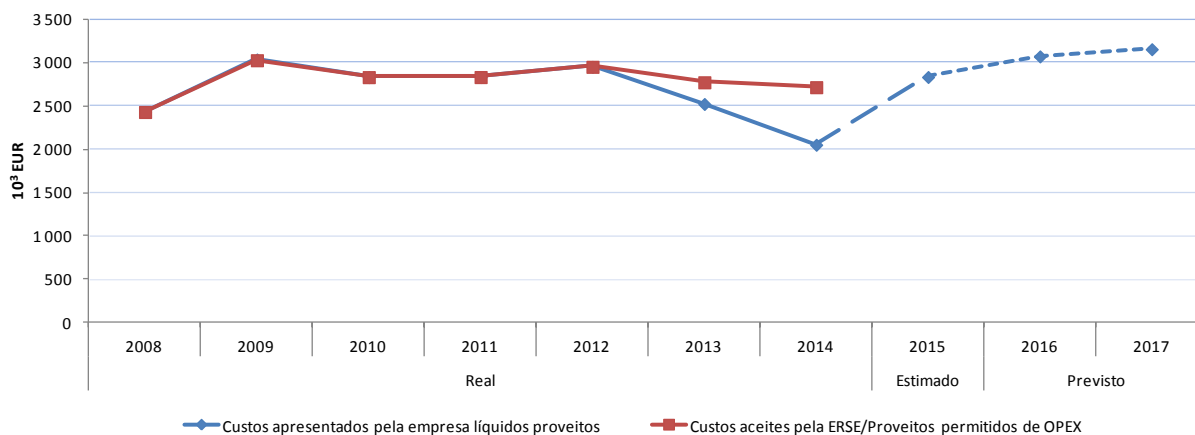
Da análise efetuada foram excluídos os custos relacionados com as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo, já referidas anteriormente

REN ARMAZENAGEM

A Figura 2-15 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2014, a estimativa para 2015, e os valores previstos para os anos de 2016 e 2017. É também apresentada para o mesmo período a evolução dos custos aceites pela ERSE líquidos de proveitos até 2012 e dos proveitos permitidos de OPEX a partir desse ano, em sede de ajustamentos.

A regulação por custos aceites implicou a quase igualdade entre os custos incorridos pela empresa líquidos de proveitos e os custos aceites para efeitos tarifários até 2012.

Figura 2-15 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da REN Armazenagem (preços constantes de 2016)

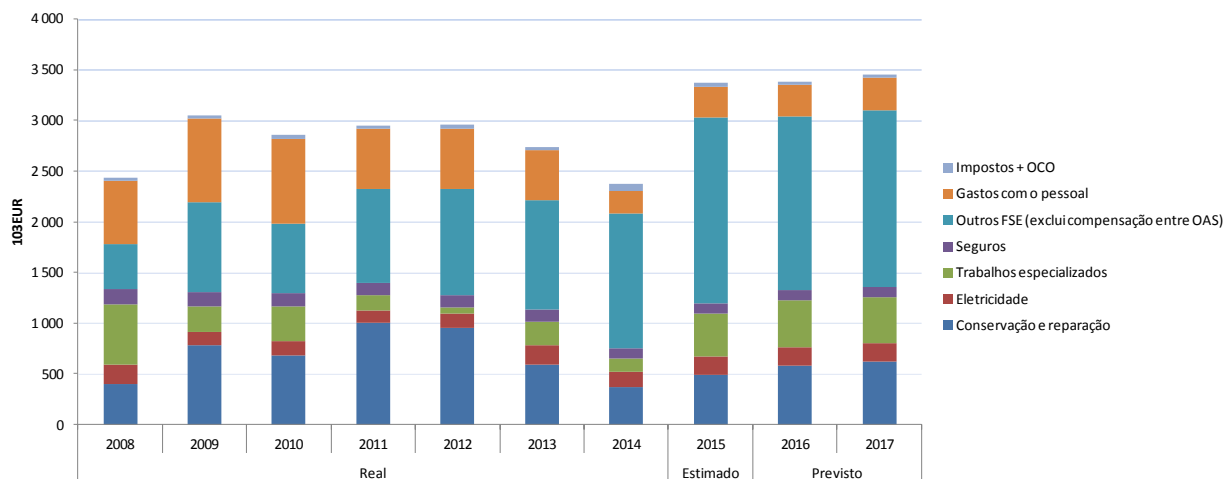


Fonte: ERSE e REN

Verifica-se que os custos aceites correspondem à globalidade dos custos reais ao longo do período 2008-2012. A partir do ano gás 2013-2014, a metodologia de regulação da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural foi alterada para uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos de exploração, tendo-se verificado uma diminuição acentuada dos mesmos em 2013 e 2014. A estimativa dos custos para o ano de 2015 apresenta uma subida acentuada dos custos em resultado da transferência de exploração das cavidades TGC 1 e TGC 2 da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem, passando esta última a ser o único operador de Armazenamento Subterrâneo.

A Figura 2-16 apresenta a evolução dos custos com OPEX da atividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural da REN Armazenagem entre 2008 e 2017, por naturezas.

**Figura 2-16 - Evolução dos custos da REN Armazenagem
(preços constantes de 2016)**



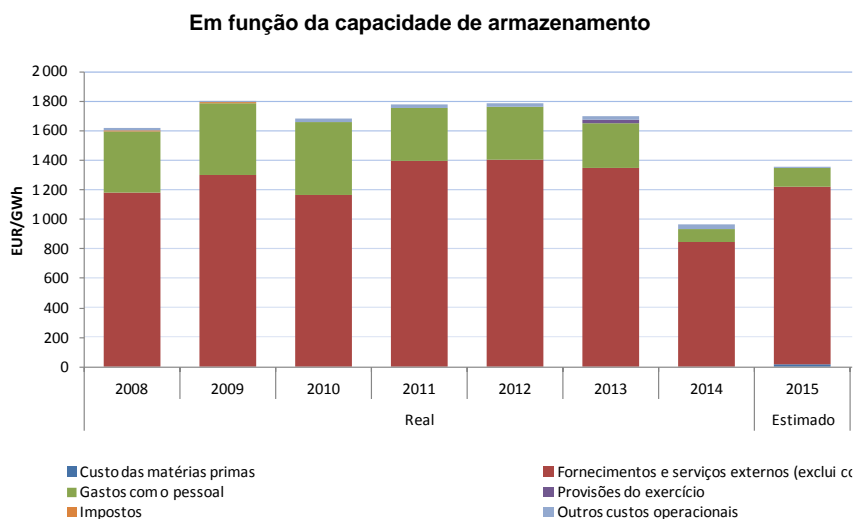
Fonte: ERSE e REN

Tal como nas restantes atividade de Alta Pressão, na atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural são os custos com fornecimentos e serviços externos os que representam a maior parcela. As rubricas com maior peso são a conservação e reparação, outros fornecimentos e serviços externos e gastos com pessoal, que no seu conjunto representam, em 2014, cerca de 80% dos custos de OPEX da REN Armazenagem.

Refira-se que estes valores não incluem as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo.

A Figura 2-17 apresenta a evolução dos custos unitários de OPEX da REN Armazenagem, tendo em conta a capacidade de armazenamento. Estes valores referem-se apenas às cavernas que eram propriedade da REN Armazenagem até 2015 e exclui-se o *cushion gas*.

**Figura 2-17 - Custos unitários da REN Armazenagem
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e REN

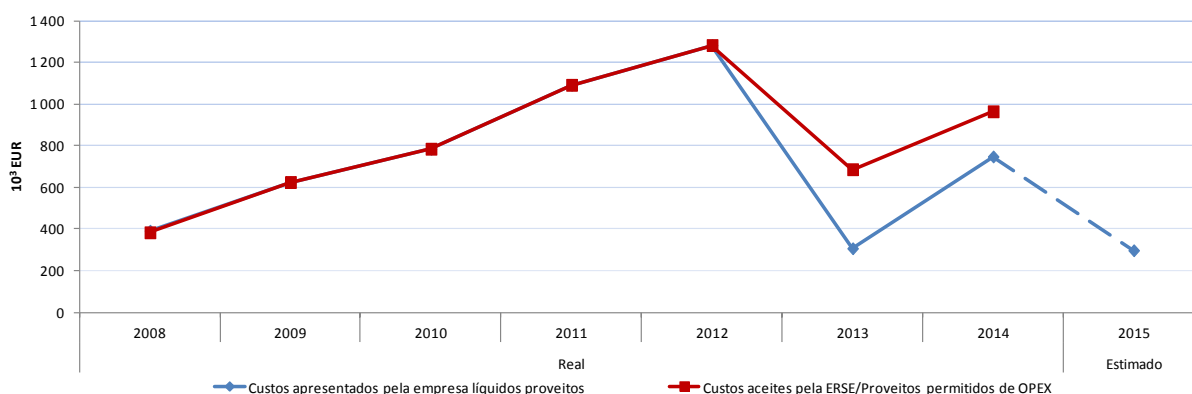
Os custos unitários por capacidade de armazenamento apresentam alguma estabilidade entre 2008 e 2013, quando comparados com a diminuição drástica em 2014, em virtude da entrada em exploração de uma nova caverna. Para 2015 prevê-se um acréscimo dos custos unitários, por via do acréscimo ao nível dos fornecimentos e serviços externos e dos gastos com pessoal.

TRANSGÁS ARMAZENAGEM

A Figura 2-18 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2014 e a estimativa para 2015, ano em que a Transgás Armazenagem cessou esta atividade, tendo apenas operado cerca de meio ano. É também apresentada para o mesmo período a evolução dos custos aceites pela ERSE, líquidos de proveitos, em sede de ajustamentos.

A regulação por custos aceites implicou a quase igualdade entre os custos incorridos pela empresa líquidos de proveitos e os custos aceites para efeitos tarifários entre 2008 e 2012.

**Figura 2-18 - Evolução dos custos da Transgás Armazenagem
(preços constantes de 2016)**

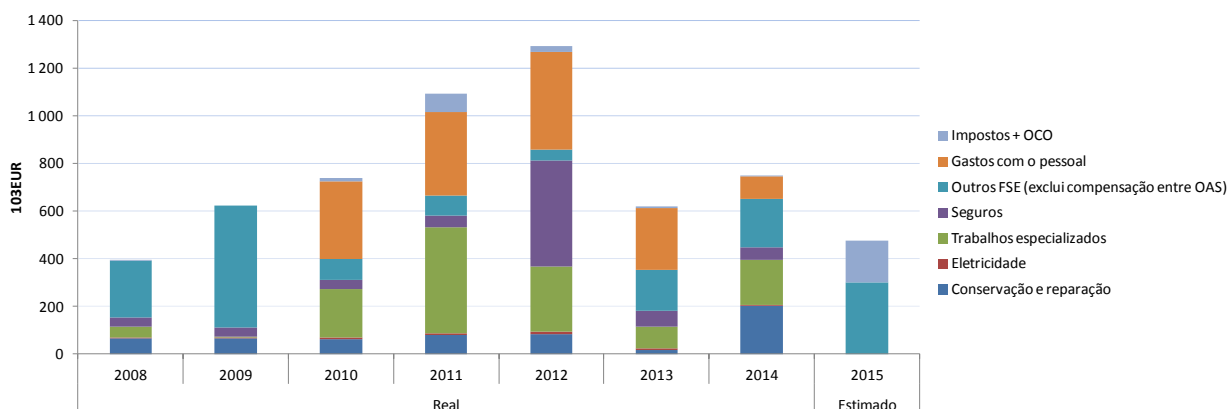


Fonte: ERSE e REN

Os custos apresentam uma tendência acentuadamente crescente até 2012, tendo-se observado uma redução em 2013. Após um novo aumento dos custos em 2014, a estimativa para 2015 é de nova redução por via de a atividade ter sido exercida apenas uma parte do ano.

A Figura 2-19 apresenta a evolução dos custos com OPEX da atividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural da Transgás Armazenagem entre 2008 e 2015, por naturezas.

**Figura 2-19 - Evolução dos custos da Transgás Armazenagem por naturezas
(preços constantes de 2016)**



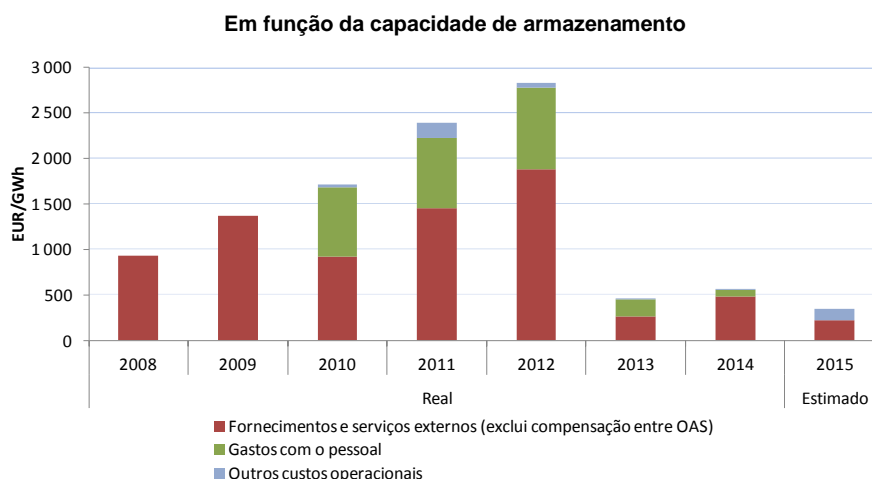
Fonte: ERSE e REN

Em 2008 e 2009 a Transgás Armazenagem apenas apresentou custos com fornecimentos externos. A partir de 2010 passou a apresentar gastos com pessoal compensados em parte pela redução de fornecimentos e serviços externos, tendo estes contribuído, a par dos trabalhos especializados e dos custos com seguros, para o enorme crescimento dos custos entre 2009 e 2012, de 107%. Refira-se que estes valores não incluem as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo. Em 2013, ano de alteração da metodologia de regulação da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural

para uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos de exploração, registou-se uma forte diminuição dos custos, em 52%, ano em que os gastos de pessoal representavam ainda a maior parcela dos custos, 41% do total dos custos operacionais. Salienta-se novamente o ano de 2015, ano de fim da atividade, no qual apenas se registaram custos ao nível dos fornecimentos e serviços externos e impostos e outros custos operacionais.

A Figura 2-20 apresenta a evolução dos custos de OPEX da Transgás Armazenagem, tendo em conta a capacidade de armazenamento. Não é feita a análise de custos unitários por energia extraída/injetada pois esta é uma operação que é efetuada pela REN Armazenagem. Estes valores referem-se apenas aos custos das cavernas que eram propriedade da Transgás Armazenagem até 2015 e exclui-se o *cushion gas*.

**Figura 2-20 - Custos unitários da Transgás Armazenagem
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e REN

Os custos unitários apresentam um crescimento acentuado entre 2008 e 2012. A partir de 2013 observou-se uma redução substancial dos custos unitários, quer por via da entrada em exploração da segunda cavidade propriedade da Transgás Armazenagem, quer por via da redução dos custos, que coincide com a introdução de uma metodologia do tipo *price cap* sobre os custos de exploração.

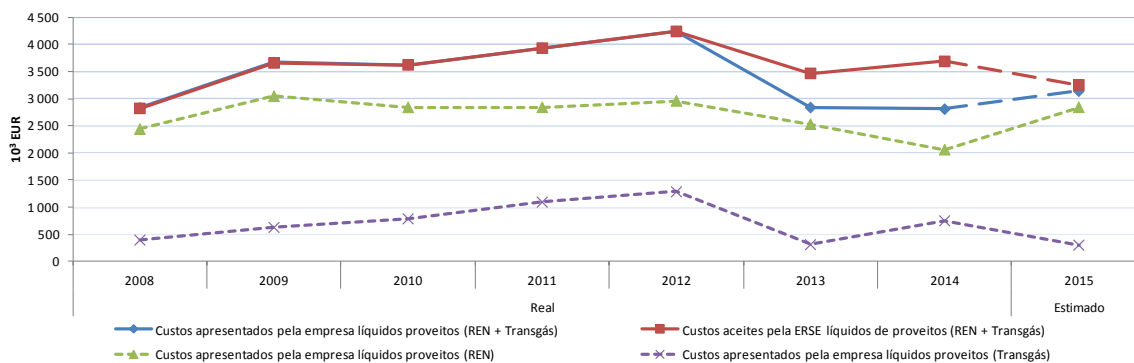
REN ARMAZENAGEM E TRANSGÁS ARMAZENAGEM

Tendo em conta que a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural passou a ser exercida apenas por um operador, torna-se importante uma análise à evolução dos custos globais dos dois operadores, que é apresentada de seguida.

A análise resulta da agregação dos custos efetuada por adição simples das várias rubricas de custos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem. A Figura 2-21 apresenta a evolução dos custos de

OPEX da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem em separado e o somatório dos custos e dos proveitos permitidos associados ao OPEX dos dois operadores.

**Figura 2-21 - Evolução dos custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo
(preços constantes de 2016)**

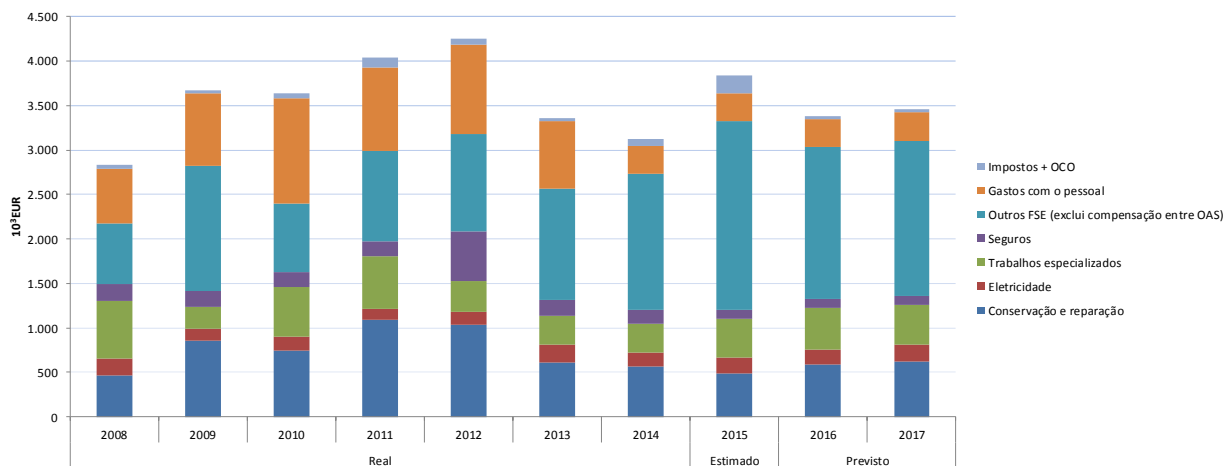


Fonte: ERSE e REN

A figura permite observar que os custos de ambos os operadores diminuíram entre 2012 e 2014, os dois anos de entrada em exploração das duas cavernas já mencionadas. É de realçar em especial a redução significativa dos custos da Transgás Armazenagem em 2013, precisamente o ano de entrada em exploração da sua segunda caverna. Em relação ao ano de 2014 verifica-se a mesma situação para a REN Armazenagem, observando-se uma significativa redução dos custos, precisamente no ano de entrada em exploração da sua quarta caverna. Estas evoluções de sinal oposto são determinantes numa análise de correlações entre os custos e os indutores de custos analisados, visto terem um impacto muito significativo numa amostra de reduzida dimensão. De facto, optou-se por se fazer uma análise apenas até ao ano de 2013, tendo-se considerado o ano de 2014 como *outlier*, face às dificuldades de análise já mencionadas.

A Figura 2-16 apresenta a evolução do somatório dos custos com OPEX da atividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem, entre 2008 e 2017, por naturezas.

**Figura 2-22 - Evolução dos custos
REN Armazenagem + Transgás Armazenagem por naturezas
(preços constantes de 2016)**

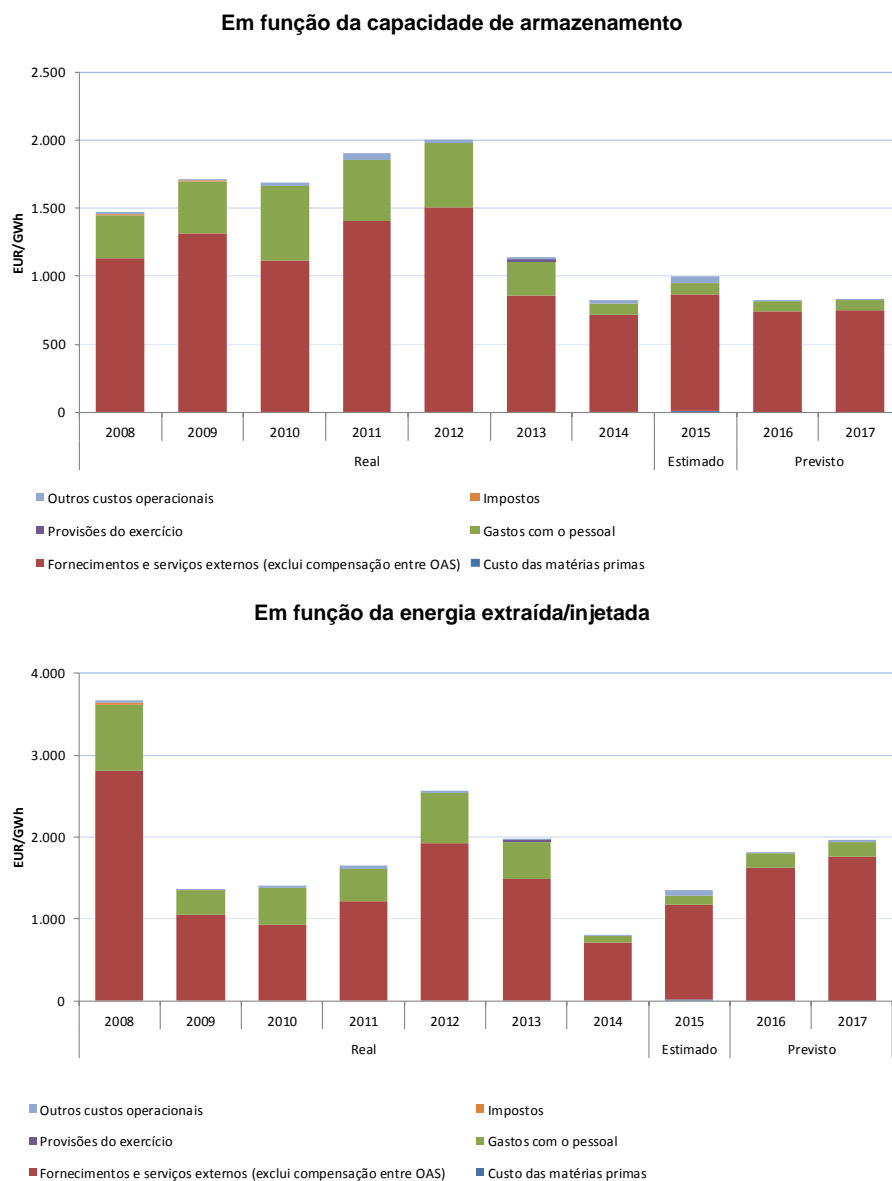


Fonte: ERSE e REN

A estrutura de custos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, quando se tem em conta o somatório dos custos dos dois operadores, reflete em grande parte a estrutura da REN Armazenagem, devido ao peso significativamente superior dos seus custos no total de custos, cerca de 78%. Assim, os custos com fornecimentos e serviços externos continuam a representar a maior parcela dos custos totais com OPEX, ganhando peso, no entanto, os custos com pessoal.

A Figura 2-17 apresenta a evolução dos custos unitários de OPEX tendo em conta o somatório dos custos da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem e o total da capacidade de armazenamento e da energia extraída/injetada. Estes valores referem-se à totalidade das cavernas, que passaram a ser propriedade da REN Armazenagem a partir de meados de 2015 e não incluem o *cushion gas*.

**Figura 2-23 - Custos unitários da REN Armazenagem + Transgás Armazenagem
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e REN

Os custos unitários por capacidade de armazenamento apresentam alguma estabilidade entre 2009 e 2012. Entre 2013 e 2015, observou-se alguma volatilidade nos custos, fruto das particularidades ocorridas em cada ano, designadamente a entrada em exploração de duas cavernas, uma em 2013 e outra em 2014. Em 2015, destaca-se o facto da atividade ter passado a ser exercida apenas por um operador.

Estas especificidades dos anos 2013 a 2015 criaram uma dificuldade e complexidade acrescida na avaliação dos indutores e análise das correlações entre estes e os custos operacionais, tendo sido feita a análise apenas até ao ano de 2013, considerando-se o ano de 2014 como um *outlier*.

Estas particularidades referentes aos anos de 2013 a 2015 são também notórias na evolução dos custos unitários por energia extraída/injetada que apresentam um comportamento algo volátil neste período. Para o período de 2008 a 2012 a evolução reflete, no essencial, os custos da REN Armazenagem, cuja análise se efetuou anteriormente.

2.4.3.3 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Tendo em conta a análise atrás efetuada, e não havendo dados históricos de custos operacionais do exercício desta atividade por um único operador, a ERSE entendeu que a opção mais adequada para definição da base de custos para 2016 seria, à semelhança das outras atividades de Alta Pressão, considerar os custos reais de 2014, calculados pela soma simples dos custos de cada operador, pelo facto de este ser o último ano auditado, e os proveitos permitidos associados ao OPEX do mesmo ano, calculados, também, pela adição dos respetivos proveitos permitidos associados ao OPEX de cada operador.

A metodologia adotada para a definição da base de custos teve como objetivos, por um lado incentivar o aproveitamento de ganhos de escala e de sinergias e, por outro, a partilha dos ganhos atuais entre empresa e consumidores, permitindo, no entanto, que a empresa retenha parte dos ganhos de eficiência alcançados, à semelhança do definido nas outras atividades de Alta Pressão.

Estes custos foram atualizados para 2016, utilizando o IPIB, os indutores de custos e os fatores de eficiência considerados pela ERSE em vigor nesse período (período regulatório dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016), tendo considerado neste cálculo as médias dos indutores e dos fatores de eficiência ponderadas pelo peso dos proveitos permitidos associados ao OPEX de cada operador.

Desta forma, o peso dos indutores e os fatores de eficiência considerados no cálculo da base de custos de 2016 foram os apresentados no Quadro 2-12 seguinte.

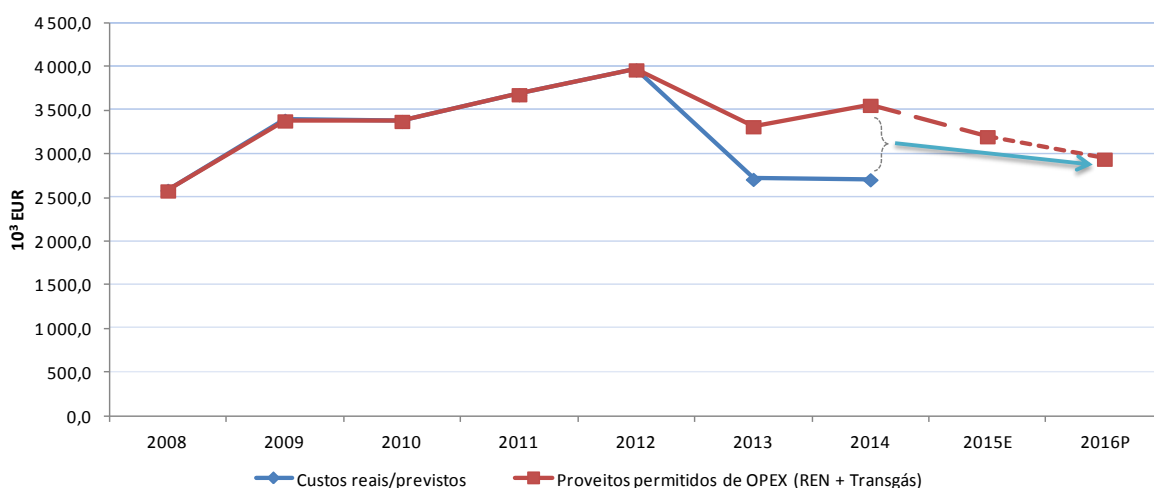
Quadro 2-12 - Parcelas para a determinação da base de custo de 2016, tendo em conta a atividade conjunta dos dois operadores de Armazenamento Subterrâneo

		REN Armazenagem + Transgás Armazenagem				
		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual	
					2014	2015
Parcela fixa		70%	-			
Parcela variável	Componente variável unitária em função da energia extraída/injetada (EUR/GWh)	11%	Energia extraída/injetada (GWh)	IPIB _{s-1} - X	2,10%	
	Componente variável unitária em função da capacidade de armazenamento (EUR/GWh)	19%	Capacidade de armazenamento (GWh)			1,85%

Fonte: ERSE, REN

A Figura 2-3 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural com os proveitos permitidos associados ao OPEX, incluindo o valor recalibrado da nova base de custos para 2016.

Figura 2-24 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços constantes de 2016)



Fonte: ERSE e REN

2.4.3.4 EVOLUÇÃO DE INDICADORES FÍSICOS

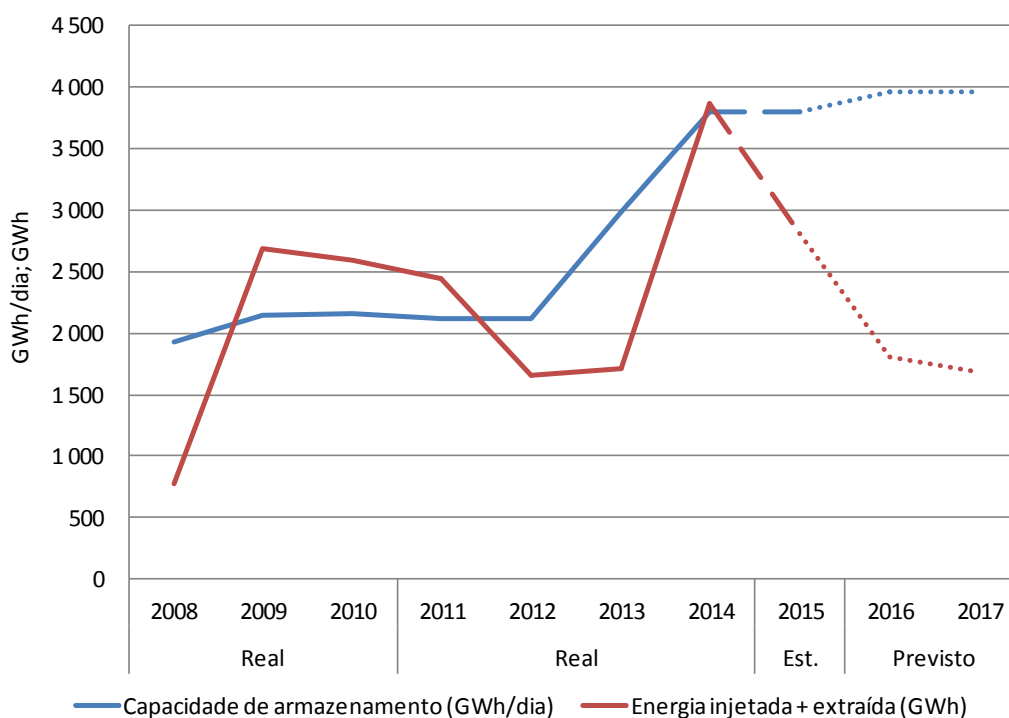
Os principais indicadores físicos que importa analisar na atividade de armazenamento subterrâneo são a capacidade de armazenamento e as energias injetada e extraída.

No que respeita à estação de gás, que é operada pela REN Armazenagem, não houve alterações de capacidades desde o arranque da infraestrutura de armazenamento subterrâneo, mantendo-se a capacidade instalada em 24 GWh/dia para a injeção e em 86 GWh/dia para a extração.

REN ARMAZENAGEM E TRANSGÁS ARMAZENAGEM

A evolução dos principais indicadores físicos associados à atividade da REN Armazenagem e da Transgás Armazenagem é apresentada na Figura 2-25.

Figura 2-25 - Evolução da capacidade de armazenamento e da energia injetada e extraída da REN Armazenagem + Transgás Armazenagem



Fonte: ERSE, REN, GALP

Observa-se um crescimento da capacidade de armazenamento de 2012 para 2013 e de 2013 para 2014, que corresponde à entrada em exploração das duas novas cavernas. No que respeita à evolução da energia injetada e extraída, pode-se observar que regista um comportamento de alguma forma volátil, o que representa uma dificuldade acrescida na previsão da sua evolução.

2.4.3.5 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Para o novo período regulatório dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019, e à semelhança do efetuado para as restantes atividades de Alta Pressão, foram novamente avaliadas as diferentes alternativas de potenciais indutores, nomeadamente através dos respetivos coeficientes de variação e dos coeficientes de correlação entre os indutores e os custos operacionais. O Quadro 2-13 abaixo apresenta os coeficientes de correlação entre os potenciais indutores de custos e os coeficientes de variação de cada um desses indutores.

Quadro 2-13 - Coeficiente de variação dos indutores e coeficiente de correlação entre os custos líquidos de proveitos e os potenciais indutores de custos da REN Armazenagem + Transgás Armazenagem

	Coeficiente de correlação com Custos reais líquidos proveitos	Coeficiente de variação (Desvio Padrão/Média)
Energia injetada	0,29	0,44
Capacidade de injeção (Instalações superfície comuns)	n.d.	0,00
Energia extraída	0,63	0,50
Capacidade de extração (Instalações de superfície comuns)	n.d.	0,00
Energia média Armazenada	0,54	0,13
Capacidade de armazenamento	-0,36	0,28
Energia injetada + extraída	0,54	0,44

Fonte: ERSE, REN, Galp

Pela análise do quadro anterior de correlações e coeficiente de variação, verifica-se que a definição de um indutor se revela uma tarefa de alguma dificuldade, nomeadamente pela pequena dimensão da amostra, incluindo um ano com características de *outlier* (ano de 2014 com entrada em exploração de uma nova caverna) e de comportamentos de volatilidade opostos: indutores com grande volatilidade e indutores essencialmente constantes. Apesar da amostra reduzida verifica-se uma correlação entre a evolução dos custos e a variação dos potenciais indutores de custos, não se tendo em conta os indutores que tenham por base medidas de capacidade, cuja natureza, ou é fixa, ou verifica uma correlação negativa. A ERSE entende que a opção pela manutenção de um indutor se justifica como forma de partilha de risco de procura entre empresas e consumidores.

Desta forma apenas a energia média armazenada e os indutores com base nos fluxos de energia injetada e extraída poderão ser considerados como possíveis indutores.

Tendo em conta os objetivos e a análise anterior, optou-se por considerar um indutor que apresentasse uma facilidade de cálculo e que pudesse ter em conta a evolução da atividade. Desta forma, entendeu-se que se justificava a manutenção do indutor “Energia injetada+extraída”, tendo em conta, nomeadamente, a baixa volatilidade do indutor “Energia média armazenada”.

Desta forma, para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, foi retirado o indutor “capacidade de armazenamento” e manteve-se o indutor de custos “energia injetada+extraída” que apresenta um maior equilíbrio entre coeficiente de correlação alto e volatilidade, tendo a parcela fixa aumentado para 85%. Na tabela de correlações e coeficientes de variação (excluindo ano 2014, com características de *outlier*) apresentada podemos observar que o coeficiente de correlação deste indutor é o segundo mais elevado (0,54). Face à sua volatilidade, o indutor “energia injetada+extraída” é utilizado com um peso relativamente reduzido de 15%. O valor unitário da parcela variável foi determinado tendo em conta o valor previsto para este indutor em 2016.

É de salientar, mais uma vez, o cuidado a ter na avaliação do coeficiente de correlação, sendo este coeficiente apenas uma avaliação de uma relação linear, não implicando, necessariamente, uma relação causal.

Seguidamente apresenta-se a base de custos a considerar para o ano de 2016:

Quadro 2-14 - Base de custos da REN Armazenagem para 2016

	2016
Parcela fixa (10 ³ €)	2 505
Componente variável unitária em função da energia extraída+injetada (EUR/GWh)	0,245013

Para o ano de 2017 será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e nas componentes variáveis.

2.4.3.6 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em conta a evolução dos custos, a fusão verificada nesta atividade e a análise efetuada, para os restantes anos do período regulatório será aplicado um fator de eficiência de 3%, refletindo, nomeadamente, a partilha de ganhos com os consumidores ao longo de todo o período regulatório, fruto de uma menor partilha no primeiro ano de definição da base de custos e do objetivo em incentivar o aproveitamento de ganhos de escala e de sinergias por parte da empresa. Este fator de eficiência agora definido engloba também incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico.

O Quadro 2-15 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX do operador da atividade de Armazenamento Subterrâneo, para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

Quadro 2-15 - Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa		85%	-	IPIB _{s-1} - X	3,0%
Parcela variável	Energia injetada + extraída (GWh)	15%	Energia injetada + extraída (GWh)		

2.4.4 ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

2.4.4.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO

A atividade de Gestão Técnica Global do Sistema (GTGS) tem sido regulada por custos aceites nos anteriores períodos regulatórios.

No atual período regulatório, a ERSE propôs uma alteração da metodologia de regulação da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema para uma metodologia de regulação por incentivos.

Para além da grande importância desta atividade para a gestão operacional do sistema, a Gestão Técnica Global do Sistema caracteriza-se pela dificuldade em se definir de forma evidente os serviços prestados, cuja evolução, de forma regular e consistente, tem impacte direto na evolução dos seus custos. No entanto, estas particularidades não impedem que esta atividade seja também orientada por critérios de racionalidade económica.

Nesse quadro propôs-se na consulta pública aplicar-se um *revenue cap*, e não um *price cap* que obrigaria à definição de indutores de custos.

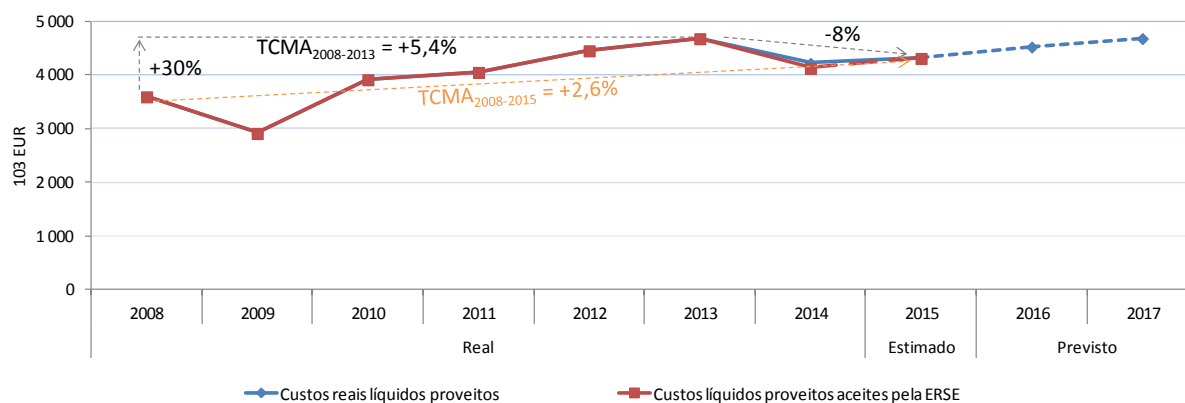
Ponderados os comentários recebidos e a informação recolhida pela ERSE, aquando da realização da auditoria à alocação dos custos intragrupo na REN, que se encontra em fase de elaboração do relatório final, a ERSE irá aplicar no período regulatório dos anos gás 2016-2017 a 2018-2019 um mecanismo de custos eficientes ao nível da parcela do OPEX composta pelos custos intragrupo.

Os proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2.4.4.2 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

A Figura 2-26 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2008 a 2014, a estimativa para 2015, e os valores previstos para os anos de 2016 e 2017. A regulação por custos aceites implicou a quase igualdade entre os custos incorridos pela empresa líquidos de proveitos e os custos aceites para efeitos tarifários.

Figura 2-26 - Evolução dos custos líquidos de proveitos da atividade de GTGS (preços constantes de 2016)



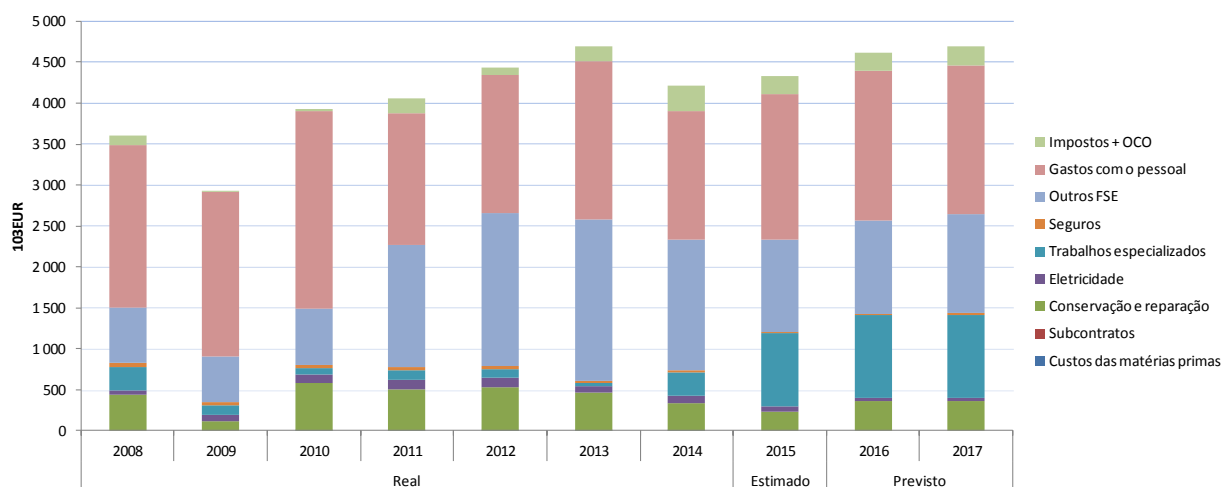
Fonte: ERSE e REN

A partir de 2009 verificou-se uma tendência crescente dos custos reais líquidos de proveitos até 2013, o nível de custos máximo verificado, tendo-se registado um acréscimo de 30% em termos reais¹⁴ nos custos entre 2008 e 2013. Entre 2008 e a estimativa de 2015, a taxa de crescimento média anual dos custos da GTGS é de 2,6%. No entanto, entre 2013 e 2015 a estimativa é de um decréscimo de 8% nestes custos. As estimativas da empresa para 2016 e 2017 são de um crescimento dos custos de 9%.

A Figura 2-27 apresenta a evolução dos custos apresentados pela empresa ao nível da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema entre 2008 e 2017, por naturezas.

¹⁴ A expressão “reais” é, neste contexto, utilizada por oposição à expressão “nominais”, visto estes custos serem apresentados a preços constantes, ou seja, retirando o efeito inflação.

**Figura 2-27 - Evolução dos custos da atividade de GTGS por naturezas
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e REN

Ao nível dos fornecimentos e serviços externos destacam-se os custos com outros fornecimentos e serviços externos, onde estão incluídos os serviços intragrupo, e os gastos com pessoal.

Num quadro generalizado de regulação por incentivos, a não aplicação de qualquer meta de eficiência, ou a aceitação total dos seus custos, cria um incentivo perverso de transferência de custos de atividades sujeitas a metas de eficiência para esta atividade. Este incentivo poderá ser maior em custos entre empresas do Grupo.

Nesse quadro propôs-se a aplicação de um *revenue cap*, sobre um valor base para 2016 igual ao montante previsto pela empresa para serviços do Grupo.

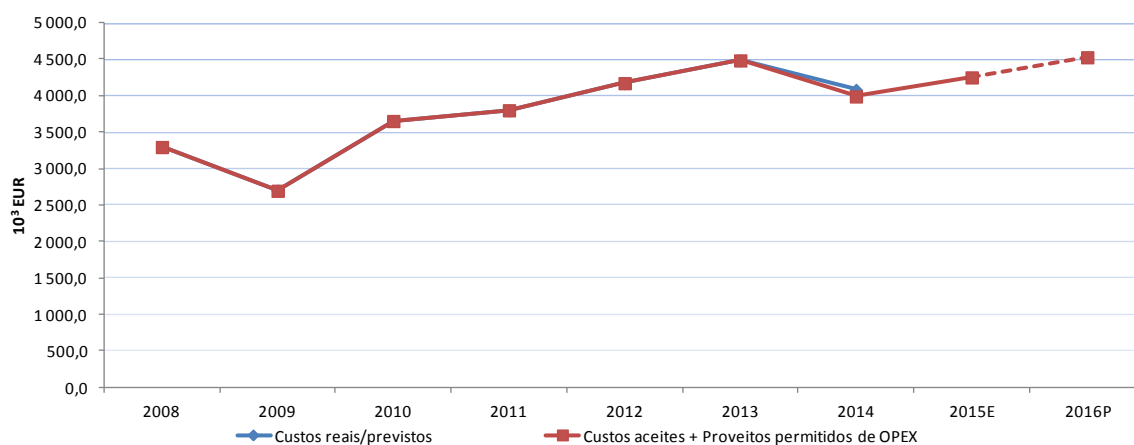
Salienta-se, no entanto, que a aplicação destas metas não visa uma avaliação futura de nenhuma rúbrica de custo em particular, mas uma avaliação contínua da evolução do conjunto dos custos operacionais.

2.4.4.3 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Face ao exposto anteriormente, e face à análise e avaliação da evolução dos custos reais, a ERSE considerou a aplicação de um *revenue cap*, sobre um valor base para 2016 igual ao montante previsto pela empresa para serviços do Grupo para esse ano. É de realçar que as previsões da empresa, para o valor de serviços intragrupo, são num sentido descendente face aos últimos dados reais, estando coerentes com a evolução da estrutura de custos que a REN aponta e que deve refletir a evolução da atividade. Desta forma entendeu-se aceitar o valor previsto para 2016 respeitante ao custo para serviços do Grupo como a base de custos a considerar em 2016 para o *revenue cap*.

A Figura 2-28 permite comparar a evolução dos custos reais de exploração da atividade de GTGS, incluindo a o valor da nova base de custos.

Figura 2-28 - Evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços constantes de 2016)



Fonte: ERSE e REN

No Quadro 2-16 abaixo é apresentado o valor da parcela fixa correspondente ao *revenue cap* a aplicar na atividade de GTGS para 2016.

Quadro 2-16 - Base de custos da atividade de GTGS para 2016

	2016
Parcela fixa (10 ³ €)	1 074

Para o ano de 2017 será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e na componente variável.

2.4.4.4 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Pelo carácter pioneiro desta metodologia, a ERSE optou por aplicar uma meta de eficiência mínima, que incorpora apenas os ganhos de eficiência resultantes do progresso tecnológico.

O Quadro 2-17 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de GTGS, para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

Quadro 2-17 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de GTGS no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019

	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa	$IPIB_{s-1} - X$	2,0%

3 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 ENQUADRAMENTO

A fórmula de cálculo dos custos de exploração líquidos da atividade de distribuição de gás natural para todo o período de regulação é definida de acordo com o Regulamento Tarifário (RT) em vigor. Nestes termos é aplicada uma metodologia do tipo *price cap*, que estabelece a definição das seguintes variáveis:

- A base de custos a considerar para o 1º ano do novo período de regulação;
- O peso da componente fixa e da componente variável dos custos de exploração para o 1º ano do novo período de regulação;
- Os indutores de custos a considerar para todo o período de regulação;
- As metas de eficiência para o termo fixo e para o termo variável dos custos de exploração, para todo o período de regulação.

O presente capítulo inicia-se com a caracterização da atividade de distribuição de gás natural em Portugal, em particular, de um conjunto de indicadores associados à evolução do setor e das empresas de forma a averiguar se as inferências realizadas no período regulatório anterior relativas à especificidade do setor e empresas se mantêm ou se são alteradas. Esta caracterização assume uma elevada utilidade por permitir avaliar, criteriosamente, as metodologias utilizadas nesse período¹⁵ na definição dos parâmetros e se estas se encontram consolidadas ou se deverão ser ajustadas. Posteriormente, são definidas as variáveis necessárias à aplicação da metodologia, isto é, as bases de custo, os indutores de custo e as metas de eficiência.

Registe-se que o estudo assenta numa análise comparativa de desempenho das empresas, ou *benchmarking*, por forma a se poder aplicar metas de eficiência, que é apresentado em detalhe. Importa sublinhar que a capacidade das metodologias de *benchmarking* facultarem resultados que possam ser transpostos com segurança para metas de eficiência está muito dependente da qualidade e da quantidade de informação disponível. Face a um grau de confiança razoável da informação disponível, o regulador define metas de eficiência comuns a todo o setor ou para um grupo de empresas, que se considere partilharem condicionantes de funcionamento de mercado, sendo este valor direta ou indiretamente retirado dos valores obtidos da análise de *benchmarking*. Esta abordagem está englobada nas metodologias do tipo *revenue cap* e *price cap*, tais como no caso presente.

¹⁵ Documento “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016”, que se encontra disponível em: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/tarifas2013-14/Documents/>

3.2 CARACTERIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.2.1 ANÁLISE DOS INDICADORES DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No ano de 2014 não houve alteração no número de empresas a exercer a atividade de distribuição de gás natural permanecendo a existência de 6 empresas concessionadas (Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás) e 5 empresas licenciadas (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás).

No Quadro 3-1 apresentam-se, por empresa, os dados relativos aos anos de atribuição das concessões/licenças de distribuição de gás natural, bem como a data de início da distribuição física de gás natural. Verifica-se que, apesar das primeiras concessões terem sido atribuídas em 1993, a distribuição de gás natural em Portugal apenas se iniciou em 1997, através da Portgás, Lisboagás, Lusitaniagás e da Setgás. Estas empresas apresentavam, no ano de 2014, uma maturidade de 17 anos.

Quadro 3-1 - Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN

	Data da concessão / licença	Início da distribuição de GN
Beiragás	1998	2000
Dianagás	2002 e 2005	2002
Duriensegás	2002 e 2008	2000
Portgás	1993	1997
Lisboagás	1993	1997
Lusitaniagás	1997	1997
Medigás	2002	2001
Paxgás	2008	2008
Setgás	1997	1997
Sonorgás	2004	2005
Tagusgás	1998	2001

Fonte: Empresas do setor de gás natural

Fonte: Empresas do setor de gás natural

O Quadro 3-2 apresenta alguns fatores que caracterizam as áreas de concessão/licença das empresas em 2014 e que podem influenciar o desempenho das empresas ao nível dos seus indicadores económicos e de atividade. Alguns destes fatores dizem respeito às características socioeconómicas das áreas de

concessão (VAB estimado *per capita*, VAB da indústria estimado *per capita*¹⁶) ou geográficos (densidade populacional).

Quadro 3-2 - Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2014

	Indicadores operacionais		Densidade populacional da área de concessão/licença hab/km ²	VAB da indústria estimado/per capita €/hab	VAB total estimado/per capita €/hab
	Saturação da rede m/p.a.	GN distribuído / ponto de abastecimento m ³ GN eq./p.a.			
Beiragás	16	1 638	43	2 917	11 392
Dianagás	20	639	45	2 891	13 752
Duriensegás	16	617	88	3 224	9 962
Portgás	14	1 913	592	3 862	12 468
Lisboagás	9	802	794	2 552	19 186
Lusitaniagás	16	3 237	189	4 024	13 415
Medigás	13	434	314	1 399	14 557
Paxgás	11	246	30	4 942	14 206
Setgás	13	1 007	378	2 554	19 647
Sonorgás	24	587	51	3 780	11 316
Tagusgás	25	3 566	42	2 981	12 184
Média	16	1 335	233	3 193	13 826

Nota: p.a. – ponto de abastecimento, m – metros lineares.

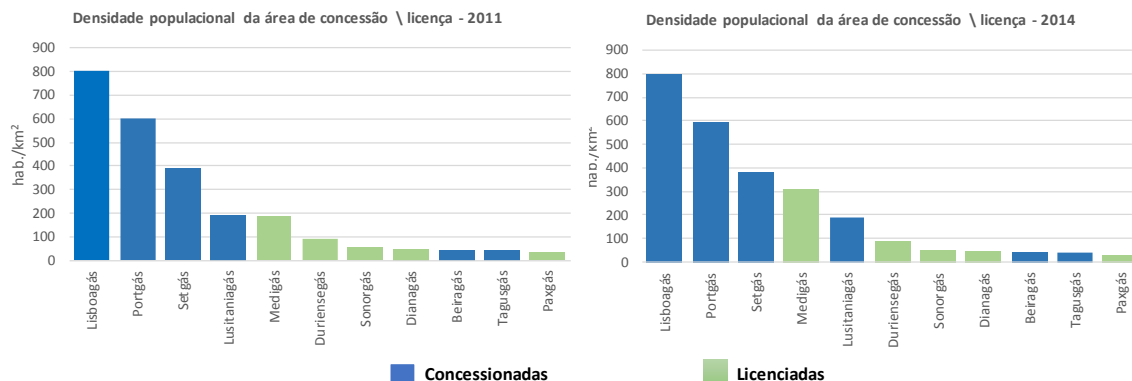
Fonte: INE, Empresas do setor de gás natural, ERSE

DENSIDADE DEMOGRÁFICA

Ao nível dos fatores demográficos verifica-se que as 11 empresas podem ser agregadas em três grupos. Um primeiro grupo constituído por empresas urbanas, que integra a Portgás, a Lisboagás e, numa menor medida, a Setgás. Este grupo integra as concessões associadas às áreas metropolitanas de Lisboa e Porto e que estão atribuídas à Lisboagás e Portgás, respetivamente. Estas duas empresas apresentam a maior densidade populacional na área de concessão (habitante / km²). Um segundo grupo “médio-urbano”, que inclui a Lusitaniagás, a Medigás e a Duriensegás. Por último, um grupo com áreas de concessão/licença com baixa densidade populacional que inclui a Beiragás, Dianagás, Paxgás, Sonorgás e a Tagusgás (Figura 3-1).

¹⁶ Esta é uma estimativa da ERSE com base nos dados facultados pelo INE para a desagregação territorial NUTS II. Este indicador mede o peso da indústria no tecido económico de cada região.

Figura 3-1 - Densidade Populacional por Área de Concessão / Licença em 2011 e 2014

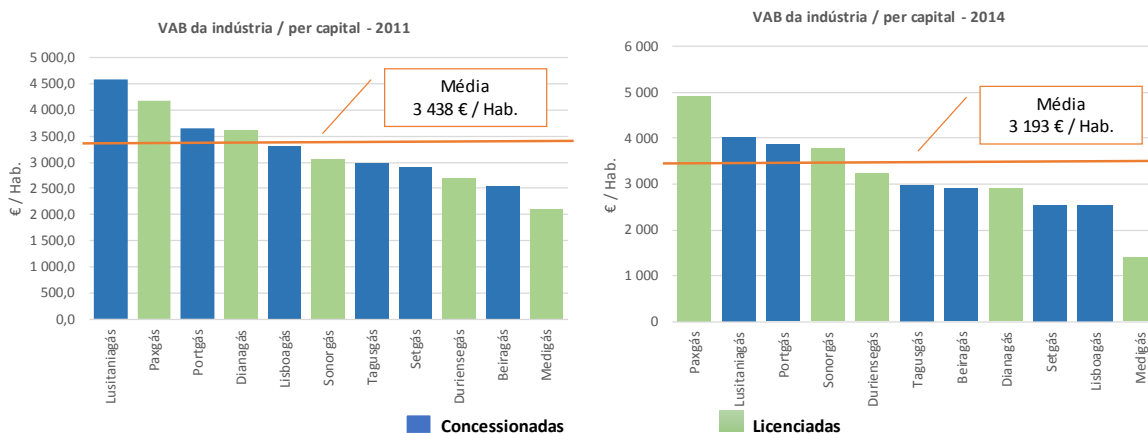


Fonte: INE e Empresas do setor de gás natural

VALOR ACRESCENTADO BRUTO

A Figura 3-2 evidencia a relação do VAB da indústria estimado *per capita* por área de concessão/licença.

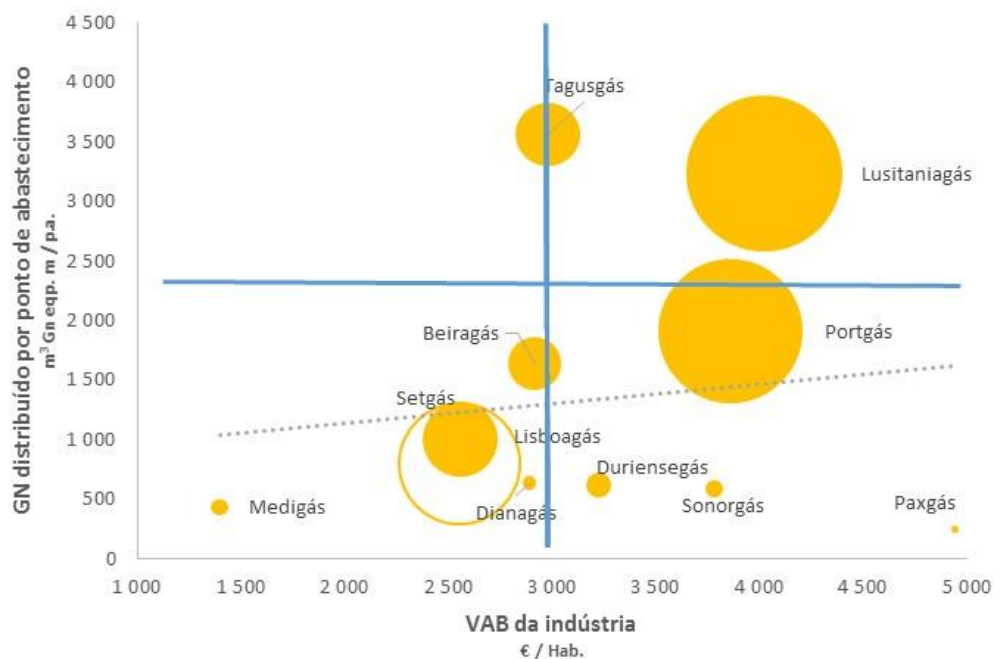
Figura 3-2 - VAB da Indústria *per Capita* por Área de Concessão / Licença em 2011 e 2014



Fonte: INE e Empresas do setor de gás natural

A Figura 3-3 evidencia a relação existente entre o VAB da indústria estimado *per capita* e o gás natural distribuído por ponto de abastecimento¹⁷.

¹⁷ A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2014.

Figura 3-3 - VAB da indústria estimado *per capita* e GN distribuído por p.a. - 2014

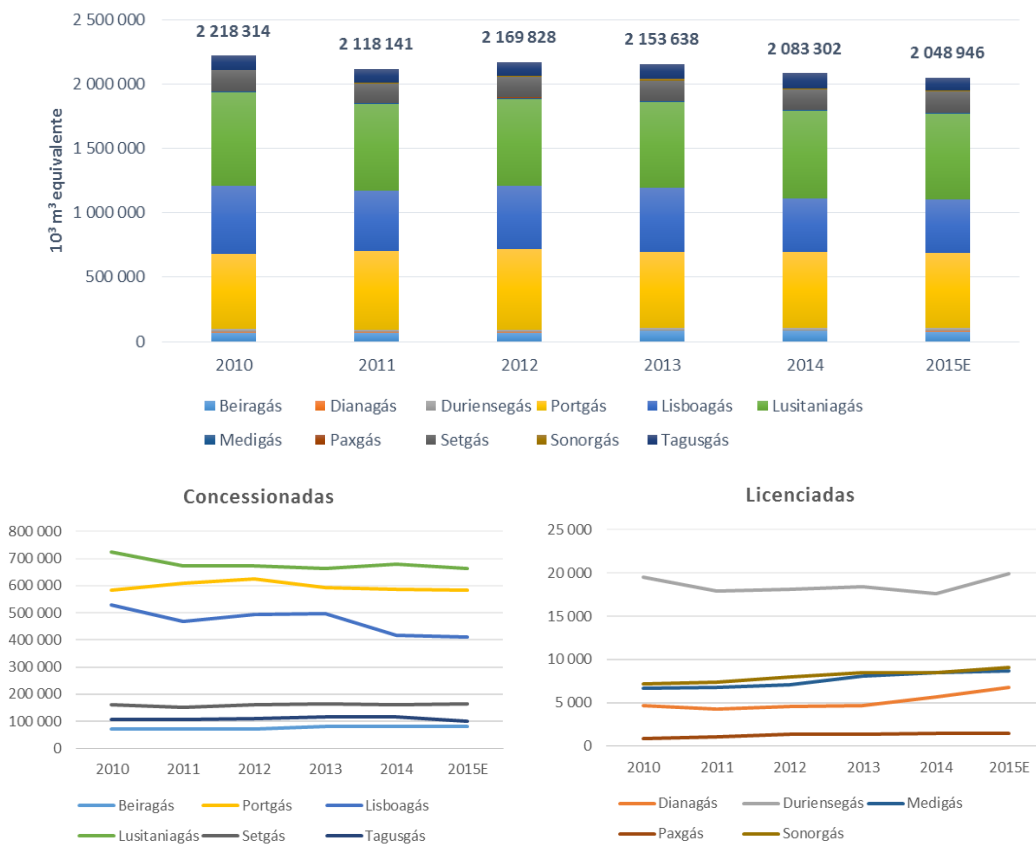
Pela análise da figura anterior verifica-se que as empresas mantiveram, comparativamente a 2011¹⁸, a concentração junto ao ponto de interseção dos quadrantes.

DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A Figura 3-4 apresenta a evolução da distribuição de gás natural pelas distribuidoras ao longo do período compreendido entre 2010 e 2015 (este ano com valores estimados). A Figura 3-5 apresenta a evolução da taxa de crescimento anual da distribuição de gás natural do período de 2011 a 2015.

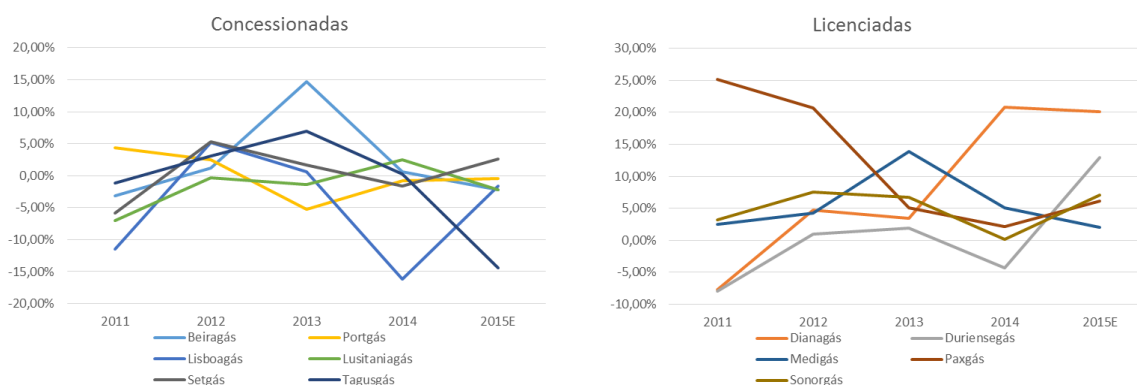
¹⁸ Ver documento "Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016, que se encontra disponível em: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/tarifas2013-14/Documents/>

Figura 3-4 - Evolução da Distribuição de GN



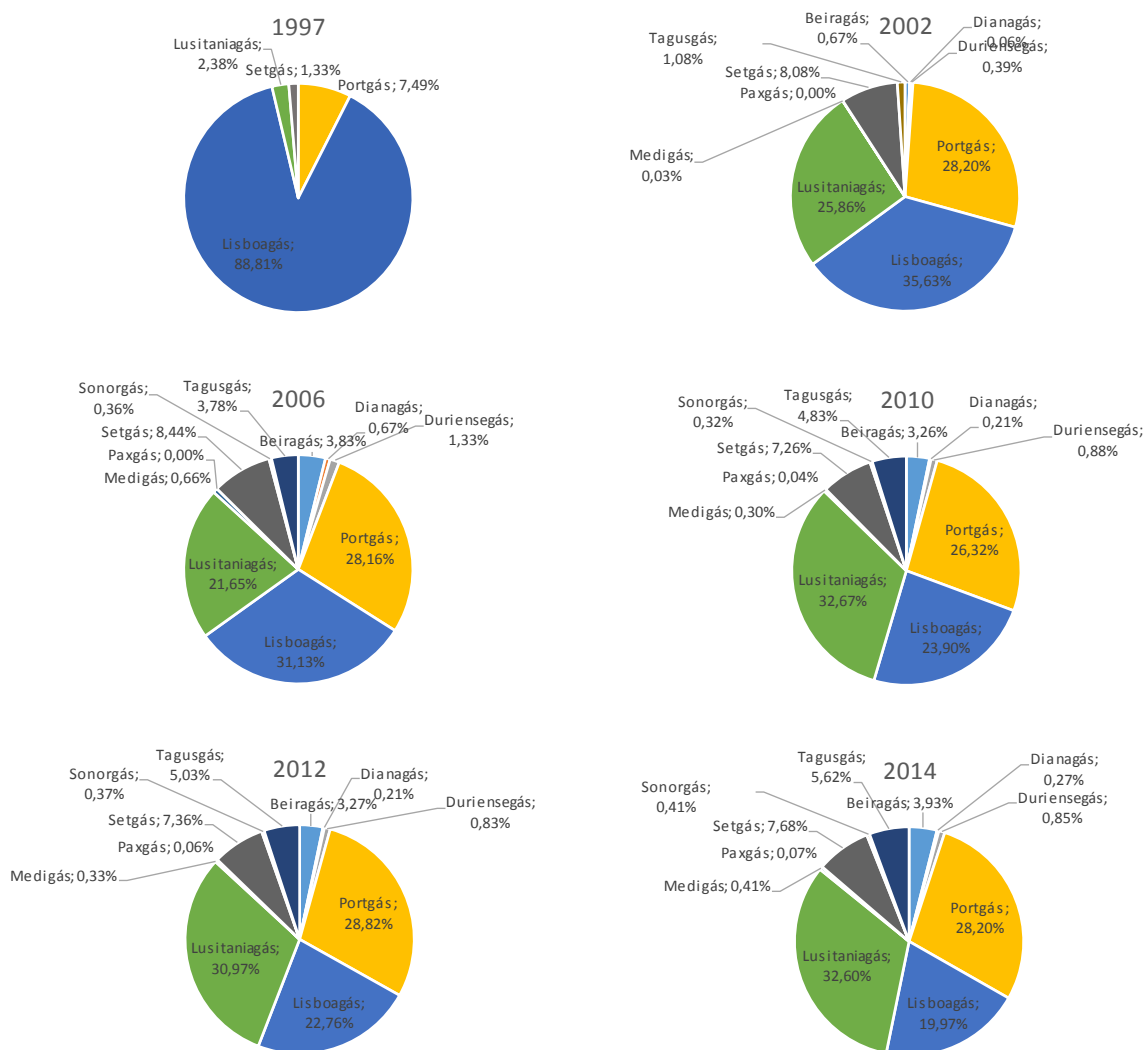
O setor do gás natural parece ter atingido uma fase de alguma maturidade em termos de desenvolvimento. O último triénio do período em análise evidencia uma ligeira tendência de descida da distribuição de gás natural. Esta tendência ocorreu nas empresas concessionadas, em particular, nas empresas de maior dimensão. As empresas licenciadas, mais recentes, apresentaram uma tendência de crescimento da distribuição de gás ao longo do período em análise, como seria expectável.

Figura 3-5 - Evolução da taxa de crescimento anual da distribuição de GN



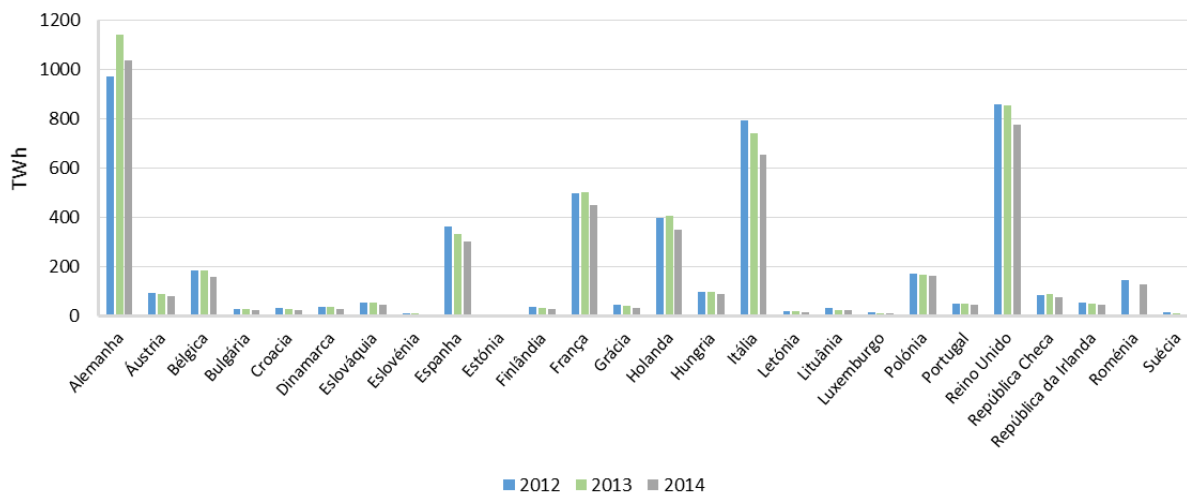
A Figura 3-6 apresenta o volume de cada empresa no total do volume de gás natural distribuído. Em 2014, as empresas licenciadas representaram apenas 2% do total das vendas. As três empresas de maior dimensão – Lusitaniagás, Portugás e Lisboagás – representaram 81% do total. O peso destas três empresas no total das vendas tem-se mantido desde 2006. No entanto, deve-se referir que entre 2007 e 2011, houve um aumento da quota das empresas concessionadas justificado pela inclusão de clientes que antes eram abastecidos em média pressão.

Figura 3-6 - Evolução do peso de cada operadora no total do volume de GN distribuído



A diferença de dimensão entre o mercado português e os principais restantes mercados europeus está patente na Figura 3-7.

Figura 3-7 - Procura de gás natural nos principais países europeus em 2012 a 2014

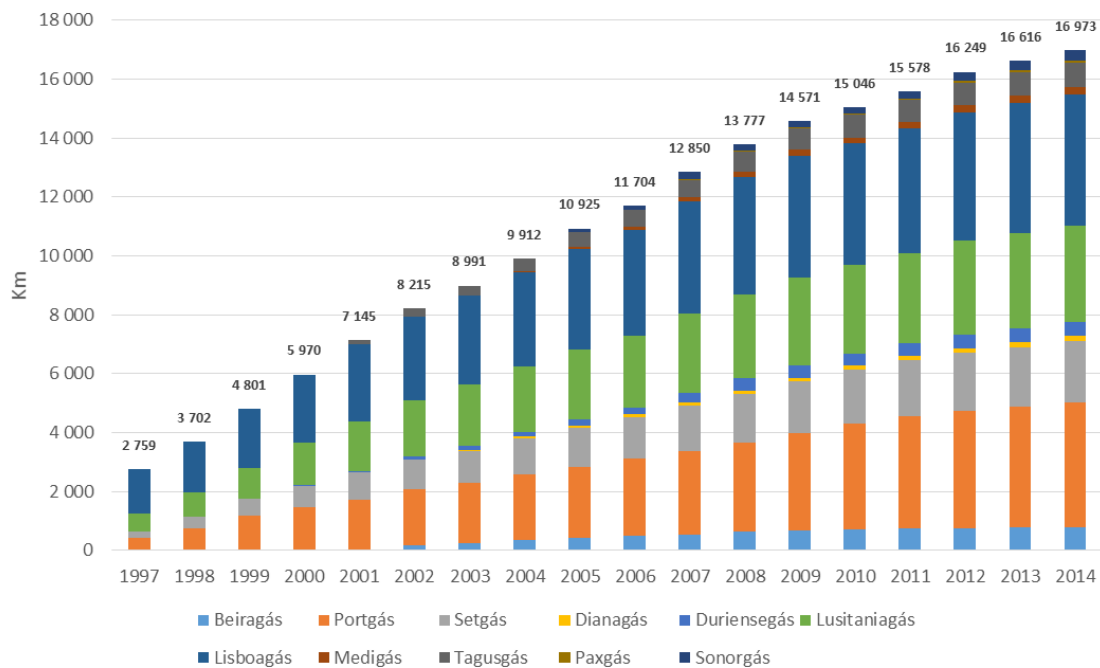


Fonte: CEER

EXTENSÃO DE REDE

A Figura 3-8 permite verificar que a rede de distribuição de gás em Portugal passou de 2 759 km em 1997 para 16 973 km em 2014.

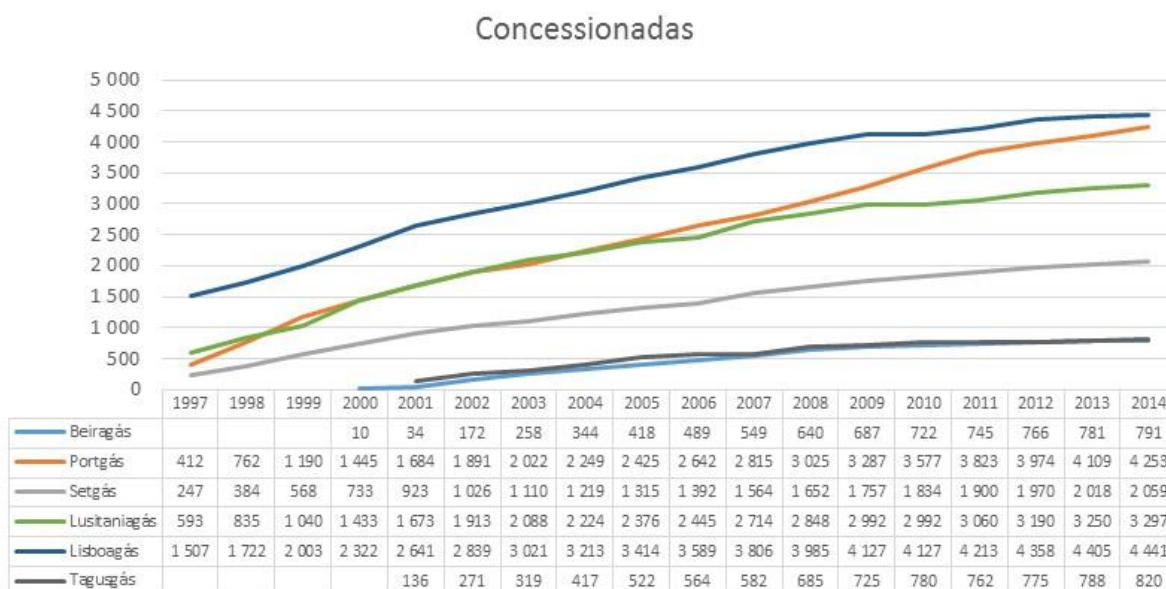
Figura 3-8 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária)

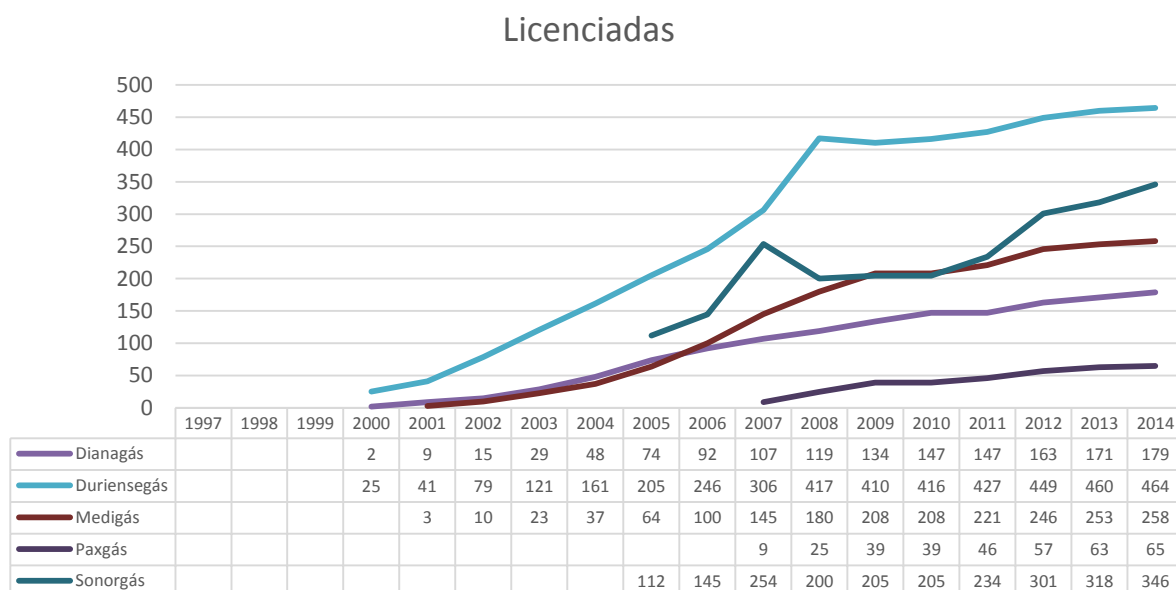


Os investimentos em redes de distribuição das empresas concessionadas foram mais intensivos nos primeiros 6 anos (1997 a 2002) onde paralelamente à rede secundária foi necessária a construção de toda a rede primária, verificando-se uma taxa de crescimento média anual, neste período, na ordem dos 25%. A partir dessa data, os investimentos das empresas concessionadas (Figura 3-9) são essencialmente direcionados para a rede secundária, verificando-se uma desaceleração no crescimento da rede para taxas na ordem dos 7% ao ano até 2011 e de 3% ao ano no período de 2012 a 2014.

No entanto, as empresas licenciadas apresentam taxas muito superiores, que rondam os 26% ao ano, entre 2002 e 2011. No período de 2012 a 2014, o crescimento médio anual rondou os 7.

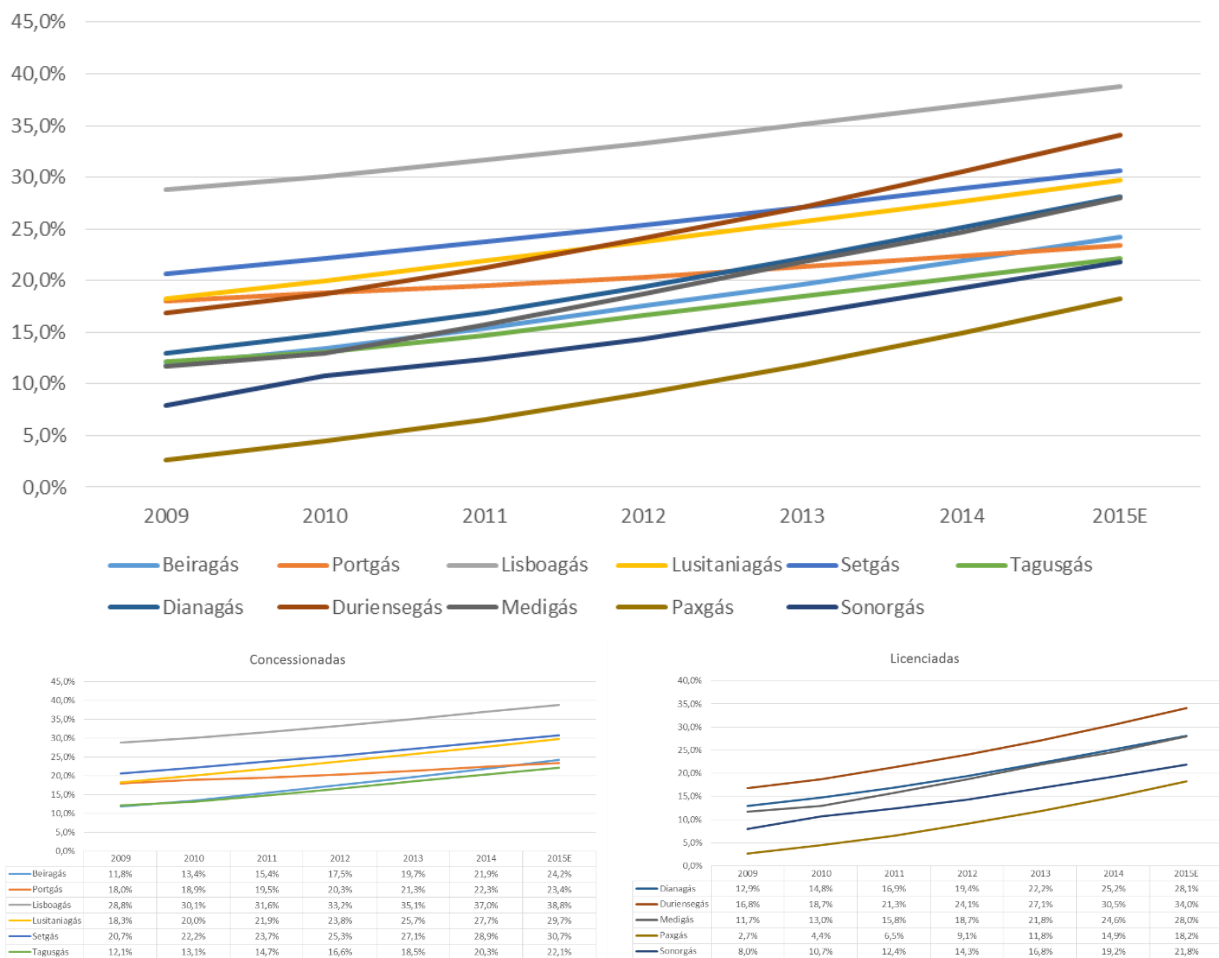
Figura 3-9 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária) por Tipo de Empresa





A Figura 3-10 apresenta a evolução do peso da amortização acumulado no total do equipamento em redes. A vida útil de um equipamento de redes, é de cerca de 40 a 45 anos, o que equivale a uma taxa de amortização anual de cerca de 2,2% a 2,5%. Pela análise da figura verifica-se que as empresas que desenvolvem a sua atividade há mais tempo apresentam um peso superior desde indicador. Por contrapartida, as empresas mais recentes e ainda numa fase de investimentos avultados apresentam pesos bastante mais baixos.

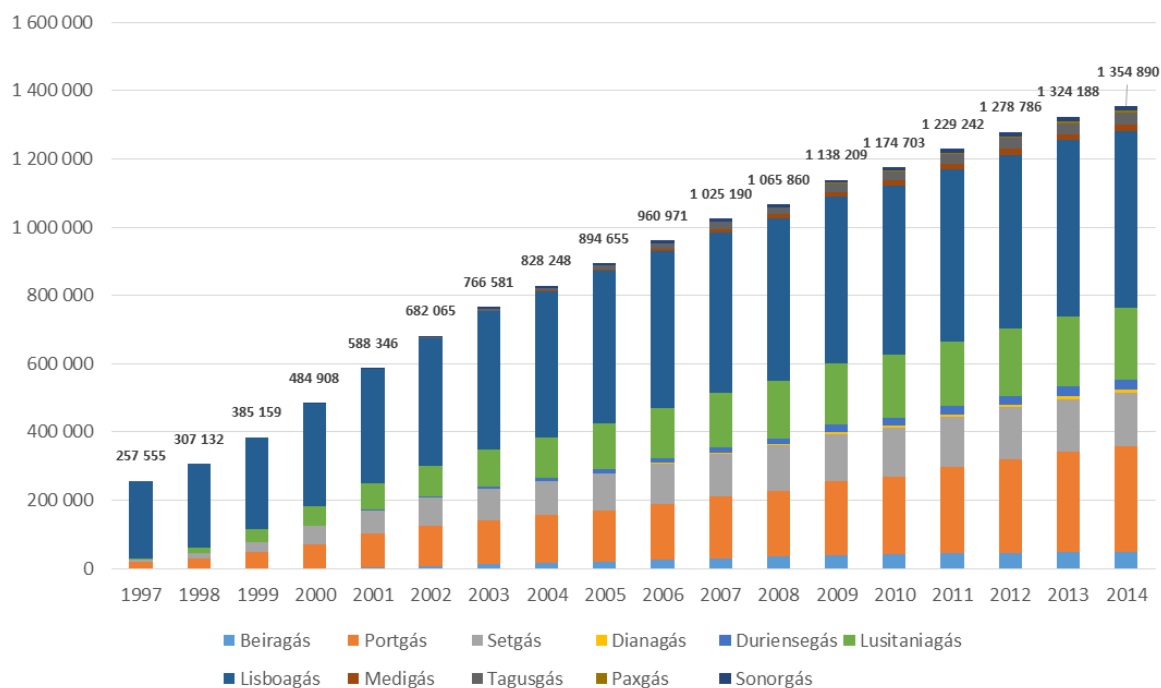
Figura 3-10 - Peso da amortização acumulada no total do equipamento em redes



PONTOS DE ABASTECIMENTO

Na Figura 3-11 verifica-se um crescimento do número de pontos de abastecimento entre 1997 e 2014. Contudo, nos últimos anos esta evolução tem sido mais moderada. No período de 2012 a 2014, a taxa de crescimento média anual foi ligeiramente acima dos 3%, enquanto no período de 2008 a 2011 foi de 5% e de 15% entre 1997 e 2007.

Figura 3-11 - Evolução do número de pontos de abastecimento



Na generalidade das empresas de distribuição, a taxa de crescimento do número de clientes tem vindo a baixar de forma gradual. Este comportamento já tinha sido observado em 2011. Como seria de esperar, as empresas licenciadas têm taxas de crescimento mais elevadas comparativamente com as empresas concessionadas (Figura 3-12 e Figura 3-13).

Figura 3-12 - Evolução do número de pontos de abastecimento – Por Tipo de Empresa

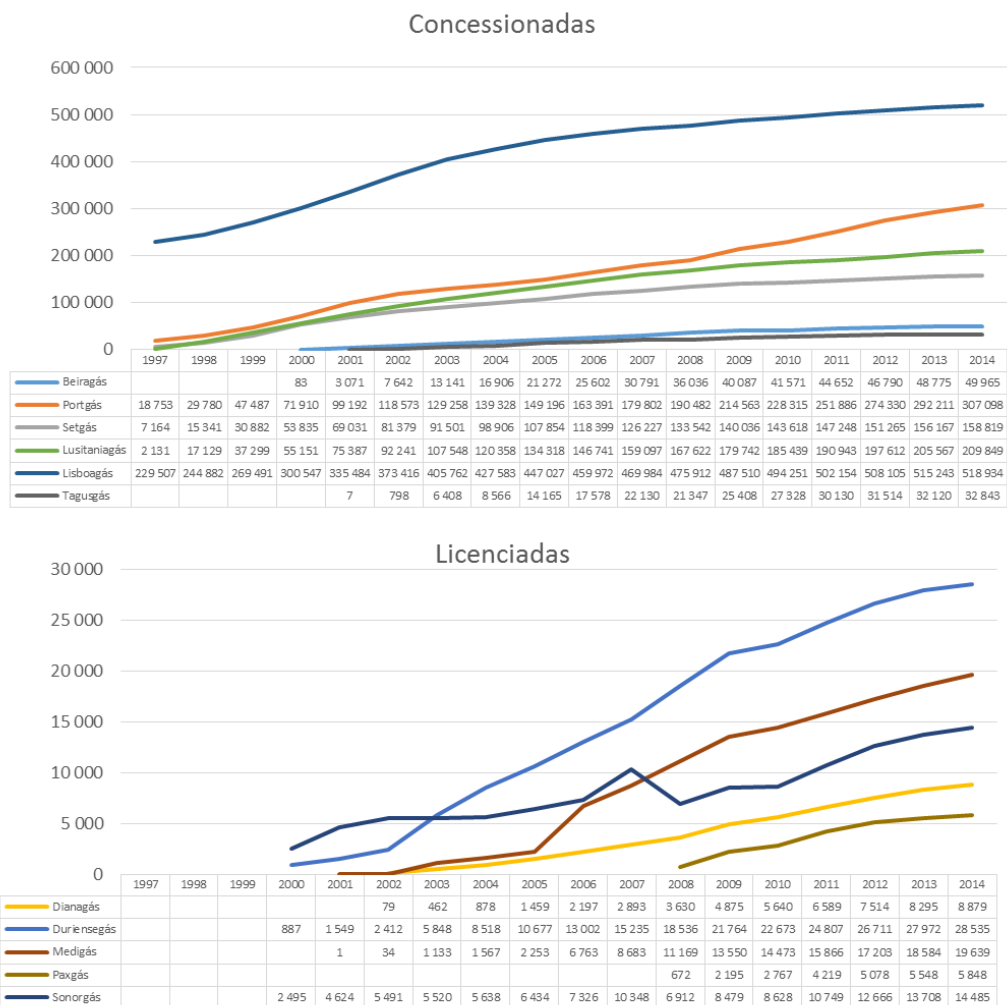
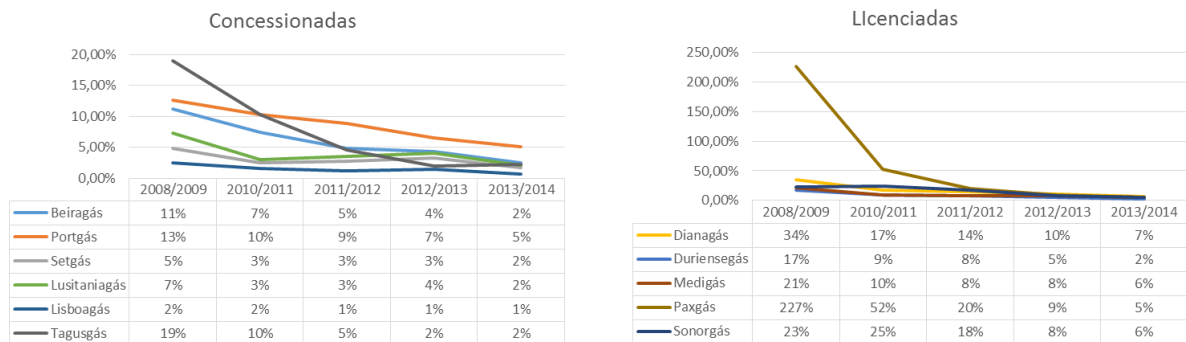


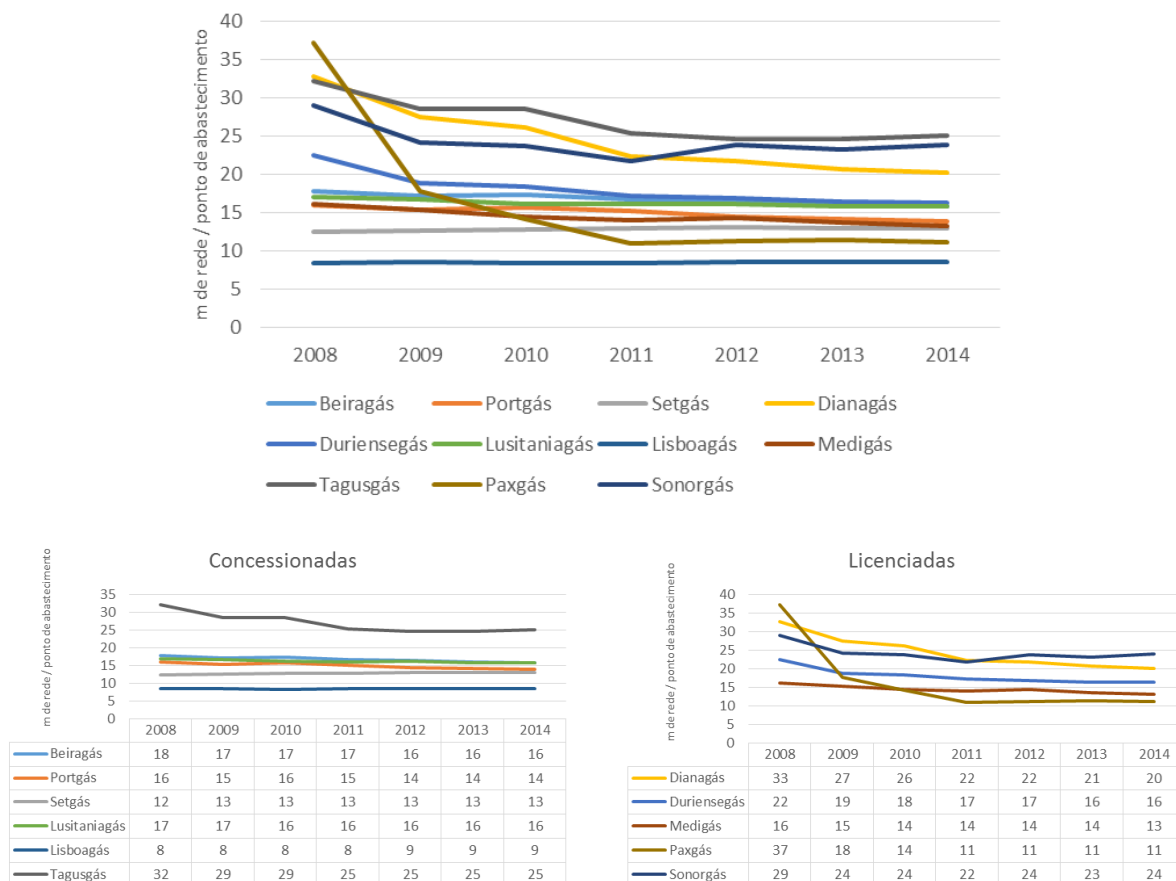
Figura 3-13 - Taxa de anual de crescimento do número de pontos de abastecimento



SATURAÇÃO DA REDE

A Figura 3-14 apresenta a evolução da saturação da rede de 2008 a 2014.

Figura 3-14 - Evolução da Saturação da rede

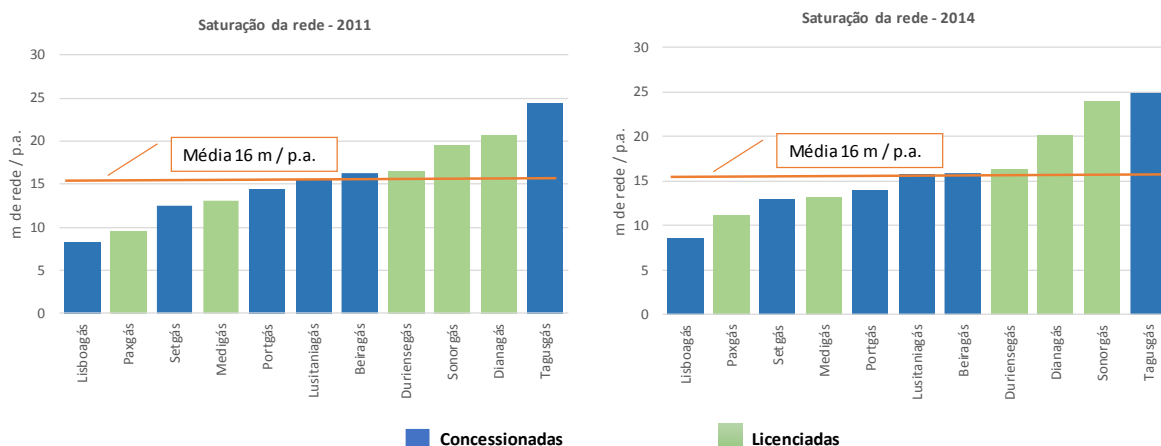


Da análise da figura anterior conclui-se que a saturação da rede, medida pela relação entre os metros de rede construída e o n.º de pontos de abastecimento dentro de cada área de concessão/licença, apresenta uma evolução ligeiramente decrescente ao longo do período em análise, indicando um ritmo de ligação de novos pontos de abastecimento superior ao ritmo de construções de redes. Esta tendência é mais visível nas empresas licenciadas e na concessionada Tagusgás e para o período entre 2008 e 2011. A partir de 2012 observa-se uma estabilização da saturação da rede na maioria das empresas.

Em 2014 observa-se uma manutenção da saturação média da rede comparativamente a 2011 (Figura 3-15). Entre estes dois períodos ocorreu, simultaneamente, um crescimento do número total dos pontos de abastecimento e de km de rede em 7% e 9%, respetivamente. As empresas licenciadas apresentam taxas médias de crescimento do número de pontos de abastecimento e dos km de rede na ordem dos 16% e 22%, respetivamente. No caso das empresas concessionadas essas taxas de

crescimento foram de 7% e 8%, respetivamente. A LisboaGás e a PaxGás são as empresas que continuam a apresentar a maior saturação. Por sua vez, a TagusGás e Sonorgás possuem a menor saturação da rede.

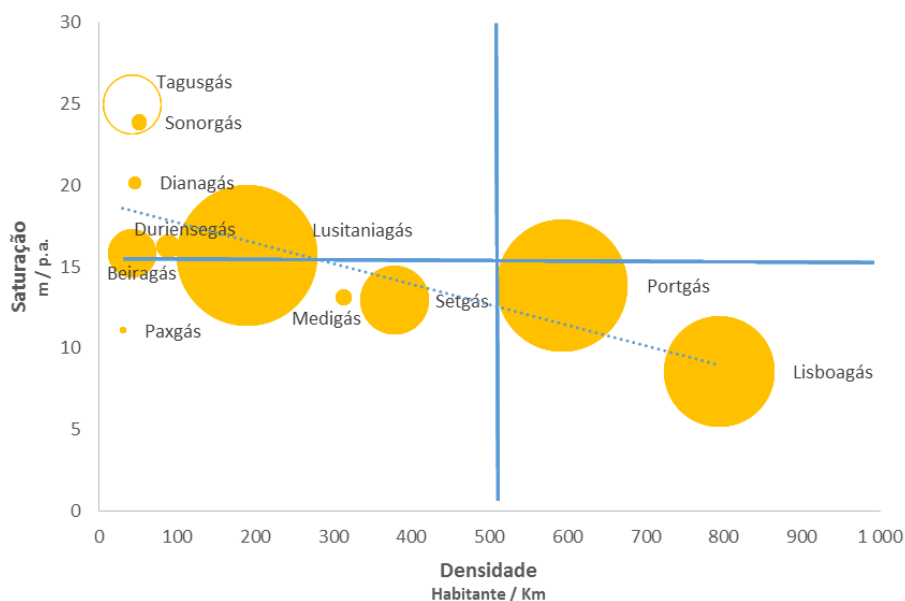
Figura 3-15 - Saturação da Rede por Área de Concessão / Licença em 2011 e 2014



Fonte: Empresas do setor de gás natural

A Figura 3-16 ilustra a relação entre a densidade demográfica das áreas de concessão e a saturação das redes. A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido no ano 2014.

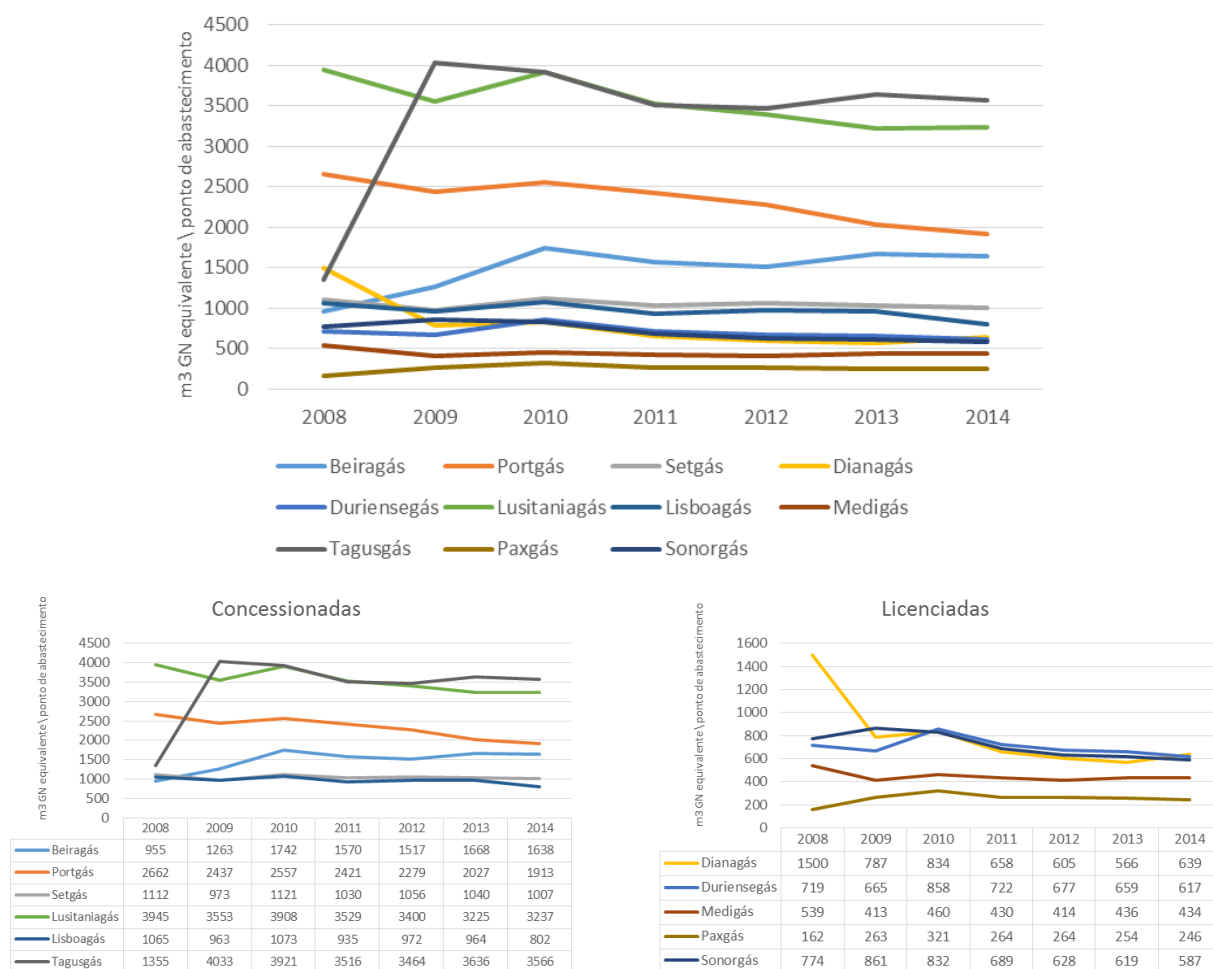
Figura 3-16 - Saturação das redes e densidade das áreas das concessões/licenças 2014



GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO POR PONTO DE ABASTECIMENTO

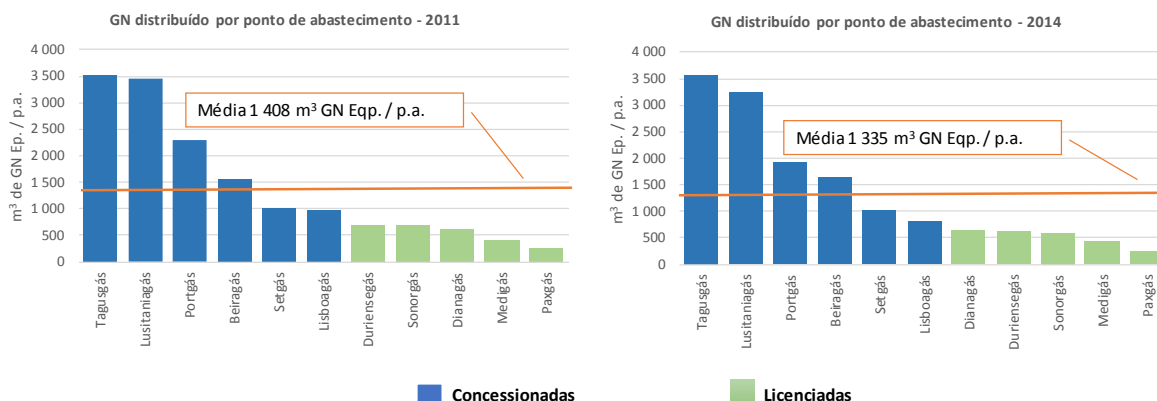
A Figura 3-17 apresenta a evolução do consumo de GN por ponto de abastecimento no período de 2008 a 2014. Até 2014 e a partir de 2011, ocorre na grande maioria das empresas uma diminuição do consumo de gás natural em volume por ponto de abastecimento. Esta tendência foi mais acentuada nas empresas de maior dimensão. Apenas a Beiragás apresentou entre 2008 e 2014 uma tendência de crescimento.

Figura 3-17 - GN Distribuído por ponto de abastecimento



Em 2014, observa-se uma diminuição de 5%, comparativamente a 2011, do gás distribuído por ponto de abastecimento. Adicionalmente continua-se a constatar uma divisão clara entre empresas concessionadas e licenciadas sendo que, as empresas licenciadas são as que vendem um menor volume de gás natural por ponto de abastecimento (Figura 3-18).

Figura 3-18 - GN Distribuído por Ponto de Abastecimento por Área de Concessão / Licença em 2011 e 2014



Fonte: Empresas do setor de gás natural

Em suma, alguns indicadores operacionais refletem as características das áreas de concessão/licenciamento em que estão implantadas as empresas. Observa-se no quadro seguinte uma correlação¹⁹ média entre a densidade demográfica e a saturação das redes, e uma correlação fraca entre o gás natural distribuído por ponto de abastecimento e o VAB da indústria estimado *per capita*.

Quadro 3-3 - Coeficiente de correlação, fatores externos e indicadores operacionais

	Saturação da rede	GN distribuído / ponto de abastecimento	Densidade populacional da área de concessão/licença	VAB da indústria estimado/per capita
Saturação da rede	1,00			
GN distribuído / ponto de abastecimento	0,38	1,00		
Densidade populacional da área de concessão/licença	-0,64	-0,06	1,00	
VAB da indústria estimado/per capita	0,07	0,13	-0,29	1,00

3.2.2 ANÁLISE DOS INDICADORES OPERACIONAIS

O Quadro 3-4 e a Figura 3-19 apresentam alguns indicadores operacionais das empresas de distribuição de gás natural em 2014.

¹⁹ O coeficiente de correlação (mais precisamente coeficiente de correlação de Pearson) mede o grau da correlação e a direção dessa correlação entre duas variáveis de escala métrica. Este coeficiente, normalmente representado por ρ assume apenas valores entre -1 e 1. Se for igual 1, significa uma correlação perfeita positiva entre as duas variáveis. Se for igual a -1 significa uma correlação negativa perfeita entre as duas variáveis.

Os indicadores de desempenho relacionam os custos de exploração e os *outputs* decorrentes da atividade de distribuição de gás natural. Considera-se os seguintes *outputs*²⁰: número de pontos de abastecimento, volume de gás natural distribuído e quilómetros de redes em exploração.

Quadro 3-4 - Indicadores Operacionais em 2014

	Custos de exploração líquidos ⁽¹⁾ EUR	Custos exploração por ponto de abastecimento €/ p.a.	Custos exploração por unidade distribuída €/ 1000 m3	Custos exploração por km de rede €/ km
Beiragás	3 590 608	72	44	4 539
Dianagás	1 175 155	132	207	6 565
Duriensegás	2 367 234	83	134	5 102
Portgás	12 392 698	40	21	2 914
Lisboagás	28 284 327	55	68	6 369
Lusitaniagás	9 906 896	47	15	3 005
Medigás	1 376 479	70	162	5 335
Paxgás	677 133	116	471	10 417
Setgás	6 608 276	42	41	3 209
Sonorgás	4 743 367	327	558	13 709
Tagusgás	3 866 943	118	33	4 716
Total	74 989 115			

Nota: ⁽¹⁾ Custos de exploração líquidos = FSE + Pessoal + impostos + provisões + ajustamentos + outros custos de exploração – prestações de serviços – trabalhos para a própria empresa - proveitos suplementares - outros proveitos operacionais. Valores a preços constantes de 2013.

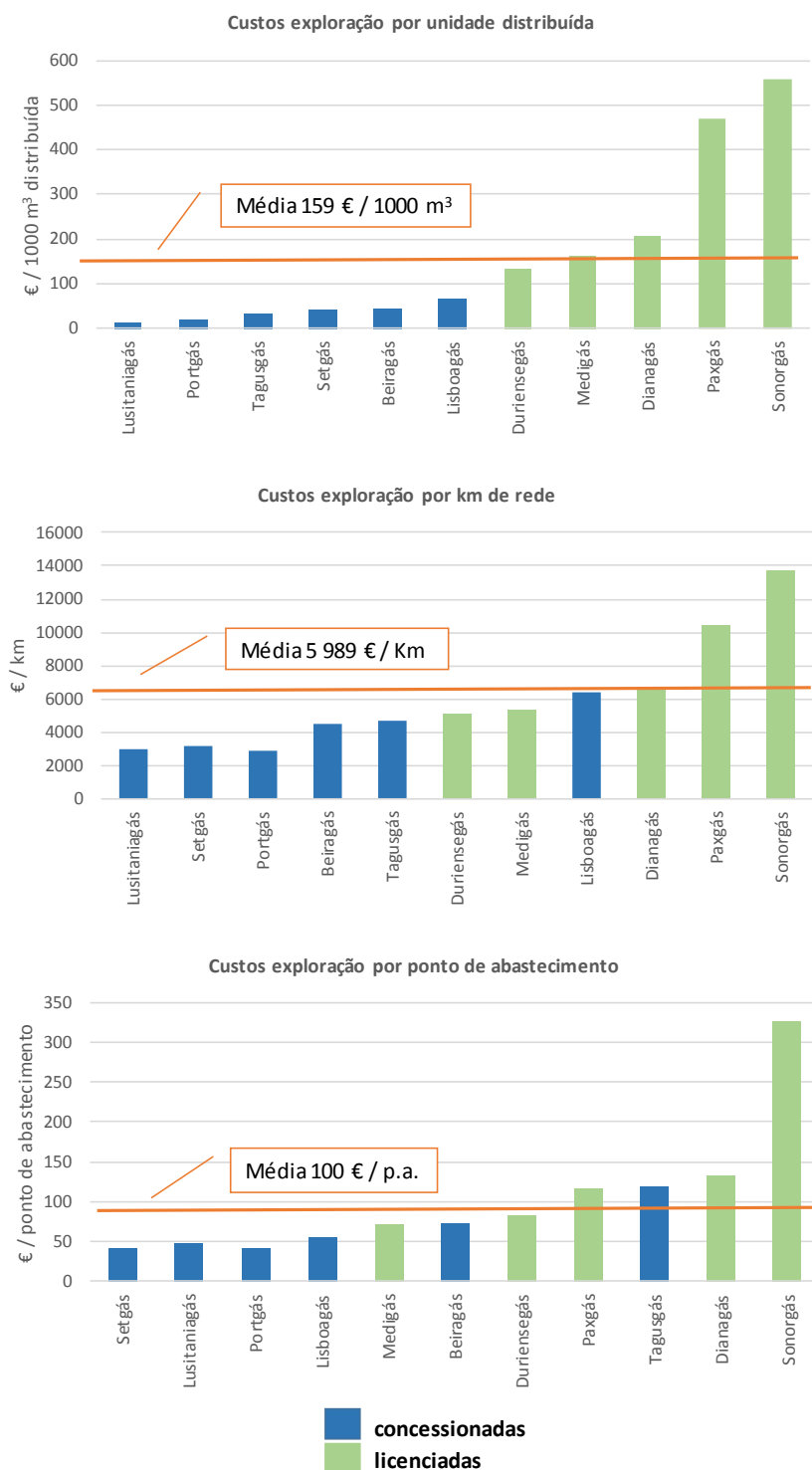
Valores a preços constantes de 2016.

Fonte: Empresas do setor de gás natural

À semelhança da caracterização ocorrida nas análises efetuadas para os anos de 2008 e 2011 (os dois períodos regulatórios anteriores), verifica-se uma clara distinção entre as empresas licenciadas e as empresas concessionadas no que diz respeito aos custos de exploração por unidade distribuída. As empresas licenciadas apresentam custos unitários mais elevados, em particular, as de menor dimensão. Esta diferença pode espelhar ganhos de escala. No que diz respeito aos restantes indicadores, não se verifica uma distinção tão clara. Contudo, a Sonorgás apresenta, no caso dos três *outputs*, custos unitários significativamente superiores comparativamente às restantes empresas.

²⁰ Ver ponto 3.5.1..

Figura 3-19 - Indicadores de desempenho em 2014

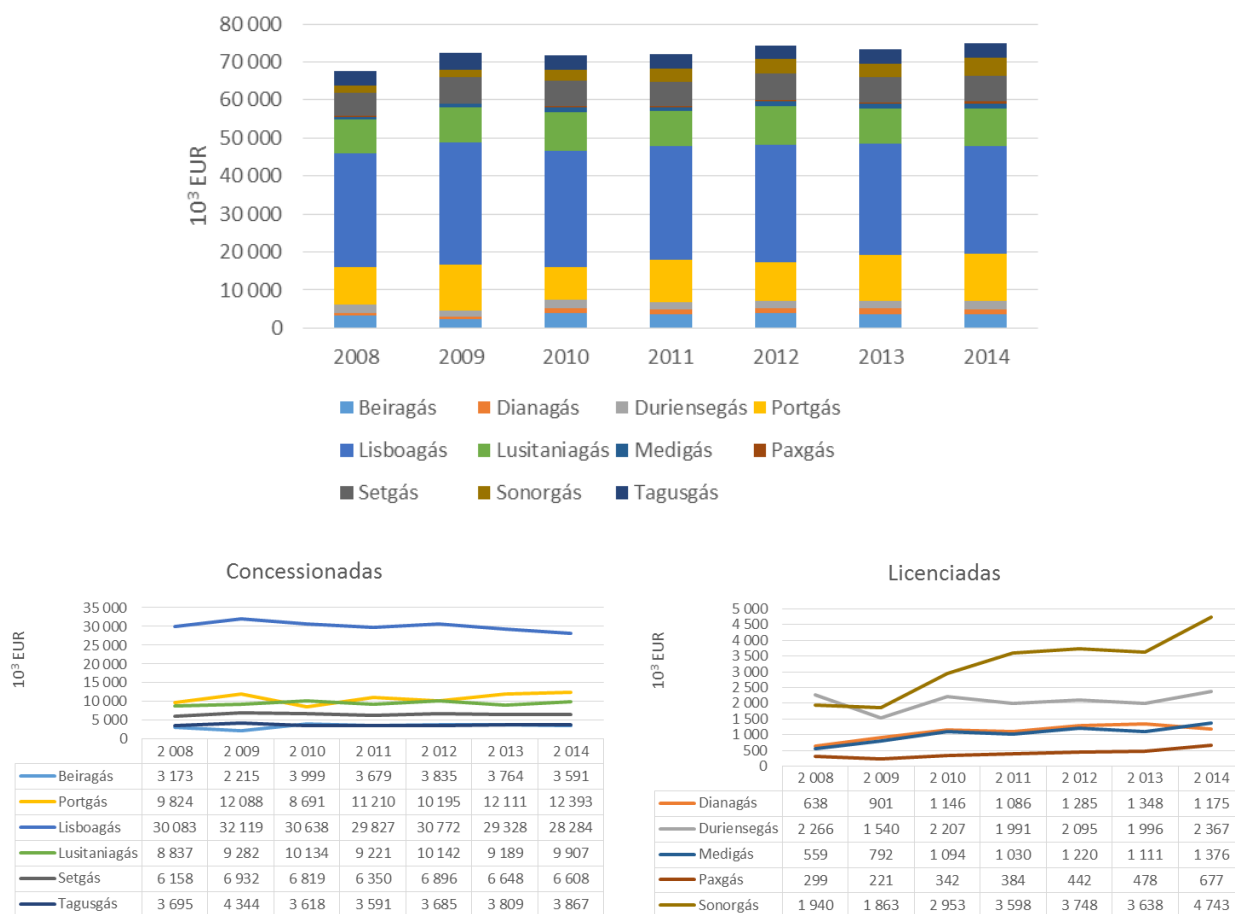


Fonte: Empresas do setor de gás natural

A Figura 3-20 analisa a evolução dos custos de exploração líquidos, a preços constantes de 2016 entre 2008 e 2014. No período em análise verifica-se uma estabilização do valor do total dos custos líquidos de

exploração na atividade de distribuição. Contudo, ao nível individual de cada empresa observa-se diferenças de comportamento. No que diz respeito às empresas concessionadas, verifica-se que a Portgás incrementa nitidamente os seus custos de exploração líquidos enquanto a Beiragás, a Tagusgás e a Setgás registam um pequeno incremento destes custos. Por seu lado, observa-se uma diminuição destes custos na Lisboagás. No caso das empresas licenciadas, todas as empresas, com a exceção da Duriensegás, aumentam significativamente os seus custos de exploração líquidos. As restantes empresas apresentam alguma volatilidade na evolução destes custos.

Figura 3-20 - Custos de exploração líquidos, a preços constantes de 2016

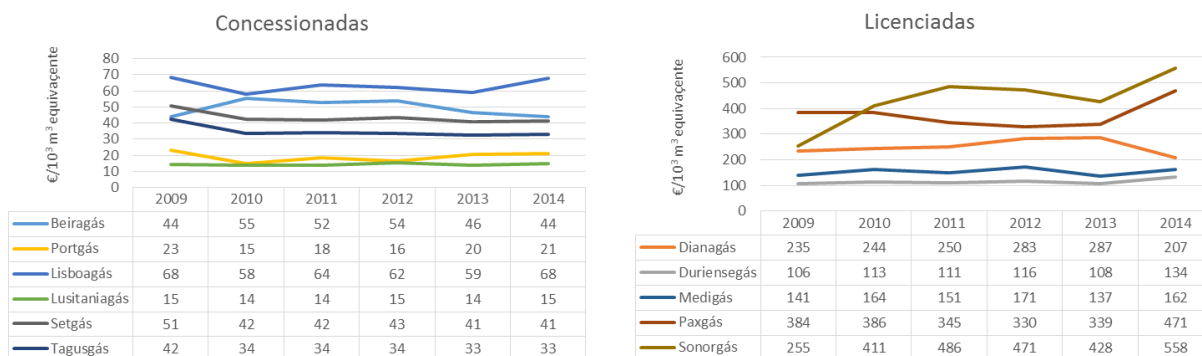
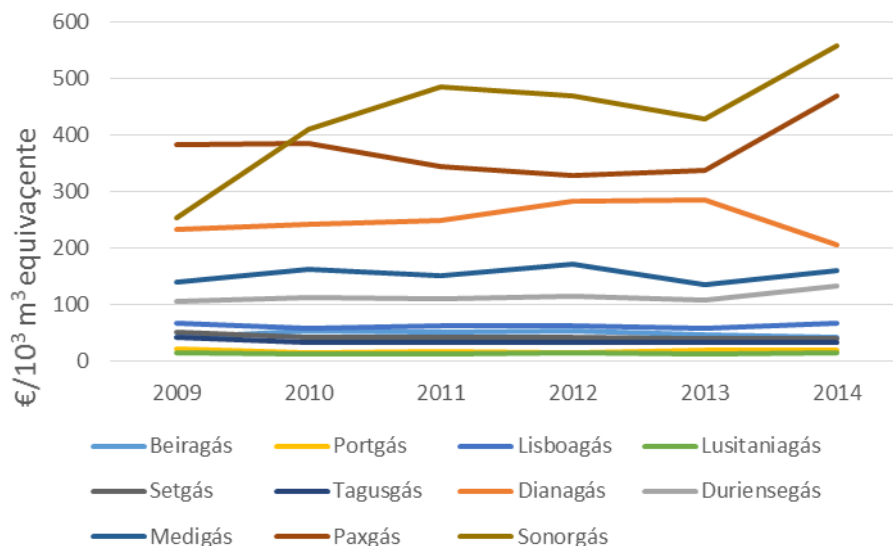


ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DE CUSTOS UNITÁRIOS

A Figura 3-21 apresenta a evolução dos custos de exploração por unidade de gás natural distribuída. No caso das empresas concessionadas, no período de 2012 a 2014, observa-se um aumento dos custos de exploração por unidade distribuída vendida nas duas empresas de maior dimensão (medida pelo valor dos custos de exploração) e uma diminuição na Beiragás (ambos os casos para níveis dos valores registados em 2009). As restantes empresas concessionadas apresentam uma estabilização do custo unitário. Em

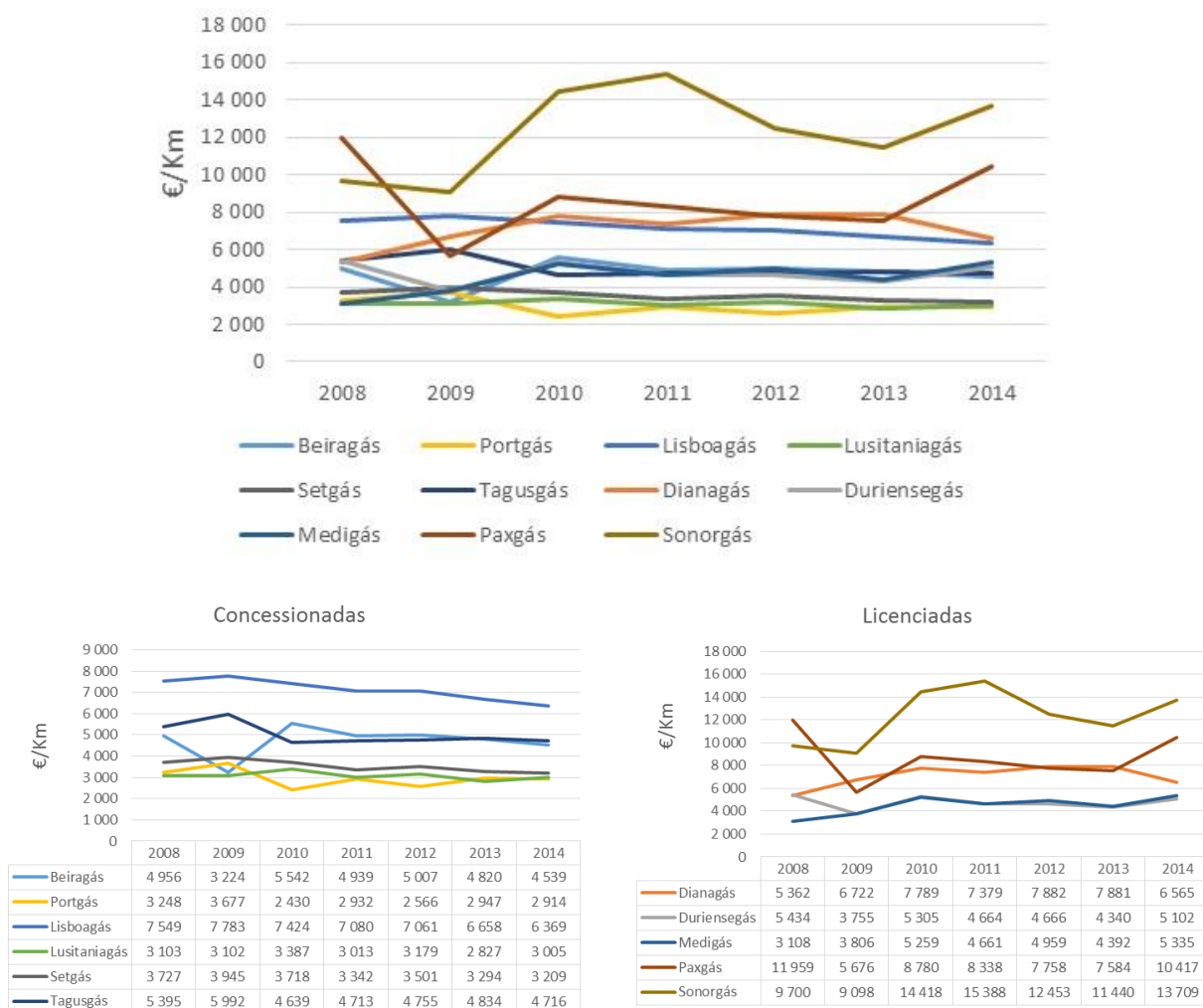
relação às empresas licenciadas verifica-se um aumento significativo do custo unitário na Paxgás e na Sonorgás, enquanto nas restantes empresas as tendências não são tão claras.

Figura 3-21 - Custos de exploração líquidos por unidade distribuída



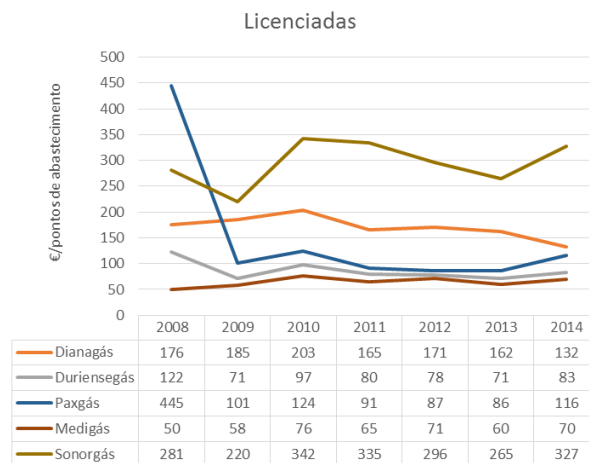
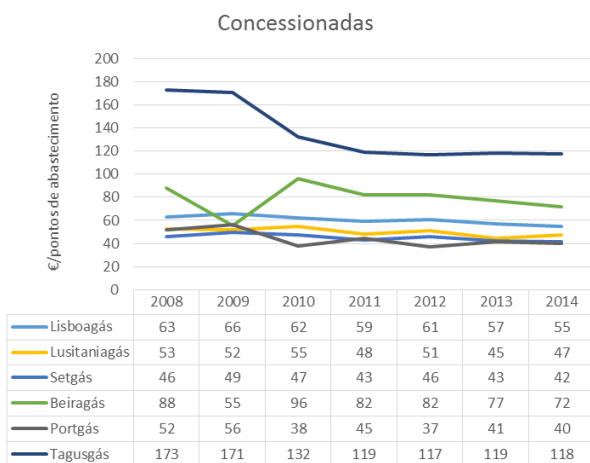
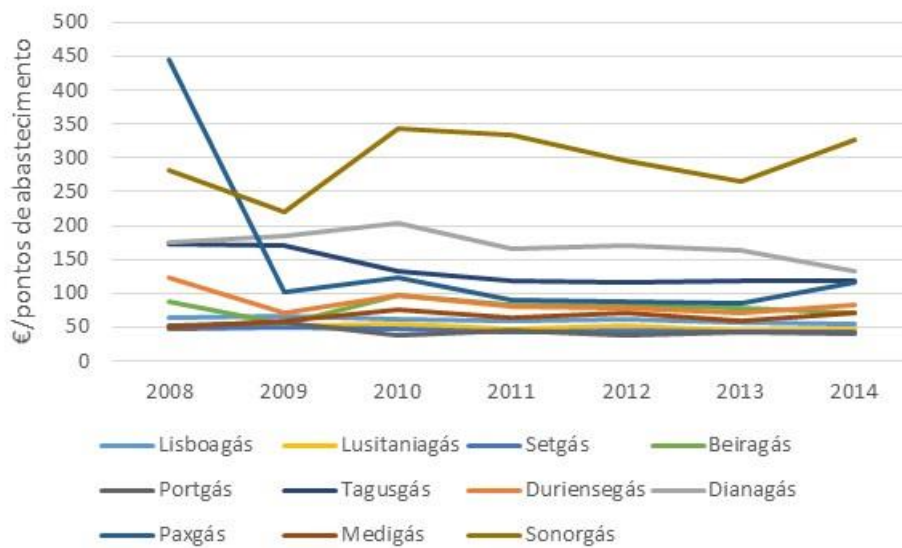
Na figura seguinte pode-se observar a evolução dos custos de exploração por km de rede dos operadores de distribuição. No caso das empresas concessionadas, ao longo do período de 2008 a 2014, observa-se uma diminuição dos custos de exploração por km em todas as situações. Nas empresas licenciadas, considerando o mesmo período de referência, apenas no caso da Sonorgás se pode observar uma tendência clara de crescimento. Nas restantes licenciadas, os custos de exploração por km de rede apresentam uma maior volatilidade.

Figura 3-22 - Custos de exploração líquidos por km de rede



No caso dos custos de exploração por ponto de abastecimento (Figura 3-23), observa-se nas empresas concessionadas, de uma forma geral, uma diminuição deste indicador. No caso das empresas licenciadas, verifica-se uma maior volatilidade da tendência de evolução do custo unitário por ponto de abastecimento.

Figura 3-23 - Custos de exploração líquidos por ponto de abastecimento



3.3 CARACTERIZAÇÃO DO DESEMPENHO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL

3.3.1 ANÁLISE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO

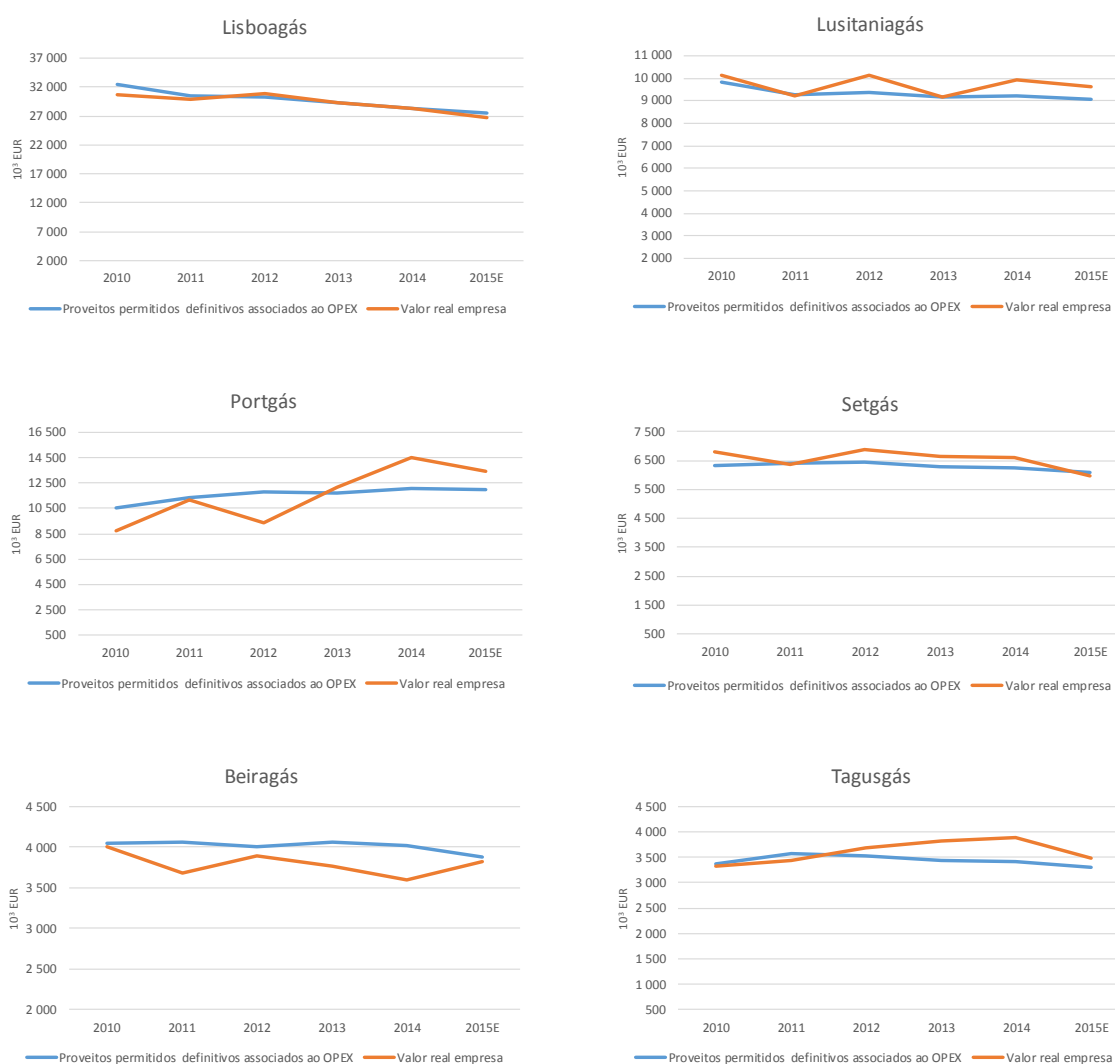
Terminando um período regulatório, importa analisar o desempenho das empresas ao nível do OPEX líquido sujeito às metas de eficiência impostas pelo regulador, avaliando se ocorreram desvios entre o valor permitido pelo regulador e o realizado pelas empresas e apurar as razões para tais desvios. Adicionalmente, também se procede à análise da taxa de rentabilidade efetiva das empresas em contraponto com a taxa de remuneração definida pela ERSE.

Na Figura 3-24 são apresentadas as evoluções do OPEX líquido para as empresas concessionadas para os anos de 2010 a 2015 (este último ano com valores estimados). O mesmo exercício para as empresas licenciadas é apresentado na Figura 3-25. A informação é apresentada a preços constantes de 2016. Nesta análise, pretende-se comparar o nível de OPEX real das empresas com os proveitos permitidos definitivos associados ao OPEX para efeitos de ajustamento²¹. Assim, comparam-se os proveitos permitidos definitivos para efeitos de ajustamento com o valor real da empresa – “valor real (Empresa)”.

Analisando os dados relativos às empresas concessionadas, é possível verificar que, com exceção da Beiragás e da Lisboagás, os valores dos proveitos permitidos definitivos para efeitos de ajustamento são inferiores aos valores reais das empresas. A Portgás apresentou este comportamento a partir de 2014. A Beiragás tem apresentado, de forma sistemática, valores reais inferiores aos proveitos permitidos. Por sua vez, a Lisboagás evidência uma grande similitude entre os dois valores. A maioria das empresas concessionadas apresentaram uma reduzida volatilidade do seu nível de custos.

²¹ Valor definitivo aceite pela ERSE para o ano em causa.

**Figura 3-24 - Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013-
- Concessionadas**



No caso das empresas licenciadas destaca-se o crescimento acentuado dos custos reais das empresas no ano de 2014, excedendo significativamente o valor dos proveitos permitidos definitivos associados ao OPEX. A única exceção foi a empresa Dianagás. Até este ano, as empresas Paxgás, Dianagás e Duriensegás apresentaram uma similitude entre os dois valores enquanto as empresas Medigás e Sonorgás registaram custos reais superiores aos aceites pela ERSE sendo esta diferença mais significativa no caso da Sonorgás. A maioria das empresas licenciadas apresentaram um crescimento do seu nível de custos.

Figura 3-25 - Evolução do OPEX líquido no período regulatório 2010-2013
– Licenciadas



Em síntese, na maioria das empresas licenciadas, os proveitos permitidos apresentam evoluções semelhantes ao OPEX das empresas. No ano de 2014, as empresas licenciadas apresentaram uma maior discrepância entre os custos reais e os proveitos permitidos comparativamente às empresas concessionadas.

A Figura 3-26 sintetiza a informação anterior por empresa identificando as distribuidoras que apresentam proveitos permitidos definitivos associados ao OPEX para efeito de cálculo dos ajustamentos das empresas superiores ou inferiores aos valores reais das empresas, indicando igualmente a percentagem desses proveitos permitidos face aos custos reais.

Com a implementação de metas de eficiência ao nível do OPEX líquido, a maioria das empresas apresenta um nível de custos superior aos proveitos permitidos.

Figura 3-26 - Base de custos – resultado do Price-Cap

Empresa	Posição relativa - Fator X global ponderado (2013-2016)	Base de custos aceite (% face empresa)							Resultado do Price-Cap
		2010	2011	2012	2013	2014	2015E	Média 10-14	
Beiragás	4º	101,3%	110,6%	103,0%	107,8%	112,0%	101,5%	106,9%	Superior
Setgás	2º	92,9%	100,7%	93,2%	94,4%	94,5%	102,2%	95,1%	Inferior
Portgás	1º	121,6%	101,5%	126,2%	96,5%	83,1%	89,0%	105,8%	Inferior
Lisboagás	2º	106,1%	102,1%	97,9%	99,9%	100,2%	103,4%	101,2%	Superior
Lusitaniagás	1º	97,0%	100,3%	92,1%	100,0%	93,1%	94,1%	96,5%	Inferior
Tagusgás	4º	101,6%	103,7%	95,6%	89,9%	87,9%	94,8%	95,7%	Inferior
Medigás	3º	63,3%	92,7%	82,5%	96,1%	80,1%	94,0%	83,0%	Inferior
Duriensegás	5º	120,5%	99,3%	102,2%	99,9%	82,0%	97,2%	100,8%	Inferior
Paxgás	3º	112,1%	100,0%	99,2%	115,6%	68,2%	101,8%	99,0%	Inferior
Dianagás	5º	99,3%	108,2%	95,6%	96,9%	116,7%	103,4%	103,4%	Superior
Sonorgás	6º	69,7%	45,9%	47,1%	78,0%	80,5%	87,3%	64,3%	Inferior
Média		98,7%	96,8%	94,1%	97,7%	90,8%	97,1%	95,6%	

A Figura 3-27 apresenta a taxa de rentabilidade efetiva das empresas²² e a taxa de remuneração definida pela ERSE, associada ao custo de capital, para os períodos regulatórios em análise. No caso das empresas concessionadas verifica-se uma significativa similitude entre a taxa de rentabilidade efetiva e a taxa de remuneração definida pela ERSE. As diferenças observadas podem ser justificadas, em certa medida, com as diferenças existentes entre o OPEX real e os proveitos permitidos associados ao OPEX. As empresas que apresentaram valores de OPEX real inferiores (superiores) aos valores aceites apresentam taxas de rentabilidade efetivas superiores (inferiores). O impacto do peso da diferença entre o OPEX real e os proveitos permitidos na taxa de rentabilidade depende da relação existente entre o valor do OPEX e o valor do ativo remunerado para efeitos regulatório (RAB - Regulatory Asset base).

No caso das empresas licenciadas verificam-se diferenças superiores entre as taxas efetivas e a taxa de remuneração definida pela ERSE comparativamente às empresas concessionadas, em particular, no ano de 2014. Este comportamento é explicado, por um lado, pela diferença entre o OPEX aceite e os proveitos

²² Rentabilidade Efetiva (Ror Económico) = (Proveitos Permitidos Reais sem Ajustamentos – Custos Reais) / RAB.

permitidos ter sido, neste ano, mais significativo nestas empresas conforme análise anterior e, por outro lado, por estas empresas terem uma menor maturidade e um menor nível de investimento (menor valor do RAB) implicando que a relação entre OPEX e CAPEX seja mais equilibrada.

Figura 3-27 - Taxa de Rentabilidade

Concessionadas	Beiragás		Portgás		Lisboagás		Lusitãniagás		Setgás		Tagusgás	
	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014
(1) Taxa de rentabilidade média efetiva (contas reguladas)	8,99%	8,63%	8,52%	7,40%	8,51%	7,95%	8,38%	7,70%	8,30%	7,71%	8,13%	7,36%
(2) Taxa remuneração definida ERSE	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%
(3)=(2)-(1) Diferença taxas	-0,44%	-0,69%	0,02%	0,54%	0,04%	-0,01%	0,17%	0,24%	0,25%	0,23%	0,42%	0,58%
Opex Aceite	4 028	4 020	11 872	12 061	29 307	28 332	9 254	9 220	6 315	6 238	3 460	3 425
Opex Real	3 748	3 591	10 663	14 505	29 519	28 284	9 751	9 907	6 716	6 603	3 799	3 897
Capex	7 325	6 849	48 656	47 424	63 633	58 426	32 516	30 068	17 588	16 328	9 303	8 975

Licenciadas	Dianagás		Durienségás		Paxgás		Sonorgás		Medigás	
	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014	Média 12-14	2014
(1) Taxa de rentabilidade média efetiva (contas reguladas)	8,84%	9,68%	8,18%	6,72%	8,57%	4,26%	5,05%	5,45%	7,57%	6,42%
(2) Taxa remuneração definida ERSE	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%	8,55%	7,94%
(3)=(2)-(1) Diferença taxas	-0,29%	-1,74%	0,37%	1,22%	-0,02%	3,68%	3,50%	2,49%	0,98%	1,52%
Opex Aceite	1 306	1 372	1 987	1 947	534	471	2 813	3 820	1 060	1 104
Opex Real	1 273	1 175	2 116	2 373	537	691	4 053	4 743	1 236	1 377
Capex	1 515	1 481	4 898	4 661	748	745	4 972	5 099	2 399	2 331

3.3.2 ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE INDICADORES OPERACIONAIS E OS INDICADORES DA ATIVIDADE

O presente subcapítulo pretende relacionar o desempenho operacional das empresas distribuidoras em 2014 avaliado pelos indicadores custos de exploração por gás distribuído, por ponto de abastecimento e por km de rede e os indicadores da atividade operacional das empresas de distribuição de gás natural – saturação das redes, início da atividade operacional e gás distribuído por ponto de abastecimento.

A saturação das redes apresenta uma correlação média com os custos de exploração por ponto de abastecimento e uma correlação fraca com os restantes indicadores de desempenho à semelhança de 2011, apesar das correlações de 2014 serem mais significativas. O número de anos de atividade desde o início da sua atividade operacional, que corresponde numa certa medida à maturidade da atividade das empresas, apresenta uma elevada correlação negativa com os custos de exploração por gás natural distribuído e por quilómetro de rede e uma correlação média com os custos de exploração por pontos de abastecimento. A diluição dos custos de estrutura das empresas associada ao arranque da sua atividade pode justificar esta tendência como também o facto de terem sido, tipicamente, as distribuidoras com clientes de maior dimensão em termos de volume, as primeiras a iniciar a sua atividade. Finalmente, o consumo unitário aparenta estar diretamente correlacionado com o desempenho das empresas e, de uma

forma mais acentuada, com os custos de exploração por gás distribuído à semelhança do que ocorreu em 2011.

Quadro 3-5 - Coeficiente de correlação entre indicadores em 2011 e 2014

		Indicadores Operacionais			
		Saturação das redes	das	Maturidade	GN distribuído por ponto de abastecimento
Indicadores de desempenho	2014				
	Custos de exploração por GN distribuído	0,22		-0,88	-0,58
	Custos de exploração por ponto de abastecimento	0,63		-0,66	-0,28
	Custos de exploração por km de rede	0,24		-0,81	-0,54
		Indicadores Operacionais			
		Saturação das redes	das	Maturidade	GN distribuído por ponto de abastecimento
Indicadores de desempenho	2011				
	Custos de exploração por GN distribuído	0,10		-0,86	-0,60
	Custos de exploração por ponto de abastecimento	0,54		-0,58	-0,19
	Custos de exploração por km de rede	0,14		-0,68	-0,44

As figuras seguintes apresentam as correlações mais significativas apuradas entre estes indicadores operacionais e o desempenho das empresas em 2014, evidenciando igualmente o posicionamento relativo de cada empresa e a sua dimensão²³. Sempre que se julgar útil, a comparação com os dados relativos a 2011²⁴ são apresentados.

SATURAÇÃO DAS REDES

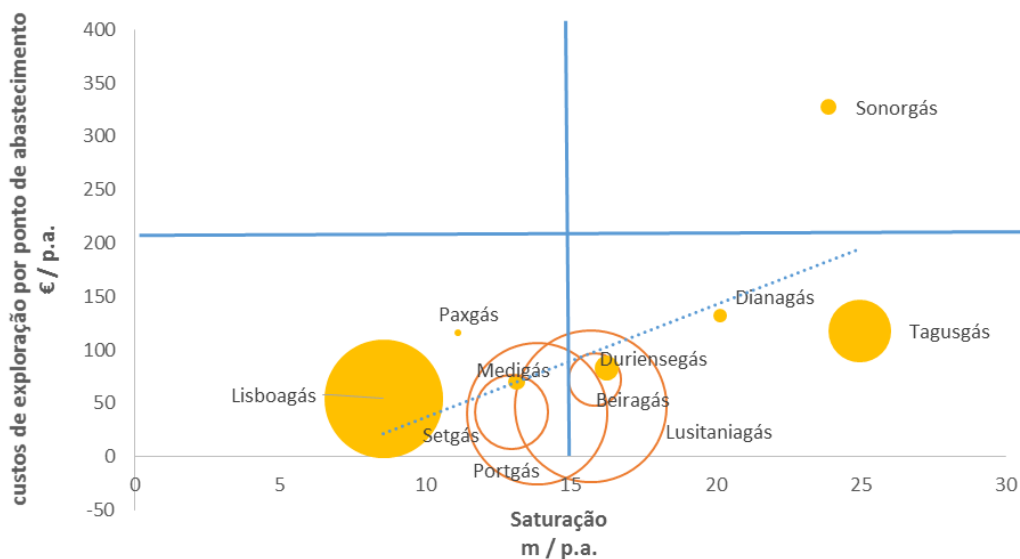
Comparando os resultados expostos do ano de 2014 com os apresentados há 3 anos para 2011, a quase totalidade das empresas mantém-se no mesmo quadrante. Em 2014, à semelhança de 2011, observa-se cinco empresas (Lisboagás, Setgás, Medigás, Paxgás e Portgás) no quadrante que reflete o melhor desempenho possível (maior saturação para custos de exploração por p.a. mais baixos) e três empresas (Lusitaniagás, Beiragás e Duriensegás) muito próximas deste quadrante. A Sonorgás continua a posicionar-se no quadrante que reflete uma menor saturação e maior nível de custos de exploração por

²³ A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2014.

²⁴ Ver documento citado anteriormente.

p.a. A Dianagás e a Tagusgás, principalmente esta última, apresentam níveis de saturação semelhantes à Sonorgás mas custos unitários por p.a. significativamente inferiores.

Figura 3-28 - Saturação das redes e custos de exploração por ponto de abastecimento 2014



TEMPO DA ATIVIDADE

Se considerarmos o tempo de atividade operacional, verifica-se uma relação entre este indicador e o desempenho das empresas, nomeadamente quando se utiliza como indicador de desempenho os custos de exploração por gás distribuído. Porém, importa também sublinhar que a dimensão das empresas e o período de funcionamento são dois indicadores extremamente relacionados, tendo em conta que as áreas de concessão com maior potencial foram atribuídas em primeiro lugar. Assim, subjacente à relação entre desempenho e período de atividade existe igualmente uma relação entre desempenho e dimensão de atividade.

Em 2014, à semelhança dos resultados de 2011, observa-se, na generalidade das empresas, uma relação negativa entre a maturidade e os custos unitários por *output*.

Figura 3-29 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por volume de GN distribuído
2014

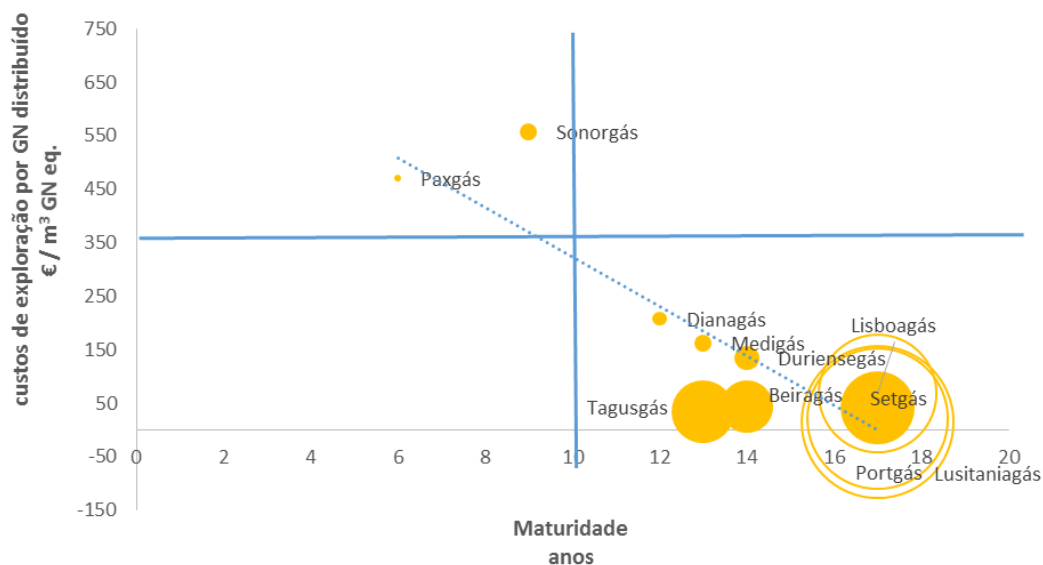


Figura 3-30 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por pontos de abastecimento
2014

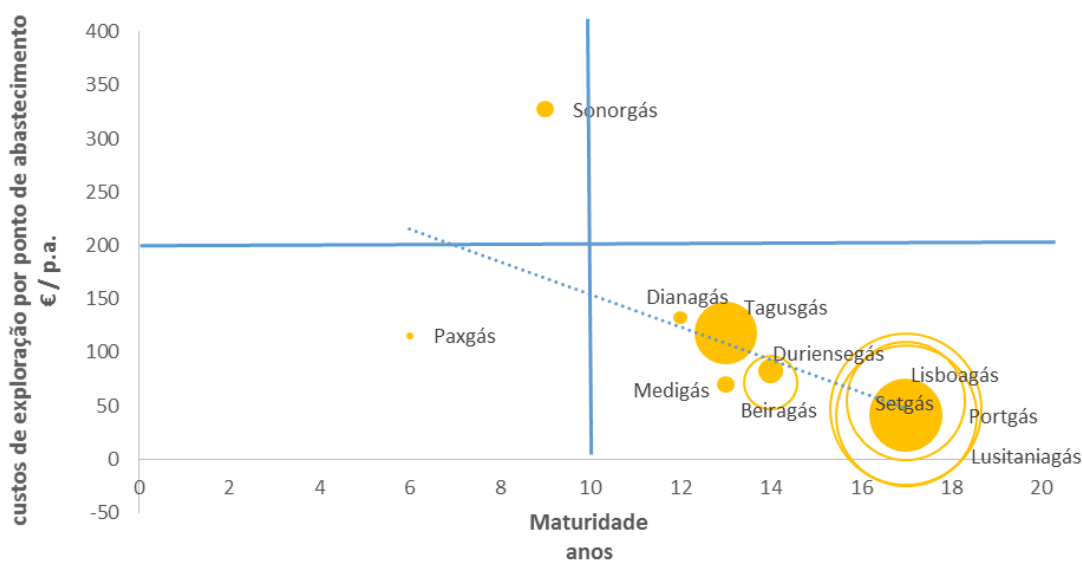
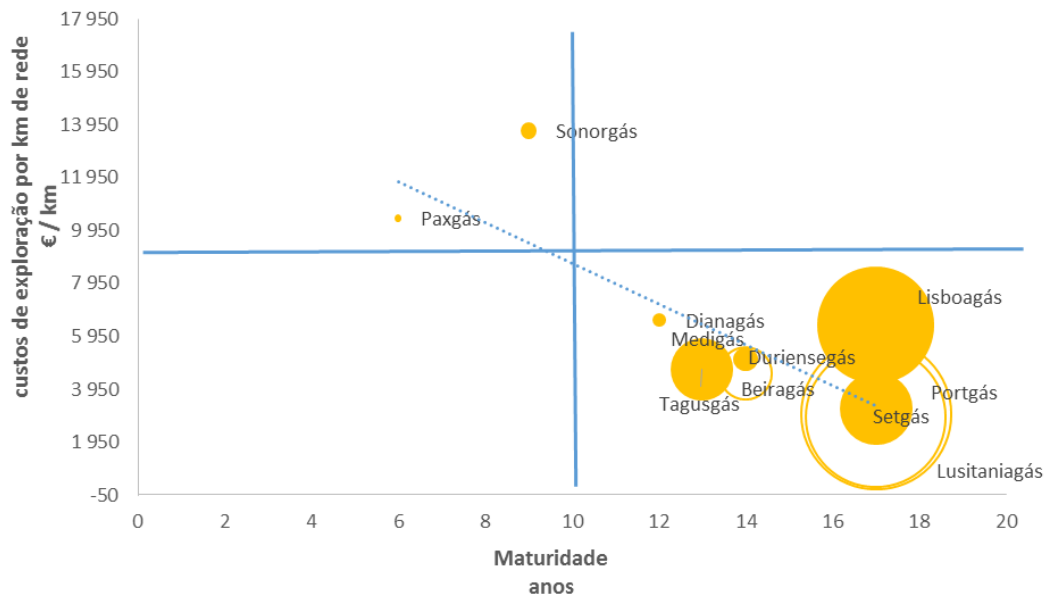
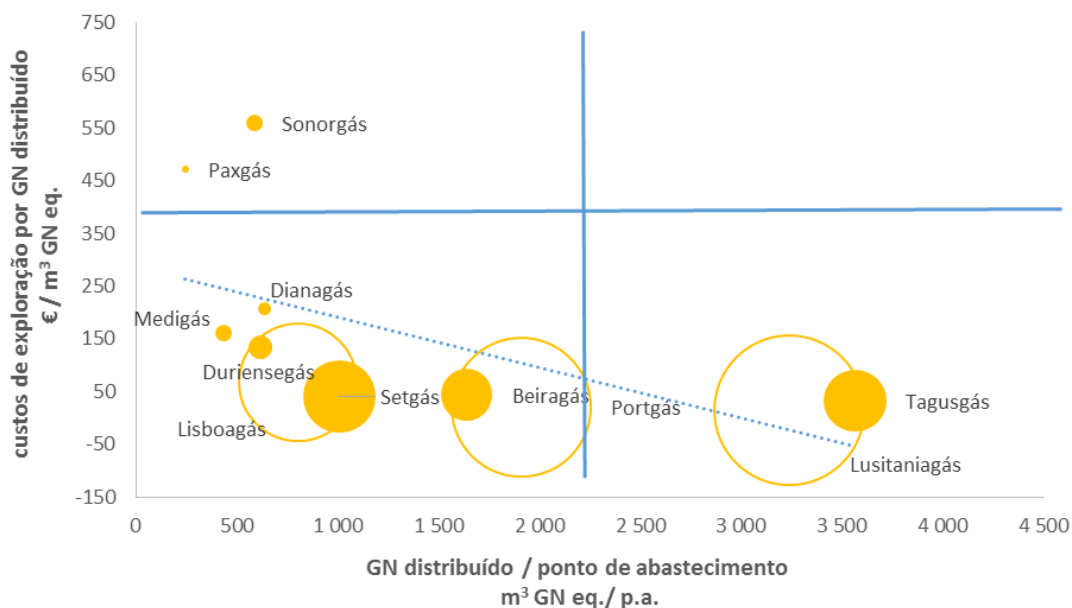


Figura 3-31 - Tempo de atividade operacional e custos de exploração por quilómetro de rede em 2014



GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO POR PONTO DE ABASTECIMENTO

Figura 3-32 - Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por volume de GN distribuído
2014



Comparando a figura anterior com as apresentadas para 2008 e 2011, a Sonorgás e a Paxgás (apenas relativamente a 2011) mantêm-se no quadrante que apresenta custos de exploração por gás natural distribuído mais elevado e gás natural distribuído por ponto de abastecimento mais reduzido.

Concluindo, o desempenho das distribuidoras de gás natural reflete em parte as condições em que estas empresas desenvolvem as suas atividades. Assim, alguns fatores externos apresentam uma relação significativa com o desempenho das empresas, nomeadamente o tempo de atividade das empresas e, em menor grau, o volume de gás natural distribuído por ponto de abastecimento e a saturação das redes. Em 2014, a saturação das redes é um indicador que apresenta uma correlação menos significativa com o indicador de desempenho custos de exploração por ponto de abastecimento. Esta situação ocorre no caso do indicador GN distribuído por ponto de abastecimento quando se considera o indicador custos de exploração por GN distribuído.

É, contudo, necessário referir que o grau de saturação das redes é um indicador que não é totalmente independente da estratégia de desenvolvimento da atividade que a empresa definiu.

3.4 BASE DE CUSTOS

ENQUADRAMENTO

No quadro da metodologia regulatória do tipo “*price cap*” aplicada à atividade de distribuição de gás natural, a base de custos corresponde ao nível de proveitos permitidos associados ao OPEX. No início de cada período regulatório são aplicados as metas de eficiência sobre esta base de custo, levando à sua diminuição, em termos reais, ao longo do período regulatório. No final do período regulatório, o regulador avalia se o nível de proveitos permitidos atingido, isto é a base de custos, é o adequado face aos objetivos traçados, ponderando a sua manutenção ou a sua revisão, neste caso aproximando-a ou afastando-a do nível de custos apresentado pelas empresas.

No período regulatório de julho 2013 a junho de 2016, a ERSE considerou adequado manter a base de custos definida no período de regulação de 2010-2013 para todas as distribuidoras de gás natural, com exceção das empresas Sonorgás, Paxgás e Portgás. Os valores posteriores a essa data foram ajustados pela evolução da atividade e por aplicação de metas de eficiência.

No caso da Paxgás, a base de custos teve por referência o ano de 2011 aceite para efeitos de cálculo de ajustamentos, sendo os valores posteriores a essa data ajustados pela evolução da atividade e por aplicação de metas de eficiência. Recorde-se que para esta empresa no período regulatório de 2010-2013 não foram estabelecidas metas de eficiência por ter iniciado a sua atividade operacional em 2008.

Em relação à Sonorgás, a base de custos teve como referência o último ano de contas reguladas auditadas, ou seja, o ano de 2011 sendo os valores posteriores a essa data ajustados pela evolução da atividade e por aplicação de metas de eficiência. A repartição entre o termo variável e o termo fixo teve por base os parâmetros que vigoraram no período regulatório a que o ano de 2011 diz respeito, isto é, 20% para a componente fixa e o remanescente para a componente variável. Dentro desta última componente, a obtenção dos custos unitários de energia e de pontos de abastecimento teve por base o mesmo peso.

A base de custos da Portgás teve igualmente como referência o ano de 2011, sendo que as quantidades que deram origem ao custo unitário foram corrigidas do efeito do volume de energia da refinaria da GALP em Leça da Palmeira que esta distribuidora deixou de fornecer em junho de 2012. Os valores posteriores a essa data foram ajustados pela evolução da atividade e por aplicação de metas de eficiência.

DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

Da análise da evolução da base de custos estabelecida pela ERSE no período regulatório anterior realizada no ponto 3.2.3, verificou-se que esta correspondeu, em média, a 98% da base de custos das diversas empresas em análise no ano de 2013 e 91% no ano de 2014. Esta diminuição acentuada no ano de 2014 deveu-se ao incremento da base de custos das empresas sem que se tenha detetado razões

justificativas deste comportamento dado não se ter registado alterações relevantes no nível de atividade. Registe-se que, de um modo geral, as empresas estimam uma diminuição dos seus custos, o que poderá indiciar que o aumento em 2014 refletirá, eventualmente, um efeito de especialização dos custos.

Pese embora o referido, registe-se que no período de 2013 a 2014, as empresas Beiragás, Dianagás apresentaram custos operacionais inferiores aos proveitos permitidos. Registe-se, igualmente, que nesses anos os custos da Lisboagás foram muito próximos dos seus proveitos permitidos.

A Sonorgás no período regulatório de julho de 2010 a junho de 2013 apresentou, em média, uma base definida pela ERSE cerca de 50% abaixo da base de custos da empresa por força do envio, por parte da empresa, aquando da definição dos parâmetros deste período, de uma estrutura de custos desajustada e que não refletia a sua atividade operacional, designadamente porque pressuponha uma repartição entre custos da atividade de distribuição e custos da atividade de comercialização diferente da que veio a verificar-se na realidade. No período regulatório que agora termina, a empresa aproximou os custos apresentados à ERSE dos seus proveitos permitidos. Apesar de em 2014 se observar um conjunto de empresas com uma relação semelhante em resultado da situação supra referida.

Assim, a evolução da base de custos beneficiou os consumidores, visto ter diminuído cerca de 8% no custo unitário por ponto de abastecimento no conjunto da atividade de distribuição entre 2011 e 2014 (a preços constantes de 2014), sem, todavia, ter posto em causa o equilíbrio económico-financeiro de nenhuma empresa.

Registe-se aliás, que, de um modo geral, existe uma significativa similitude entre as taxas de rentabilidade efetivas (calculadas com base nas contas reguladas) e as taxas de remuneração definidas pela ERSE (que refletem o custos de capital das empresas) nos anos de 2013 e 2014, como se pôde observar no ponto 3.3.

Face ao anteriormente descrito, a ERSE considera adequado manter para o próximo período de regulação as bases de custos atualmente em vigor, exceto para o caso das empresas concessionadas Beiragás e Tagusgás. Os proveitos permitidos das restantes empresas no início do próximo período regulatório têm assim como referência os dados físicos reais relativos a 2014 que evoluem até 2016 com base na evolução prevista dos indutores de custos e a aplicação das metas de eficiência anuais definidas no período regulatório que termina em junho de 2016. No caso da Beiragás e da Tagusgás, tendo em conta a análise efetuada na seção 3.3.1, observou-se a manutenção das diferenças entre os proveitos permitidos definitivos associados ao OPEX e os valores reais destas empresas ao longo do período 2012 a 2014. Nestes dois casos, a ERSE considerou relevante proceder a uma mitigação destas diferenças através do ajustamento da base de custos para o próximo período regulatório de forma a tornar mais eficaz a partilha de ganhos de eficiência entre os clientes e as empresas. Registe-se que as diferenças têm sinais e impactes diferentes nestas duas empresas. No caso da Beiragás, os proveitos permitidos têm sido

superiores aos valores reais de OPEX desta empresa. No caso da Tagusgás, os proveitos permitidos têm sido inferiores aos valores reais de OPEX desta empresa.

Assim, a base de custos das empresas Beiragás e Tagusgás a considerar em 2016 corresponde à média entre os custos reais e os proveitos permitidos associados ao OPEX verificado em 2014. A partir do resultado obtido foi determinado o valor da componente fixa e das componentes variáveis associadas aos dois indutores de custos considerando os dados físicos de 2014. Os valores das componentes fixa e variáveis foram atualizados para 2016 em função do IPIB considerado pela ERSE nas Tarifas e os fatores de eficiência em vigor no período regulatório anterior.

3.5 INDUTOR DE CUSTOS, CUSTOS FIXOS E VARIÁVEIS

3.5.1 ENQUADRAMENTO TEÓRICO

A definição de um nível eficiente para os custos de exploração unitários, isto é, por indutor de custos, das distribuidoras de gás natural em Portugal e a correspondente definição de metas de eficiências para estas empresas ao longo do período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 é o objetivo do presente capítulo.

A definição de metas de eficiência para as distribuidoras de gás natural deverá ser efetuada, tendo em conta os seguintes aspetos:

- a) Definição do nível eficiente de custos de exploração e o consequente diferencial entre este nível e os custos das distribuidoras.
- b) Definição dos fatores exógenos, isto é, dos fatores não controláveis pela empresa que possam justificar parte das diferenças apontadas.
- c) Definição dos indutores de custos e dos pesos relativos dos custos variáveis e fixos nos custos totais.

Os custos de exploração, ou OPEX, correspondem aos fatores produtivos ou *inputs*, medidos em unidade monetária, que, conjuntamente com os custos de investimento, ou CAPEX, são necessários à realização da atividade da empresa, isto é, à realização ou produção dos *outputs*.

Antes de iniciar este processo, importa lembrar conceitos importantes, que serão referidos ao longo do trabalho, nomeadamente, *input* e *output*²⁵. Sucintamente, tal como refere Zhu (2009), todas as operações ou processos de negócio envolvem transformação, isto é, adicionar valor e modificar materiais tornando-os bens ou serviços pretendidos pelos consumidores. A transformação envolve o uso de insumos (*inputs*)

²⁵ Vide Documento “Parâmetros de Regulação Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2013-2014 a 2015-2016”, que se encontra disponível em: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/historico/tarifas2013-14/>.

constituídos por mão-de-obra, materiais, energia, máquinas, e outros recursos e a geração de produtos acabados, serviços, satisfação do cliente, entre outros resultados (*outputs*). Os *inputs* podem corresponder a unidades físicas ou monetárias

Se forem considerados trabalhos científicos relacionados com a análise de eficiência na atividade de distribuição de gás natural, observa-se que são geralmente considerados um número limitado de variáveis como *outputs* e *inputs* da atividade de distribuição de gás natural (Quadro 3-6).

Quadro 3-6 - Referências Científicas

Autores	Inputs	Outputs
Carrington, R.; Coelli, T. e Groom E. (2002)	Custos Operacionais Km de Rede	Energia entregue Número de Consumidores
Hollas, D.; Macleod, K. e Stansell, S. (2002)	Aquisição de Gás Trabalho Capital	Gás vendido
Erbetta , F. e Rappuoli, L. (2008)	Custo total	Gás distribuído (em volume) Número de consumidores
Zoric, Hrovantine e Scarsi (2009)	Número de colaboradores Km de rede Opex Totex	Número de consumidores Gás entregue (m3) Consumo de gás em ponta (m3/dia) Km de rede
Ertürk, M. e Türüt-Asik, S. (2011)	Quilómetros de rede Número de colaboradores Custos Totais	Consumo de gás (m3) Número de clientes
Sadjadi, S.; Omrani, H.; Abdollahzadeh, S.; Alinaghiani, M. e Mohammadi, H. (2011)	Quilómetros de rede Número de colaboradores	Gás distribuído (em volume) Número de consumidores
Amirteimoori, A. e Kordrostami (2012)	Número de colaboradores Custos Operacionais	Número de clientes Km de rede Gás distribuído (em volume)
Tovar, B.; Ramos-Real, F. e Almeida, E. (2015)	Custo	Consumo de gás (m3) Quilómetros de rede

É possível concluir que todos os autores citados anteriormente utilizam como *outputs* a quantidade de gás distribuído, medido em termos físicos bem como o número de clientes fornecidos. A extensão da rede foi utilizada em alguns dos trabalhos como *output* quando na maioria é utilizada como *input*. Contudo, Lowry e Getachew (2009) e Bernard et al (1998) referem que esta variável pode ser tratada como output na qualidade de representação do número de ligações.

Assim, à atividade de distribuição de gás natural poderão estar associados três importantes *outputs*, que abrangem as várias características da atividade: o número de pontos de abastecimento (que corresponde ao número de clientes ligados), o volume de gás natural distribuído e a extensão das redes.

DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS, CUSTOS FIXOS E VARIÁVEIS

Nem todos os *outputs* influenciam da mesma forma a evolução dos custos, sendo que os *outputs* que influenciam de um modo mais significativo os custos são considerados indutores de custos.

Os indutores de custos são variáveis cuja evolução reflete diretamente no nível de custos da empresa. Os indutores de custo deverão refletir o ritmo de evolução da atividade das empresas.

Como estas variáveis são por definição mensuráveis, elas correspondem geralmente aos *outputs* das funções de produção consideradas pelos economistas. No caso presente, a evolução dos pontos de abastecimento ou do volume de gás natural distribuído poderão ser considerados indutores de custos.

Sabe-se que o custo do investimento em redes de distribuição de gás natural está fortemente dependente dos pontos de abastecimento. Ver por exemplo Gordon *et. al.* (2003)²⁶ e Massol²⁷ (2012).

Por outro lado, é conhecido que a construção de uma rede de baixa pressão é concebida tendo em conta a sua expansão, isto é, tendo em conta o ordenamento do território em geral, e, em particular, os potenciais clientes/pontos de abastecimento. É possível então afirmar que o desenho da rede e, conseqüentemente o seu custo, estão relacionados com os pontos de consumo. Conseqüentemente, num menor ou maior grau um aumento do número de clientes implicará um aumento nos custos de operação e manutenção das empresas de distribuição de gás natural.

Porém, existem vários fatores que já foram referidos nos períodos regulatórios anteriores, que levam a ponderar se se deve apenas considerar este indutor:

- Em primeiro lugar, as empresas podem influenciar os resultados porque o número de pontos de abastecimento não é uma variável externa das empresas, por estar associado à política de investimentos e conseqüentemente às estratégias de desenvolvimento das suas atividades.
- Em segundo lugar, o risco do processo não pode ser integralmente suportado pelos consumidores. As empresas são ressarcidas dos seus custos em geral, e dos custos de exploração em particular, através das receitas geradas com a atividade de distribuição de gás natural, que variam com as

²⁶ Gordon, D.V; Gunsch, K. e Pawluk, C.V., 2003. "A natural monopoly in natural gas transmission", *Energy Economics*, 25: 473-485.

²⁷ Massol, Olivier, 2012: "A cost function for the natural gas transmission industry: further considerations", Discussion Paper Series No.11/03, Department of Economics, City University London and Center for Economics and Management, IFP School.

quantidades de gás natural distribuídas. Assim, caso a definição dos proveitos permitidos não reflita a evolução das quantidades, o risco associado à flutuação de quantidades para as empresas será totalmente transmitido aos consumidores. Assim, as quantidades do gás natural distribuído deverão integrar a energia veiculada, para além dos pontos de abastecimento.

Por fim, é necessário incentivar os distribuidores a alinharem a sua política de investimentos com uma projeção racional da evolução das quantidades.

3.5.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

3.5.2.1 ANÁLISE ECONOMÉTRICA

Por forma a tornar mais consistente a escolha dos indutores, efetuou-se uma análise econométrica que é apresentada de seguida.

ESTATÍSTICA DESCRITIVA E CORRELAÇÃO

A amostra considerada correspondeu às 11 empresas distribuidoras reguladas, seis empresas concessionadas e cinco empresas licenciadas. A análise foi realizada numa perspetiva dinâmica recorrendo a um período temporal entre 2010 e 2014.

O Quadro 3-7 apresenta a correlação entre as variáveis independentes (variáveis explicativas) e entre estas e a variável dependente. O objetivo desta análise é identificar variáveis que estejam mais correlacionadas com a variável dependente, isto é, os indutores que melhor explicam o nível e a estrutura de custos das empresas. Adicionalmente, também se procura avaliar o nível de correlação entre as variáveis independentes. Elevadas correlações entre estas variáveis deverá ser evitado aquando da construção das regressões.

Quadro 3-7 - Correlação entre as variáveis independentes e dependente

	Custos de Exploração	Pontos de Abastecimento	Volume de Gás	Extensão de Rede
Custos de Exploração	1,00			
Pontos de Abastecimento	0,97	1,00		
Volume de Gás	0,68	0,78	1,00	
Extensão de Rede	0,86	0,94	0,93	1,00

Os resultados obtidos indicam que os indutores que se apresentam mais correlacionados com os custos de exploração são, em primeiro lugar, os pontos de abastecimento seguindo-se a extensão de rede. Contudo, entre os três indutores analisados, os km de rede apresentam uma maior correlação com os

pontos de abastecimento e o volume de gás distribuído. No primeiro caso, parece confirmar os argumentos de Lowry e Getachew (2009) e Bernard et al (1998).

O Quadro 3-8 apresenta a estatística descritiva das variáveis independentes apresentadas anteriormente, bem como da variável dependente, custos de exploração, calculados a preços constantes de 2016.

Quadro 3-8 - Estatística descritiva das variáveis

	Custos de Exploração	Pontos de Abastecimento	Volume de Gás	Extensão de Rede
	10³ EUR	#	10³ m³ GN eq.	km
Todas Empresas				
Média	6 612	115 669	195 331	1 463
Desvio Padrão	8 045	152 549	251 547	1 553
Mínimo	340	2 767	888	39
Máximo	30 550	518 934	724 765	4 441
Concessionadas				
Média	10 682	200 825	351 494	2 486
Desvio Padrão	9 037	163 636	249 588	1 447
Mínimo	3 565	27 328	70 112	722
Máximo	30 550	518 934	724 765	4 441
Licenciadas				
Média	1 729	13 483	7 936	235
Desvio Padrão	1 179	7 976	5 843	135
Mínimo	340	2 767	888	39
Máximo	4 709	28 535	19 456	464

Os custos de exploração a preços constantes de 2016 correspondem aos custos regulados enviados pelas empresas distribuidoras. O número de postos de abastecimento e o volume de vendas correspondem aos valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo de ajustamentos e a extensão da rede corresponde a valores das empresas.

As 11 distribuidoras apresentam um custo exploração líquido médio na ordem dos 6,6 milhões euros. No caso das empresas concessionadas este valor atinge os 10,7 milhões de euros e 1,7 milhões de euros nas empresas licenciadas (cerca de 16% do valor das empresas concessionadas). Conforme analisado no ponto 3.2.4 a empresa que tem apresentado um maior nível de custos de exploração, maior número de pontos de abastecimento e de km de rede tem sido a Lisboagás. No entanto, é a Lusitaniagás que tem apresentado o maior volume de gás distribuído. Por outro lado, é a empresa Paxgás que tem apresentado os valores mais reduzidos para estes indicadores. Os desvios padrões apresentam valores elevados justificado pela elevada heterogeneidade da amostra ao nível da dimensão das empresas.

DEFINIÇÃO DO MODELO – RELAÇÕES ESPÚRIAS

Os problemas decorrentes de relações espúrias são comuns nas séries temporais. Estes materializam-se nos elevados valores dos coeficientes de correlação, quando, na prática, as variáveis não têm qualquer relação causal entre si. A existência de relações espúrias entre variáveis está associada à não estacionariedade das mesmas.

A existência de uma relação espúria entre duas variáveis surge quando ambas estão relacionadas com uma terceira variável não identificada. No caso das séries temporais, a relação poder-se-á dever à existência de tendências de evolução crescentes ou decrescentes.

O recurso a dados em painel com efeitos individuais fixos e aleatórios permite minorar parte destes problemas, com a vantagem de aumentar o número de observações e consequentemente a fiabilidade das estimações. Por outro lado, a consideração de efeitos individuais fixos (variáveis não identificadas relacionadas com as variáveis do modelo) ou aleatórios (variáveis não identificadas não relacionadas com as variáveis do modelo) permite anular efeitos decorrentes da existência de variáveis não identificadas fixas ao longo do tempo. Assim, enviesamentos decorrentes de problemas de endogeneidade serão anulados²⁸. Porém, qualquer enviesamento decorrente das séries não serem estacionárias não é anulado com estas metodologias.

Deste modo, verifica-se a necessidade dos resultados econométricos serem acompanhados do prévio enquadramento económico.

DEFINIÇÃO DO MODELO - FORMA FUNCIONAL

Tendo em conta as análises efetuadas nos anteriores períodos regulatórios considerou-se que, a função logarítmica é a forma funcional mais adequada para a especificação dos modelos.

Do ponto de vista teórico, a função log linear é especificada da seguinte forma:

$$\ln y_t = \beta_1 + \beta_2 \ln x_{t2} + e_t$$

O coeficiente β_1 corresponde ao logaritmo da média geométrica de y_t quando $y_t = 0$ e o coeficiente β_2 corresponde à elasticidade de variação de y_t face a x_{t2} . Assim, uma variação de 1% de x_{t2} terá como contrapartida uma variação de β_2 .

²⁸ Os problemas de endogeneidade devem-se, regra geral, à omissão de uma variável explicativa.

DADOS EM PAINEL

Recorreu-se à metodologia de dados em painel para suportar empiricamente a definição dos indutores de custos. A variável dependente são os “custos de exploração a preços constantes de 2016” e as variáveis independentes, os indutores de custos que se pretendem testar. Tendo em conta a possível multicolinearidade entre as variáveis independentes apenas foram efetuadas regressões com uma variável independente. Os modelos de dados em painel estimados foram validados pelos testes de avaliação da estacionariedade das séries temporais para dados em painel. A realização do teste Hausman validou a especificação dos efeitos individuais variáveis em detrimento dos efeitos fixos, pelo que apenas se apresenta os resultados das regressões para a primeira especificação:

Quadro 3-9 - Resultados da análise em painel

Variável Independente	Coefficiente da Variável	Estatística t
Constante	0,645	10,25
Log pontos de abastecimento	8,208	11,98
Constante	0,541	8,20
Log do volume de GN veiculado	0,302	12,87
Constante	0,792	11,94
Log da extensão da rede	9,929	21,19

Os resultados das regressões permitem concluir que, tanto o volume de gás veiculado, como o número de pontos de abastecimento como a extensão da rede são variáveis estatisticamente significativas. A evidência estatística permite afirmar que a extensão da rede, o número de pontos de abastecimento e o volume de gás natural veiculado podem ser considerados como indutores de custo da atividade de distribuição de gás natural.

Analisando o efeito do indutor por ponto de abastecimento na evolução dos custos observa-se que, de um modo geral, um aumento deste tem um efeito menos do que proporcional nos custos de exploração. Considerando o resultado da regressão, o coeficiente do logaritmo do número de clientes é de 0,645 e, por conseguinte, um aumento em 10% do número de clientes implica um aumento de cerca de 6,45% nos custos de exploração.

Analisando o efeito do indutor volume de gás veiculado na evolução dos custos observa-se que, um aumento deste tem um efeito menos do que proporcional nos custos de exploração. Considerando que o coeficiente do logaritmo do volume de gás veiculado é de 0,541 e, por conseguinte, um aumento em 10% do volume de gás veiculado implica um aumento de cerca de 5,41% nos custos de exploração.

Analisando o efeito do indutor extensão de rede na evolução dos custos observa-se que, à semelhança da análise dos efeitos dos indutores pontos de abastecimento e volume de gás veiculado, um aumento deste tem um efeito menos do que proporcional nos custos de exploração. Considerando que o valor do coeficiente do logaritmo da extensão de rede é de 0,792 e, por conseguinte, um aumento em 10% do volume de gás veiculado implica um aumento de cerca de 7,92% nos custos de exploração.

3.5.2.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES

A revisão da literatura que apresenta as conclusões obtidas dos processo de investigação das práticas de diferentes realidades económicas, bem como as análises estatísticas realizadas pela ERSE aos dados das distribuidoras do mercado português de gás natural para os diferentes períodos regulatórios permitiu concluir que os pontos de abastecimento, a extensão de rede e o volume de energia veiculada podem ser considerados como indutores de custos, ou seja, são variáveis que influenciam de forma significativa a evolução dos custos de exploração. Os resultados das diversas metodologias utilizadas pela ERSE para identificar os indutores de custos para os períodos regulatórios anteriores e para o próximo têm demonstrado de forma inequívoca que os pontos de abastecimento e o volume de energia veiculada influenciam significativamente a evolução dos custos de exploração. Desta forma, revela-se acertada a decisão de se considerar estas duas variáveis como drivers de custos da atividade de distribuição de gás natural. Esta decisão é reforçada de forma robusta pelos resultados das investigações realizadas em outros países presentes na literatura económica.

Importa igualmente reiterar, à semelhança do que ocorreu no período regulatório anterior, que, caso a definição dos proveitos permitidos não reflita a evolução das quantidades, o risco associado à flutuação de quantidades é totalmente transmitido aos consumidores. Deste modo, a definição dos indutores de custos devem promover uma repartição equitativa do risco entre os intervenientes do mercado do gás natural, para além de representar fidedignamente o processo de formação dos custos variáveis. Acresce ainda que o número de pontos de abastecimento e a extensão de rede não são totalmente independentes da gestão das empresas, estando associados à política de investimentos e, conseqüentemente, às estratégias de desenvolvimento do negócio da empresa. Recorde-se que as empresas de distribuição de gás natural têm garantida a recuperação dos custos de investimentos, que estão devidamente remunerados.

Os resultados das diferentes metodologias paramétricas e não paramétricas utilizadas pela ERSE também revelam a extensão da rede com um potencial *driver* dos custos de exploração. Contudo, os resultados dessas metodologias também parecem suportar os argumentos de Getachew (2009) e Bernard et al (1998) da extensão de rede ser uma representação alternativa do número de ligações (ou seja, dos pontos de abastecimento ou número de clientes). A elevada correlação da variável km de rede com o número de pontos de abastecimento e volume de energia veiculada pode ser considerada uma constatação deste argumento. Adicionalmente, como se verá no ponto seguinte referente à análise da eficiência das empresas, os modelos com o número de pontos de abastecimento e km de rede apresentam resultados

muito semelhantes nos resultados por aplicação do DEA, à semelhança do que ocorreu no período regulatório anterior, sendo variáveis bastante correlacionadas, pelo que se decidiu incluir apenas um dos indutores de custos, o número de pontos de abastecimento.

Deste modo, face às várias problemáticas referidas, definiu-se manter para o próximo período regulatório a quantidade de gás natural veiculada e o número de pontos de abastecimento como indutores de custos.

Para o período regulatório de 2016-2017 a 2018- 2019, mantêm-se o peso dos termos variáveis, energia e pontos de abastecimento definido para o período regulatório anterior: um peso de 25% para o termo energia e 75% para o termo pontos de abastecimento. Recorde-se que no período regulatório anterior, a ERSE tinha alterado a definição do peso dos termos variáveis relativamente aos valores definidos no período regulatório terminado em junho de 2013, no qual tinha sido dado um peso semelhante aos dois termos variáveis. Esta decisão tinha sido justificada com as evidências empíricas obtidas nas análises realizadas para definição dos indutores. De forma a complementar as análises efetuadas, procedeu-se à estimação de uma regressão de dados painel, na especificação proposta por Hansen, Moewn e Guan (2009) para definição da estrutura de custos (Quadro 3-10). Esta metodologia é desenvolvida no ponto seguinte. Em função da diferença verificada entre o nível de significância estatística dos dois indutores pode-se concluir como adequada a definição do peso dos termos variáveis supra referida.

Quadro 3-10 - Resultados da regressão (Hansen, Moewn e Guan, 2009)

Variável Independente	Coefficiente da Variável	Estatística t
Pontos de abastecimento	39,644	8,76
Gás natural	6,686	2,35

3.5.3 DEFINIÇÃO DOS PESOS DAS COMPONENTES FIXAS E VARIÁVEIS DOS CUSTOS

Nos períodos regulatórios anteriores, estabeleceu-se que as empresas concessionadas, por serem empresas mais maduras, teriam um peso da componente variável inferior ao peso da componente variável das empresas licenciadas, onde seria expetável uma diminuição dos seus custos unitários, à medida que estas empresas se fossem expandindo em termos de volume de negócios. Desde modo, e de acordo com uma análise de sensibilidade do nível de significância da variável independente nos custos de exploração, foi estabelecido, para o período regulatório de 2010-2011 a 2012-2013, um peso de 20% para a componente fixa dos custos e de 80% para a componente variável dos mesmos para as empresas Dianagás, Duriensegás, Medigás e para a Sonorgás. Nas empresas concessionadas foi definido um peso de 40% para a componente fixa e de 60% para a componente variável.

No período regulatório de 2013-2014 a 2015-2016, considerou-se adequado incluir as empresas licenciadas no grupo onde se encontravam as empresas concessionadas, com exceção da Sonorgás e da Paxgás, por estas empresas apresentarem uma menor maturidade comparativamente às restantes e ser expectável uma diluição clara dos seus custos unitários à medida que aumentassem a atividade operacional com o decorrer do tempo. Deste modo, decidiu-se manter o peso da componente variável em 80% para estas duas empresas e manter o peso da componente variável de 60% dos custos de exploração para as restantes empresas.

Na definição da estrutura de custos para o período regulatório de 2016-2017 a 2018-2019, conforme referido no ponto anterior, procedeu-se à estimação de uma regressão de dados painel, na especificação proposta por Hansen, Moewen e Guan (2009) para complementar as análises efetuadas e identificar a estrutura de custos mais adequada:

$$Y_{it} = \alpha_{it} + \beta_{it}X_{it}$$

Esta metodologia consiste na aplicação de uma regressão de estimação da função de custos, cuja variável dependente (Y) constitui o total dos custos da empresa i para o período de tempo t , o termo α (constante da regressão) corresponde à componente fixa da função de custos, o valor do custo independente do nível da atividade da empresa, e os termos β_{it} que estão associados às variáveis independentes X correspondem à componente variável, permitindo estimar o valor do custo dependente do nível de atividade da empresa. As variáveis independentes (X) a introduzir na regressão correspondem aos indutores de custos.

A regressão foi estimada para todas as empresas, concessionadas e licenciadas. O coeficiente associado à componente fixa foi considerado estatisticamente significativo quando se considerou a amostra de todas as empresas (55 observações) e a amostra das empresas concessionadas (30 observações). No caso da amostra das empresas licenciadas (25 observações) não se obteve essa significância. Os resultados obtidos com os modelos estimados apontam para um peso médio dos custos fixos a rondar os 32%, quando se considera todas as empresas, e 42% para o caso das empresas concessionadas. Estes resultados estão em linha com os pesos definidos para o período regulatório anterior, pelo que se considera adequado manter a estrutura de custos fixos e variáveis definida nesse período regulatório para todas as empresas, à exceção da Paxgás e da Sonorgás. À semelhança do que ocorreu com a Dianagás, Duriensegás, Medigás que, no período regulatório anterior, foram englobadas no grupo das concessionadas, para o próximo período regulatório também se considera adequada a integração da Paxgás nesse grupo, dado as análises realizadas anteriormente permitirem concluir que esta empresa terá alcançado uma maturidade operacional semelhante às empresas supra referidas. No caso da Sonorgás é expectável que esta empresa apresente um acentuado crescimento durante o próximo período regulatório, devido à atribuição de 18 novas licenças de distribuição local de gás natural referentes aos polos de consumo localizados a norte do Rio Douro. Deste modo, considera-se adequado um decréscimo menos pronunciado do peso da componente variável comparativamente com o que se propõe para a Paxgás.

O Quadro 3-11 apresenta de forma esquematizada o peso do termo variável dos custos de exploração para o novo período de regulação, por comparação com os períodos regulatórios anteriores.

Quadro 3-11 - Componente dos custos que varia diretamente com o nível de atividade

	Peso termo variável	Peso termo variável	Peso termo variável
	2010-2013	2013-2016	2016-2019
Beiragás	60%	60%	60%
Dianagás	80%	60%	60%
Duriensegás	80%	60%	60%
Portgás	60%	60%	60%
Lusitaniagás	60%	60%	60%
Lisboagás	60%	60%	60%
Medigás	80%	60%	60%
Paxgás	-	80%	60%
Setgás	60%	60%	60%
Sonorgás	80%	80%	70%
Tagusgás	60%	60%	60%

3.6 METAS DE EFICIÊNCIA

3.6.1 METODOLOGIA DE BENCHMARKING

CONTEXTO DE APLICAÇÃO

As estruturas de mercado próximas do monopólio, tais como se verificam na distribuição de gás natural, poderão caracterizar-se por um conjunto de ineficiências tanto na afetação dos recursos económicos, como nos próprios processos. Porém, a avaliação do desempenho eficiente das empresas é uma tarefa complexa, e dificilmente se pode definir, com escrutínio, qual a função de produção eficiente de uma empresa. Acresce que, no caso das empresas que atuam em mercados muito concentrados e pouco sujeitos à concorrência, os indicadores económicos e financeiros geralmente utilizados, como sejam as taxas de rendibilidade, não espelham a qualidade da gestão económica e técnica da empresa.

Neste quadro, o *benchmarking*, isto é a comparação de dados relativos a diferentes empresas, é frequentemente utilizado pelos reguladores sectoriais para estimar o grau de eficiência, em termos técnicos e em termos de afetação dos recursos.

A aplicação do *benchmarking* deverá ter em conta os seguintes aspetos (Agreel e Bogetoft, 2003)²⁹:

- As consequências para os agentes económicos da aplicação do incentivo, no âmbito do qual se realizou o estudo de *benchmarking*.
- A implementação dos resultados por empresas ou por conjunto de empresas.
- O tratamento dos custos afundados, quando o CAPEX é analisado.

Recorda-se que na presente análise apenas se pretendem aplicar metas de eficiência aos custos de exploração. Deste modo, o último ponto não se aplica, por respeitar à valorização do CAPEX.

No que diz respeito aos dois primeiros pontos, estes estão profundamente relacionados com a confiança depositada pelo regulador nos resultados do próprio modelo para a definição de metas de eficiência.

A obtenção de uma base de dados extensa e fiável é essencial para a obtenção de resultados fidedignos num processo deste género. Porém, quanto mais extensas são as bases de dados utilizadas no processo de *benchmarking*, mais dificilmente os dados são comparáveis. É necessário encontrar um ponto de equilíbrio entre a obtenção de uma base de dados de grandes dimensões e a inclusão de dados de empresas comparáveis, nomeadamente no que diz respeito a algo complexo como é a definição de custos eficientes de produção.

Estas dificuldades, que se sobrepõem às que resultam das próprias insuficiências das diferentes metodologias existentes, implicam que os resultados de qualquer processo de *benchmarking* sejam principalmente indicativos para o regulador. Como referem alguns autores (por exemplo, Carrington *et al.*, 2002)³⁰, os resultados não devem ser utilizados de modo mecânico na definição de metas de eficiência para as empresas.

Contudo, a constatação deste facto não pode deixar que se desvalorize a importância da realização de um *benchmarking* deste género, como instrumento fundamental de conhecimento de um setor e de apoio à tomada de decisão do regulador.

Nos pontos seguintes são explanados os conceitos subjacentes à definição de *benchmarking*, bem como as metodologias empregues e as condições de aplicação desta metodologia. Finalmente, são apresentados alguns exemplos de aplicação destas metodologias.

²⁹ Agreel e Bogetoft. 2003 "Benchmarking for Regulator", *Sumscid*.

³⁰ Carrington, Roger; Coelli, Tim e Groom, Eric. 2002. "International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution". *Journal of Regulatory Economics*, 21(2): 191-216.

OBJETIVOS DO BENCHMARKING: EFICIÊNCIA NA AFETAÇÃO DOS RECURSOS, EFICIÊNCIA À ESCALA E EFICIÊNCIA TÉCNICA

As diferentes formas de eficiência associada à definição de metas de eficiência são a eficiência na afetação de recursos; a eficiência à escala e eficiência técnica.

Seguidamente, é explicado de uma forma sucinta os conceitos associados a cada tipo de eficiência mencionada anteriormente.

a) Eficiência na afetação dos recursos

Aceitando como pressuposto que o objetivo da empresa é a maximização da sua produção para um determinado nível de custos, esta deverá optar por escolher, de entre as diferentes combinações tecnicamente eficientes, a que determina a menor remuneração dos fatores produtivos. Tendo em conta que as funções de produção são geralmente compostas por vários fatores de produção, também se devem ter em consideração as consequências das variações dos seus preços relativos. Quando o preço de um fator aumenta relativamente aos dos outros, a empresa realiza uma substituição técnica, ou seja, diminui a utilização do fator que se tornou mais caro e aumenta a dos restantes (efeito de substituição).

b) Eficiência à escala

A análise à eficiência da empresa deverá igualmente ponderar os ganhos decorrentes de economias de escala. Existem economias de escala³¹ quando o aumento da quantidade dos fatores produtivos gera um aumento mais do que proporcional nos *outputs*. A este conceito, diferente do conceito de rendimentos marginais decrescentes por assentar na variação do conjunto dos *inputs* (ou fatores produtivos) e não de um só *input*, está associada a escolha de um nível eficiente de atividade.

c) Eficiência técnica

Em 1966, Harvey Leibenstein³² debruçou-se sobre outro vetor de ineficiência do nível de custos, para além dos dois já referidos, ao qual ele apelidou de “X-inefficiency”, mais tarde conhecido por eficiência técnica³³. Os incentivos dados por estímulos internos ou externos à empresa, que advêm da concorrência, estão na base da promoção da eficiência técnica (Leibenstein, 1966).

³¹ Conceito também conhecido por rendimentos crescentes à escala.

³² Leibenstein, Harvey. 1966. “Allocative efficiency vs. X-efficiency”. *The American Economic Review*, 56(3): 392-414.

³³ Porém, sublinhe-se que ainda antes de terem sido apresentadas as evidências empíricas da eficiência técnica, M. J. Farrell formalizou este conceito em 1957.

3.6.2 BENCHMARKING

A ponderação das vantagens e desvantagens das diferentes metodologias de *benchmarking* realizada pela ERSE ao longo dos dois últimos períodos regulatórios (ver Documento “Definição de metas eficiência para a atividade de distribuição do gás natural para o período de regulação dos anos gás de 2010-2011 a 2012-2013”) conduz à escolha de duas metodologias - uma não paramétrica e outra paramétrica – para o apuramento dos níveis de eficiência das onze empresas. A utilização destas duas metodologias permite obter resultados mais robustos sobre os níveis de eficiência apresentados pelas empresas.

3.6.2.1 ESTATÍSTICA DESCRITIVA

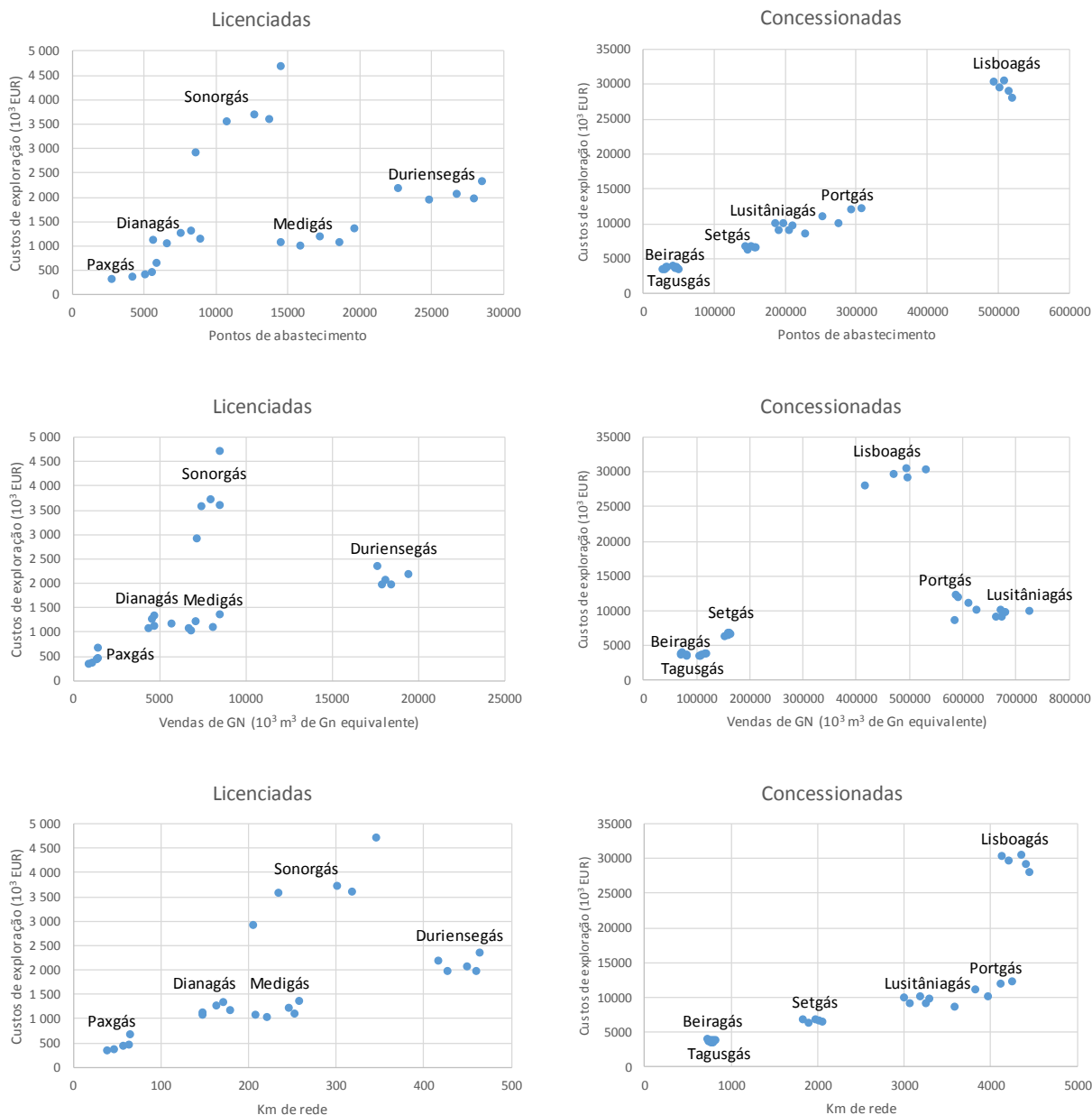
A Figura 3-33 apresenta a dispersão da variável dependente face às variáveis independentes de desempenho consideradas com os dados compreendidos entre 2010 e 2014. No caso das empresas concessionadas é possível concluir a existência de grupos de empresas, consoante a evolução das variáveis analisadas:

- um primeiro grupo constituído unicamente pela Lisboagás, independentemente do indutor considerado;
- um segundo grupo constituído pela Tagusgás e Beiragás (as duas empresas cuja área de concessão corresponde ao interior centro de Portugal continental, logo partilham alguma similitude entre as características da área de concessão);
- um terceiro grupo constituído pela Portgás e Lusitaniagás;
- Se considerarmos o volume de GN vendido, a Setgás pode ser incluída no segundo grupo. Mas considerando a extensão na rede, esta empresa poderá constituir um quarto grupo. No caso do número de pontos de abastecimento a Setgás apresenta-se numa posição intermédia entre o segundo e o terceiro grupo (revelando maior proximidade ao terceiro).

No caso das empresas licenciadas também é possível constatar a existência de realidades distintas entre estas. Deste modo, a Duriensegás destaca-se das demais empresas licenciadas por apresentar uma maior dimensão nos valores dos três indutores mas com valores de custos de exploração líquidos que não são significativamente superiores aos das restantes empresas, sendo mesmo inferiores aos da Sonorgás que apresenta custos de exploração líquidos superiores a outras empresas com igual dimensão, quando considerado o volume de gás natural veiculado, a extensão de rede ou o número de pontos de abastecimento. Desta forma, estas duas empresas poderão constituir dois grupos distintos independentemente do indutor considerado.

Considerando a vendas de gás natural e a extensão de rede verifica-se um grupo constituído pela Dianagás e Medigás e um outro grupo constituído pela Paxgás. No caso dos pontos de abastecimento, um grupo tenderá a ser constituído pela Paxgás em conjunto com a Dianagás e outro pela Medigás.

Figura 3-33 - Gráficos de dispersão Concessionadas e Licenciadas (dados 2010 a 2014)



O Quadro 3-12 apresenta a estatística descritiva relativa aos dados utilizados na análise de paramétrica e não paramétrica.

Tal como referido anteriormente, a variável de *input* são os custos de exploração, sendo que os *outputs* são o número de pontos de abastecimento, o volume de GN veiculado e a extensão da rede.

Tal como nos dados referentes aos anteriores períodos regulatórios, observa-se uma grande dispersão entre os valores mínimos e máximos, concluindo-se que persiste, ao longo do tempo, uma grande diferença na dimensão das empresas em análise, que se materializa no facto dos desvios padrão da amostra serem superiores aos valores das médias para a maioria das variáveis.

Quadro 3-12 - Estatística descritiva das variáveis, dados 2014

	Custos de Exploração 10 ³ EUR	Pontos de Abastecimento #	Volume de Gás 10 ³ m ³ GN eq.	Extensão de Rede km
Todas Empresas				
Média	6 768	123 172	189 391	1 543
Desvio Padrão	7 966	164 643	251 275	1 687
Mínimo	672	5 848	1 439	65
Máximo	28 080	519 934	679 197	4 441
Concessionadas				
Média	10 697	212 918	340 259	2 610
Desvio Padrão	9 171	181 346	257 217	1 633
Mínimo	3 565	32 843	81 858	791
Máximo	28 080	518 934	679 197	4 441
Licenciadas				
Média	2 053	15 477	8 349	262
Desvio Padrão	1 605	9 015	5 935	153
Mínimo	672	5 848	1 439	65
Máximo	4 709	28 535	17 619	464

3.6.2.2 ANÁLISE NÃO PARAMÉTRICA - DEA

Do ponto de vista genérico, a função objetivo considerada é a de minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*. O *input* corresponde aos custos de exploração regulados de cada empresa nos anos de 2010 a 2014, a preços constantes de 2016, o que corresponde aos últimos anos de contas auditadas.

Apesar do modelo final apenas considerar apenas como *outputs* o n.º de pontos de abastecimento e o volume de gás natural distribuído/veiculado, foram considerados 7 modelos definidos consoante três *outputs* – pontos de abastecimento, volume de gás veiculado e extensão da rede, por forma a assegurar a robustez dos resultados obtidos. Assim e, consoante os *outputs* considerados, os modelos dizem respeito a:

- Modelo 1, pontos de abastecimentos, volume de gás natural distribuído e extensão da rede.

- Modelo 2, pontos de abastecimentos e volume de gás natural veiculado.
- Modelo 3, pontos de abastecimentos.
- Modelo 4, volume de gás natural veiculado.
- Modelo 5, extensão da rede.
- Modelo 6, pontos de abastecimentos e extensão de rede.
- Modelo 7, volume de gás natural veiculado e extensão de rede.

O Quadro 3-13 apresenta os diferentes níveis de eficiência das empresas segundo o DEA. Na primeira parte desse quadro considera-se que as empresas apresentam rendimentos constantes à escala e na segunda parte são apresentados os resultados com rendimentos variáveis à escala. De salientar que para este período regulatório procedeu-se a uma análise dinâmica através da metodologia DEA, isto é, procedeu-se ao cálculo dos níveis de eficiência para os diferentes anos do período em análise de forma a permite analisar uma evolução comportamental das empresas.

As empresas que apresentam um valor igual a 1 encontram-se na fronteira eficiente da amostra e o seu diferencial de eficiência corresponde à diferença entre a unidade e o valor indicado pelo DEA para a empresa.

As empresas cujo nível de eficiência se encontra no *quartil* superior apresentam os valores sombreados em tons esverdeados, enquanto as empresas cujos resultados se encontram no *quartil* inferior apresentam os valores sombreados a vermelho.

Os valores presentes na coluna da análise descritiva correspondem aos resultados das quatro medidas da estatística descritiva calculadas considerando todos os anos e todos os modelos. De acordo com o quadro anterior, quando se considera os rendimentos constantes à escala verifica-se que os níveis ótimos de eficiência ocorrem nas empresas de maior dimensão: Portgás, Lusitaniagás e Setgás. Neste grupo das empresas de maior dimensão não surge a Lisboagás porque esta empresa apresenta os custos unitários mais elevados entre as empresas concessionadas e de maior dimensão da amostra conforme evidenciado na análise efetuada no ponto 3.2.4. Além do grupo das empresas mais eficientes pode-se também identificar um segundo grupo com níveis de eficiência intermédios composto pela Lisboagás e as restantes empresas de média dimensão. As empresas de menor dimensão formam o grupo das menos eficientes.

No entanto, tal como refere Hirschhausen, Cullmann e Kappeler (2006), na metodologia DEA o nível de eficiência pode ser calculado assumindo uma de duas abordagens possíveis: rendimentos constantes à escala e os rendimentos variáveis à escala. A primeira compara todas as empresas da amostra, independentemente da sua dimensão, assumindo que a dimensão não tem efeitos sobre o nível de eficiência. A segunda compara apenas as empresas de nível similar de dimensão. De acordo com os autores, esta segunda abordagem faz sentido no caso em que as empresas não são livres para decidir sobre a sua dimensão, sendo a primeira abordagem mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa. O primeiro aspeto corresponde exatamente ao contexto da realidade analisada neste trabalho por ser atribuído às empresas uma determinada área concessionada ou licenciada que determina a dimensão que as mesmas podem alcançar, sendo assim considera-se mais adequado para a avaliação da eficiência a análise efetuada considerando-se rendimentos variáveis à escala.

Neste sentido, através dos resultados obtidos considerando os rendimentos variáveis à escala é possível distinguir os seguintes conjuntos de empresas por ordem decrescente do nível de eficiência apresentado e, tendo em conta a mesma ponderação para os resultados de cada modelo e cada ano apresentado:

- Lusitaniagás, Portgás e Paxgás;
- Setgás, Medigás e Lisboagás (neste caso, com proximidade ao primeiro grupo);
- Beiragás, Dianagás e Duriensegás e Tagusgás;
- Sonorgás.

De salientar que estes resultados são muito semelhantes aos obtidos na análise do período regulatório anterior onde se constitui exatamente os mesmos grupos.

Os resultados apresentados no Quadro 3-13 evidenciam uma elevada similitude e correlação entre os valores dos modelos 5 a 7 (que incluem a extensão da rede como output) com os modelos 1 a 3 (inclui como output os pontos de abastecimento), confirmando a adequabilidade da decisão de utilizar como indutores de custos os pontos de abastecimento e a energia veiculada conforme referido no ponto 3.4.3.

3.6.2.3 ANÁLISE PARAMÉTRICA - REGRESSÃO DE DADOS EM PAINEL

A dimensão da amostra não permite utilizar as metodologias econométricas de análise de fronteira estocástica pelas exigências estatísticas dos parâmetros e pressupostos associados a este tipo de modelos, por exemplo, a assunção que é necessário realizar sobre a definição da distribuição associado ao erro destas regressões.

Neste sentido, Kumbhakar, Wang e Horncastle (2009) e Farsi e Filippini (2005) propõem para estes casos a utilização de uma metodologia que mitigue este tipo de exigência, em particular, o modelo COLS (*corrected ordinary least square*). A metodologia COLS aplica-se em dados seccionais e como neste estudo se dispõe de dados em painel recorre-se a um modelo semelhante ao COL para dados em painel, especificamente, o modelo de análise de ineficiência de Schmid e Sickles (1984) de acordo com Kumbhakar, Wang e Horncastle (2009).

De acordo com o referido anteriormente, na aplicação desta metodologia considerou-se três modelos associados à variável dependente custos de exploração líquidos:

- Modelo 1 – indutores pontos de abastecimento e energia veiculada (modelos associados aos indutores definidos no ponto 3.4.3 e equivalente ao modelo 2 da análise DEA);
- Modelo 2 - apenas com o indutor pontos de abastecimento (pela importância deste indutor de acordo com as análises anteriores e que corresponde ao modelo 3 da análise DEA);
- Modelo 3 – indutores pontos de abastecimento e extensão de rede (de forma a avaliar, através desta metodologia econométrica se a utilização do indutor extensão de rede produz informação relevante adicional. Este modelo corresponde ao modelo 6 da análise DEA).

O Quadro 3-14 apresenta os níveis de eficiência obtidos com a aplicação do modelo Schmid e Sickles (1984).

Relativamente aos resultados obtidos na análise DEA observa-se diferenças nos níveis de eficiência nas empresas posicionados nos extremos da dimensão, isto é, nas maiores e nas mais pequenas e verifica-se uma similitude dos níveis de eficiência para as restantes empresas (dimensão intermédia).

Quadro 3-14 - Aplicação do Modelo de Schmid e Sickles (1984)

Empresa	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Média
Maxgás	0,83	1,00	0,60	0,81
Medigás	1,00	0,88	1,00	0,96
Netgás	0,89	0,66	0,86	0,80
Portgás	0,78	0,60	0,68	0,69
Usitaniagás	0,72	0,54	0,62	0,63
Isboagás	0,46	0,35	0,56	0,46
Duriensegás	0,82	0,63	0,85	0,77
Dianagás	0,60	0,50	0,75	0,62
Beiragás	0,76	0,52	0,70	0,66
Tagusgás	0,69	0,40	0,65	0,58
Monorgás	0,27	0,22	0,36	0,28

3.6.2.4 SELEÇÃO DOS RESULTADOS DOS MODELOS CONSIDERADOS

As análises econométricas e revisões de literatura efetuadas comprovaram a escolha dos pontos de abastecimento e da energia veiculada como indutores de custos. Neste âmbito, selecionaram-se os modelos 2, 3 e 6 da análise DEA e os modelos equivalentes da análise paramétrica (modelos 1,2 e 3) para a definição das metas de eficiência das empresas.

O Quadro 3-15 apresenta os resultados obtidos. Na última coluna apresenta-se o valor médio apresentado pelas empresas considerando os seis modelos.

Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica

Empresa	Análise DEA			Análise Panel Data			Média
	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 6	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	
Paxgás	1,00	1,00	1,00	0,83	1,00	0,60	0,91
Médigás	0,88	0,88	0,88	1,00	0,88	1,00	0,92
Setgás	1,00	1,00	1,00	0,89	0,66	0,86	0,90
Portgás	1,00	1,00	1,00	0,78	0,60	0,68	0,85
Lusitaniagás	1,00	0,87	0,98	0,72	0,54	0,62	0,79
Lisboagás	1,00	1,00	1,00	0,46	0,35	0,56	0,73
Duriensegás	0,66	0,66	0,76	0,82	0,63	0,85	0,73
Dianagás	0,68	0,68	0,85	0,60	0,50	0,75	0,68
Beiragás	0,67	0,66	0,75	0,76	0,52	0,70	0,68
Tagusgás	0,58	0,45	0,72	0,69	0,40	0,65	0,58
Sonorgás	0,21	0,21	0,31	0,27	0,22	0,36	0,26

Através da análise ao quadro anterior é possível diferenciar os seguintes conjuntos homogêneos de empresas, por ordem decrescente de desempenho:

- Grupo 1: Paxgás, Médigás, Setgás e Portgás
- Grupo 2: Lusitâniagás, Lisboagás, Duriensegás, Dianagás e Beiragás
- Grupo 3: Tagusgás
- Grupo 4: Sonorgás.

3.6.3 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR

3.6.3.1 PARÂMETRO X ASSOCIADO À COMPONENTE FIXA

Tendo em conta o atrás exposto, as metas de eficiência a aplicar no período regulatório dos anos gás 2016-2017 a 2018-2019, encontram-se sintetizadas no quadro seguinte (Quadro 3-16) e onde se pode efetuar uma comparação com as metas definidas nos períodos regulatórios anteriores.

Quadro 3-16 - Fatores de eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração

	2010-2013	2013-2016	2016-2019
Beiragás	3,0%	2,5%	3,0%
Dianagás	1,5%	2,5%	3,0%
Duriensegás	3,0%	2,5%	3,0%
Portgás	0,5%	1,5%	2,0%
Lusitaniagás	0,5%	1,5%	3,0%
Lisboagás	1,5%	2,0%	3,0%
Medigás	0,5%	2,0%	2,0%
Paxgás	-	1,5%	2,0%
Setgás	1,5%	2,0%	2,0%
Sonorgás	3,0%	5,0%	6,0%
Tagusgás	3,0%	2,5%	4,0%

Reorganizando a informação da tabela anterior tendo em conta a classificação das empresas por grupos de acordo com a análise aos resultados dos níveis de eficiência, temos um fator de eficiência para:

- Grupo 1: em 2,0%,
- Grupo 2: em 3,0%,
- Grupo 3: em 4,0%
- Grupo 4: em 6,0%.

GRUPO 1

As empresas Paxgás e Portgás, apesar de continuarem no grupo mais eficiente, isto é, posicionarem-se na fronteira eficiente e, desta forma, apenas lhes ser exigido um fator de eficiência em linha com o incremento de eficiência decorrente do progresso tecnológico, veem aumentado o fator de eficiência em vigor em 0,5 pontos percentuais (p.p.) face ao estabelecido no período regulatório anterior pela razão de ter ocorrido, neste período regulatório, o incremento do fator de eficiência associado ao progresso tecnológico³⁴. A Medigás e a Setgás viram melhorados os seus níveis de eficiência, logo o seu

³⁴ Registe-se que no estudo realizado para a atividade de distribuição de energia elétrica, aquando da definição dos parâmetros regulatórios para esta atividade, o impacte da evolução tecnológica na evolução dos custos tinha sido

desempenho face aos registados no anterior período de regulação. Desta forma, a sua classificação foi melhorada e estas empresas ficaram colocadas no primeiro grupo (no período regulatório anterior estavam classificadas no segundo grupo) significando que se posicionaram na fronteira de eficiência definida no ponto 3.5.2.4. Não veem o seu fator de eficiência alterado pela razão apresentada para os casos da Paxgás e Portgás.

GRUPO 2

A Lisboagás manteve-se, neste período regulatório, no segundo grupo de eficiência à semelhança do ocorrido no anterior período regulatório mas vê o aumentado o seu fator de eficiência em 1,0 p.p. em resultado da alteração do fator de eficiência associado ao progresso tecnológico e da consequente redefinição dos intervalos de eficiência. A Lusitaniagás vê agravado os seus resultados do nível de eficiência (logo, de desempenho) revelando-se mais afastada da fronteira de eficiência definida no ponto 3.5.2.4 comparativamente às empresas posicionadas no grupo 1 (no período regulatório anterior estava posicionada no primeiro grupo) e, desta forma deixou de operar na fronteira eficiente com os dados do ano civil de 2014. Assim, o seu fator de eficiência será agravado em 1,5 p.p. face ao considerado no período regulatório anterior. As empresas Duriensegás, Dianagás e Beiragás viram melhorados os seus níveis de eficiência posicionando-se, neste período regulatório mais perto da fronteira de eficiência definida no ponto 3.5.2.4. No período regulatório anterior estavam classificadas no terceiro grupo mas veem aumentado o fator de eficiência em vigor em 0,5 p.p. em resultado da alteração do fator de eficiência associado ao progresso tecnológico e da consequente redefinição dos intervalos de eficiência.

GRUPO 3

A Tagusgás manteve-se, neste período regulatório, no terceiro grupo de eficiência à semelhança do ocorrido no anterior período regulatório. Contudo, o seu fator de eficiência aumenta em 1,5 p.p. em resultado da alteração do fator de eficiência associado ao progresso tecnológico e da consequente redefinição dos intervalos de eficiência. Registe-se que, consoante os modelos, esta empresa apresentou níveis de eficiência compreendidos entre 30% e 60% das empresas mais eficientes.

GRUPO 4

Dado os fracos níveis de eficiência obtidos pela Sonorgás em comparação com as demais empresas, à semelhança do ocorrido nos anteriores períodos regulatórios e a distância, em termos absolutos, apresentada relativamente aos níveis de eficiência evidenciados pelas empresas menos eficientes (no

estimado em torno de 2,5%. Ver documento "Parâmetros de Regulação para o Período de 2015 a 2017" disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/>

caso concreto, as empresas presentes no grupo 3) ter aumentado, a empresa verá o seu fator de eficiência incrementado em 1 p.p. para um fator de eficiência de 6%.

3.6.3.2 PARÂMETRO X PARA AS COMPONENTES VARIÁVEIS

O fator escala assume uma forte influência no desenvolvimento da atividade operacional das empresas e na avaliação do seu nível de eficiência. Esta influência assume maior relevância quando consideramos a especificidade das distribuidoras de gás natural. O fator escala pode constituir um fator que não é controlável pelas empresas dado ser determinado pelas áreas de concessão ou de licenciamento atribuídas, bem como, ao arranque da atividade operacional. Esta consideração levou à utilização da metodologia DEA, na sua vertente de rendimento variáveis à escala, para análise do nível de eficiência das empresas e definição do fator de eficiência associado ao termo fixo. Esta vertente da metodologia DEA beneficia, no contexto da avaliação da eficiência, as empresas de menor dimensão.

Na definição das metas de eficiência importa distinguir as empresas que apresentem maior capacidade e expectativas de crescimento e relacionar a evolução dos custos das empresas à taxa de crescimento da sua atividade operacional. Um crescimento mais acentuado das empresas permite uma maior diluição dos custos fixos por mais unidades resultantes de um maior nível de atividade. Neste sentido, a ERSE define um fator de escala que deverá ser adicionado ao fator de eficiência da componente fixa para definição do fator de eficiência associado ao termo ou componente variável. Para esta definição foi considerada as previsões das empresas para a energia veiculada para o período regulatório (Quadro 3-17) e analisada a taxa de crescimento média anual composta para o período de 2014 a 2019. Tendo-se definido o fator de escala presente no Quadro 3-18 para empresas com taxas de crescimento acima dos 3%.

Quadro 3-17 - Energia veiculada pela RDGN

Unid: MWh	2014 Real	2015 Estim	2016 Prev	2017 Prev	2018 Prev	2019 Prev	Taxa de Cresc.
							2014 - 2019
Beiragás	955 036	933 653	936 000	942 000	945 440	947 393	-0,16%
Dianagás	66 165	79 443	82 000	92 000	92 778	92 515	6,93%
Sonorgás	99 173	106 229	111 676	187 643	328 445	415 790	33,20%
Duriensegás	205 563	232 119	208 317	209 567	206 355	206 722	0,11%
Lisboagás	4 672 779	4 775 726	4 685 453	4 732 307	4 731 387	4 754 986	0,35%
Lusitaniagás	7 924 189	8 027 489	8 185 000	8 294 000	8 322 667	8 349 330	1,05%
Medigás	99 366	101 340	99 000	99 000	99 461	99 068	-0,06%
Paxgás	16 788	17 823	17 000	17 000	16 724	16 520	-0,32%
EDP Gás	6 853 128	6 823 841	6 996 708	7 252 857	7 550 284	7 805 188	2,64%
Setgás	1 865 607	1 913 974	1 891 010	1 898 575	1 823 233	1 827 553	-0,41%
Tagusgás	1 366 254	1 169 095	1 135 331	1 192 463	1 272 349	1 274 917	-1,37%
Total	24 124 047	24 180 731	24 347 496	24 917 413	25 389 124	25 789 982	1,34%

Quadro 3-18 - Fator de escala em base anual

	2010-2013	2013-2016	2016-2019
Beiragás	0,5%	0,0%	0,0%
Dianagás	1,0%	0,5%	1,0%
Duriensegás	1,0%	0,5%	0,0%
Portgás	0,0%	0,0%	0,0%
Lusitaniagás	0,0%	0,0%	0,0%
Lisboagás	0,0%	0,0%	0,0%
Medigás	1,0%	0,5%	0,0%
Paxgás	-	1,0%	0,0%
Setgás	0,0%	0,0%	0,0%
Sonorgás	1,0%	1,0%	1,0%
Tagusgás	0,5%	0,0%	0,0%

Resumindo, o fator de escala é adicionado ao fator de eficiência associado à componente variável obtendo-se deste modo, o fator de eficiência associado à componente variável dos custos de exploração.

3.6.3.3 PARÂMETRO X GLOBAL

No Quadro 3-19 são apresentados os fatores de eficiência (fator X) associados à componente fixa e à componente variável estabelecidos para todo o período de regulação, tal como definido nos pontos anteriores, bem como, os valores dos dois períodos regulatórios anteriores para efeitos comparativos. O fator X global ponderado resulta do valor do fator X ponderado pelo peso da componente fixa e pelo peso da componente variável definido no ponto anterior.

Quadro 3-19 - Fatores X em base anual

	2010			2013			2016		
	Fator X termo fixo	Fator X termo variável	Fator X global ponderado	Fator X termo fixo	Fator X termo variável	Fator X global ponderado	Fator X termo fixo	Fator X termo variável	Fator X global ponderado
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Beiragás	3,0%	3,5%	3,3%	2,5%	2,5%	2,5%	3,0%	3,0%	3,0%
Dianagás	1,5%	2,5%	2,3%	2,5%	3,0%	2,8%	3,0%	4,0%	3,6%
Duriensegás	3,0%	4,0%	3,8%	2,5%	3,0%	2,8%	3,0%	3,0%	3,0%
Portgás	0,5%	0,5%	0,5%	1,5%	1,5%	1,5%	2,0%	2,0%	2,0%
Lusitaniagás	0,5%	0,5%	0,5%	1,5%	1,5%	1,5%	3,0%	3,0%	3,0%
Lisboagás	1,5%	1,5%	1,5%	2,0%	2,0%	2,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Medigás	0,5%	1,5%	1,3%	2,0%	2,5%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%
Paxgás	0,5%	2,5%	2,1%	1,5%	2,5%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%
Setgás	1,5%	1,5%	1,5%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Sonorgás	3,0%	4,0%	3,8%	5,0%	6,0%	5,8%	6,0%	7,0%	6,7%
Tagusgás	3,0%	3,5%	3,3%	2,5%	2,5%	2,5%	4,0%	4,0%	4,0%

3.7 SÍNTESE DOS PARÂMETROS PARA O 1º ANO CIVIL DO PERÍODO REGULATÓRIO

Para o próximo período regulatório decidiu-se manter a base de custos do período regulatório anterior. Desta forma, o valor do ano civil de 2014 aceite para efeitos de cálculo de ajustamentos constitui a base de referência para calcular a base de custos referente a este período regulatório. Contudo, refere-se que os valores posteriores a essa data foram ajustados pela evolução da atividade e por aplicação das metas de eficiência.

A estrutura de custos (componente fixa versus variável) manteve-se inalterada em relação ao período de regulação anterior para a maioria das empresas. Apenas se procedeu ao incremento da componente fixa das duas empresas com menor maturidade. Dentro da componente variável, o peso definido para os termos variáveis energia e pontos de abastecimento também se manteve inalterável nos 25% e 75%, respetivamente, tal como referido no ponto 3.5.2.

Neste período regulatório também se procedeu ao incremento, em 0,5 pontos percentuais do fator de incremento de eficiência decorrentes do progresso tecnológico em linha com dados mais recentes que a ERSE teve acesso.

O Quadro 3-20 apresenta de forma sintética o valor das componentes fixas e das componentes variáveis para o início do período de regulação para cada empresa distribuidora de gás natural. Relativamente às unidades utilizadas, o termo fixo é definido em milhares de euros, o termo variável associado à quantidade de energia veiculada por empresa distribuidora é definido em milhares de euros por MWh e, por último, o termo variável associado aos pontos de abastecimento é definido em termos de milhares de euros por pontos de abastecimento.

Quadro 3-20 - Valor das componentes fixas e variáveis para o início do período de regulação

	Termo Fixo	Termo Variável Unitário	
	10 ³ EUR	10 ³ € / MWh	10 ³ € / p.a.
Beiragás	1 452,441	0,000582	0,032056
Dianagás	544,156	0,002489	0,065712
Duriensegás	740,456	0,001333	0,028757
Portgás	4 864,401	0,000261	0,016353
Lisboagás	10 877,345	0,000871	0,023271
Lusitaniagás	3 620,295	0,000167	0,018884
Medigás	426,421	0,001615	0,023502
Paxgás	180,375	0,003979	0,034423
Setgás	2 415,790	0,000476	0,016715
Sonorgás	1 117,571	0,005962	0,120200
Tagusgás	1 402,335	0,000440	0,044889

Refira-se que a evolução da base de custos de 2016 para os anos civis seguintes é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{OPEX}_s = \text{Parte Fixa}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) + \text{Custo unitário por ponto de abastecimento}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) * \text{número de pontos de abastecimento}_s + \text{Custo unitário da energia}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) * \text{quantidade de energia}_s$$

Em que: X = Meta de eficiência fixada e s = Ano civil.

4 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

O presente capítulo tem por objetivo definir os parâmetros a aplicar à atividade de último recurso retalhista para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019, bem como apresentar os custos de referência anuais para a atividade de comercialização.

Refira-se que a definição de parâmetros para um período regulatório e o cálculo de custos de referência em base anual são processos compatíveis, na medida em que assentam na determinação de variáveis comuns explicativas da evolução dos custos na atividade de comercialização.

Com efeito, os parâmetros são variáveis definidas pela ERSE para aplicação ao longo do período regulatório, e as quais deverão ter em linha de conta o desempenho das empresas reguladas ao longo dos últimos anos, bem como a sua necessária adequação ao presente contexto de diminuição acentuada de atividade.

Por outro lado, os custos de referência têm por objetivo definir o nível de eficiência anual para os custos afetos à prossecução da atividade de comercialização.

Deste modo, cumpre referir que:

- i. O cálculo dos proveitos a permitir aos CUR ao longo do período regulatório que agora se inicia deverá ter por base, entre outras variáveis, a aplicação direta dos parâmetros definidos pela ERSE no presente documento, os quais serão aplicáveis para os anos gás 2016-2017 a 2018-2019.
- ii. Os proveitos a recuperar pelos CUR anualmente, através da aplicação da Tarifa de Comercialização, deverão estar alinhados com os custos de referência a definir pela ERSE, em cada ano-gás, para a atividade de comercialização.
- iii. O diferencial, positivo ou negativo, entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar pela Tarifa de Comercialização, deverá ser recebido ou pago através da Tarifa de UGS I, à semelhança do que acontece atualmente.
- iv. Deste modo, o cálculo anual dos custos de referência para a atividade de comercialização terá como objetivo definir o nível de proveitos que em cada ano-gás deverá ser recuperado diretamente pela aplicação da Tarifa de Comercialização, enquanto os parâmetros, definidos para o período regulatório e antecipadamente conhecidos pelas empresas reguladas, serão a base de cálculo dos proveitos a permitir a estas empresas.

Por fim, refira-se que o exercício de definição de custos de referência para a comercialização de energia permite igualmente a obtenção de maior e melhor informação sobre a atividade desempenhada pelos CUR, pelo que a mesma não deverá ser negligenciada no processo de definição dos parâmetros a aplicar a estas empresas reguladas no período regulatório que agora se inicia.

4.1 CUSTOS DE REFERÊNCIA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

4.1.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 38.º do Decreto-Lei 231/2012, de 26 de outubro, a ERSE deverá definir, anualmente, custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente.

Em linha com o referido anteriormente, a definição destes custos visa não só i) o cumprimento do quadro legal, como também: ii) a definição de uma base sustentada para cálculo dos Proveitos a recuperar pelos CUR através da aplicação direta da Tarifa de Comercialização, iii) a prestação de informação útil à definição dos parâmetros para o este período regulatório e iv) uma aproximação entre as abordagens regulatórias do setor do gás natural e do setor elétrico.

Assim, à semelhança do que ocorreu para o setor elétrico³⁵, pretende-se definir valores de referência que permitam internalizar um conjunto de fatores intrínsecos às empresas, que as posicionam com diferentes perfis e que, por conseguinte, justificam diferentes níveis de custos de exploração afetos à prossecução da sua atividade. A figura infra ilustra alguns destes potenciais aspetos, idênticos aos definidos para a comercialização do setor elétrico, dada a similitude existente entre os dois setores. Esta ideia pode ser corroborada com o facto de as empresas do mercado liberalizado deterem ofertas conjuntas de fornecimento dos dois tipos de energia.

Figura 4-1 - Aspetos que condicionam os custos de referência para a atividade de CGN



Fonte: ERSE

No seguimento da imposição legal supra referida, que igualmente se aplica ao setor elétrico³⁶, a ERSE iniciou, em 2013, um processo de recolha de informação sobre a atividade de comercialização de energia através da submissão de um questionário às empresas comercializadoras do setor elétrico e do gás natural. Esta recolha de informação, que foi aprofundada no decurso de 2014, resultou na publicação de uma matriz de custos de referência para os comercializadores de energia elétrica, tendo em consideração as características específicas das diversas empresas comercializadoras, na medida em que tais

³⁵ Ver documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017”

³⁶ Nos termos do artigo 50.º do Decreto-Lei 2015-B/2012, de 8 de Outubro.

especificidades podem originar (des)vantagens de custos, que devem ser tidas em conta para efeitos da determinação dos custos de referência.

Na medida em que a publicação desta informação de custos de referência deverá ter uma periodicidade anual, no decurso de 2015 a ERSE solicitou a atualização do questionário com os dados físicos e financeiros relativos ao ano de 2014.

Ao todo, foi inquirido um universo de 24 comercializadores tendo-se obtido 23 respostas³⁷. Entre os dados obtidos das 23 empresas, observou-se que uma empresa apresentava dados apenas para o ano de 2014 e 3 empresas um reduzido número de clientes, evidenciando uma elevada especificidade da sua atividade operacional (por exemplo, centralização no fornecimento de clientes industriais). Neste sentido, optou-se por retirar estas quatro empresas da amostra, por criarem significativos enviesamentos nos resultados. Cumpre ressaltar que os dados dos inquiridos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial.

Figura 4-2- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



As empresas de mercado correspondem a 26% das empresas inquiridas e numa análise prévia dos dados recebidos destas empresas verifica-se que, até 2012, a maioria destas empresas apresentavam-se numa

³⁷ Não foram disponibilizados dados referentes à EDP Gás.Com na medida em que esta empresa procedeu a uma alteração a sua atividade operacional, passando a atuar como comercializadora grossista.

“A partir do início do ano 2013, na sequência da decisão do grupo EDP de concentração da atividade de comercialização livre num único operador de gás e eletricidade, os clientes fornecidos pela EDP Gás.Com foram transferidos para a EDP Comercial, ficando a EDP Gás.Com focada na atividade de comercialização grossista de gás natural e de gestão dos acessos às infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e às interligações com Espanha, quer para abastecimento da comercializadora e respetiva carteira comercial, quer para o abastecimento às Centrais de Ciclo Combinado do grupo EDP em Portugal.” (EDP, 2014).

fase embrionária da sua atividade operacional. Apenas a partir de 2013 os dados apresentam maior consistência para efeitos de comparação com as empresas reguladas. Face ao exposto, optou-se pela realização da análise das empresas considerando apenas os dados referentes ao período de 2013 a 2014.

O questionário elaborado pela ERSE teve por objetivos (i) a identificação dos indutor(es) de custo, (ii) a caracterização da atividade e a identificação de características específicas que cada uma das comercializadoras enfrentam e (iii) a desagregação do OPEX Total na sua componente fixa e na sua componente variável.

Note-se que, para efeitos da presente análise, foram considerados os resultados dos questionários remetidos à ERSE até ao final de janeiro de 2016. Neste sentido, cumpre mencionar que se registaram melhorias significativas nas respostas obtidas de parte de alguns agentes de mercado liberalizado e regulado e a existência de disponibilidade temporal para avaliar a qualidade da informação disponibilizada pelas empresas reguladas. Nomeadamente, a ERSE procurou realizar um cruzamento de informação entre os dados reportados nos questionários, e os dados submetidos ao regulador no âmbito das normas complementares reguladas auditadas. No entanto, continua-se a registar-se alguma disparidade da qualidade da informação disponibilizada por alguns agentes que conduzem a dificuldades na concretização do estudo e conseqüente robustez das conclusões.

Face ao exposto, os pontos seguintes do presente capítulo pretendem:

- i. Caracterizar a amostra e os diferentes perfis de empresas que comercializam energia, que devem ser tidos em conta para a definição de custos de referência.
- ii. Apresentar a metodologia seguida para a definição dos custos de referência da atividade de comercialização.
- iii. Estabelecer a fundamentação económica que suporta a referida metodologia.
- iv. Definir uma matriz de custos médios que serve de referência aos comercializadores de gás natural.

4.1.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

O segmento da comercialização do gás natural, à semelhança do que tem ocorrido no setor elétrico, tem-se caracterizado como um processo gradual de entrada de novos *players*. Estes tendem a diferenciar-se pelos perfis, escala e condições de laboração.

Além da diversidade de perfis de empresas que se espera que venham a participar no segmento liberalizado da atividade de comercialização de gás natural, é igualmente expectável que estas apresentem estruturas de custos diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, localização e dispersão da atividade, inserção em grupos empresariais, processo de extinção de tarifas reguladas da atividade de comercialização de último recurso, entre outros.

A este respeito, cumpre referir que, pese embora existam ainda poucos resultados estabelecidos na literatura relativamente ao impacto das especificidades associadas a cada perfil de empresa comercializadora na sua estrutura de custos, existe uma evidência empírica que a eficiência e estrutura de custos das empresas comercializadoras dependem efetivamente de diversas características diferenciadoras associadas a distintos perfis de empresas comercializadoras.

Deste modo, na presente secção procura-se analisar a diversidade de perfis na atividade de comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e gás natural.

Relativamente ao tratamento estatístico dos dados, cumpre ressaltar que:

- Em termos metodológicos, a análise desenvolvida consubstancia-se na análise gráfica, cálculo de estatísticas descritivas e análise não paramétrica;
- Procedeu-se à análise de perfis de comercialização na atividade de energia, considerando os setores da eletricidade e do gás natural;
- Para efeitos de análise dos diferentes perfis de empresas, foram tidas em conta as seguintes características diferenciadoras, em linha com o já referido anteriormente:
 - ✓ **Dimensão** – medida pelo número de clientes reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2014;
 - ✓ **Segmento de negócio** – atividade só no setor do gás natural; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores;
 - ✓ **Enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada;
 - ✓ **Inserção em grupos empresariais**;
- A análise de perfis das empresas comercializadoras baseou-se na comparação da sua performance em termos de custos unitários médios (calculados pelo rácio da rubrica de custos de exploração e o número de clientes servido pelo comercializador), nomeadamente tendo por base o Custo Total Médio (CTM) (calculado pela soma rúbricas de custos diretos e indiretos); em linha com a informação solicitada no questionário;
- Adotou-se o pressuposto da independência das observações que constituem a amostra. Tal implica que cada observação da amostra corresponde ao valor do custo para cada empresa em cada ano com informação disponível.

Nas secções seguintes, procura-se caracterizar brevemente as empresas comercializadoras de energia e o efeito das respetivas características específicas ao nível do seu Custo Total Médio Unitário (CTMu) (calculado pelo rácio da rúbrica do custo total médio e o número de clientes servido pelo consumidor).

DIMENSÃO

No contexto da análise dos custos associados ao desenvolvimento da atividade de comercialização importa analisar o efeito da dimensão dado ser expectável que empresas de maior dimensão (por exemplo, em termos de número de clientes ou volume de negócios) possam beneficiar de economias de escala. A este respeito, Lehto (2011)³⁸ refere que o papel da escala é reconhecido, citando a Energy Information Administration (EIA) (2007), segundo a qual as *utilities* de maior dimensão poderão beneficiar de economias de escala³⁹.

A atividade de comercialização de energia em Portugal é desenvolvida por empresas com características muito diferentes em termos da sua dimensão, medida pelo número de clientes⁴⁰. Face a esta evidência, e a fim de identificar o impacto da dimensão no Custo Total Médio unitário (CTMu), a análise foi realizada agrupando as empresas em três categorias de acordo com a dimensão (Figura 4-3):

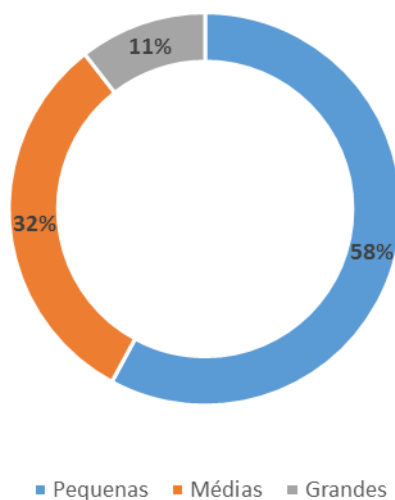
- Pequena Dimensão (empresas com número de clientes < 100.000);
- Média Dimensão (empresas com número de clientes compreendido entre 100.000 e 1.000.000);
- Grande Dimensão (empresas com mais de 1.000.000 clientes).

³⁸ E. Lehto (2011), "Electricity prices in the Finnish retail market", *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

³⁹ Não obstante, contrariamente ao esperado à luz da possível ocorrência de economias de escala, Lehto (2011) obtém que empresas de maior dimensão praticam preços mais elevados, o que é interpretado pelo autor como um sinal de que as empresas de maior dimensão (no caso finlandês) poderão ter maior poder de mercado. Nas palavras do autor: "*One could have expected positive estimates as an indicator of the presence of scale economies and of its implications on prices. Negative values evidently show that the larger retailers have achieved market power, which is also used in pricing.*"

⁴⁰ Outros indicadores de dimensão frequentemente utilizados poderiam ser volume de negócios, energia comercializada ou número de trabalhadores. O último considerou-se inapropriado devido à possibilidade de *outsourcing*. Os demais critérios foram preteridos em função do número de clientes na medida em que esta variável era analisada no inquérito efetuado pela ERSE e foi considerado um indutor de custos relevante na análise aos indutores de custo da atividade de comercialização no segmento regulado.

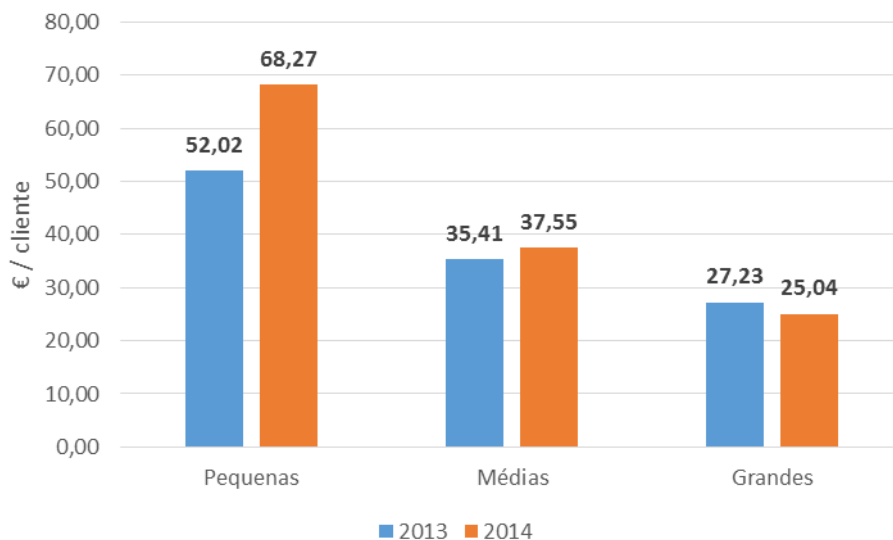
Figura 4-3 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

A figura seguinte representa o valor médio do Custo Total Médio unitário (CTMu) para os três grupos de empresas sendo de realçar a significativa diferença entre as empresas de micro dimensão e os restantes grupos de empresas.

Figura 4-4 - Valor médio do custo unitário por categoria de dimensão



Fonte: ERSE

Em termos médios, o custo total médio unitário das empresas de menor dimensão é significativamente superior, podendo esta característica ser explicada pelos seguintes fatores:

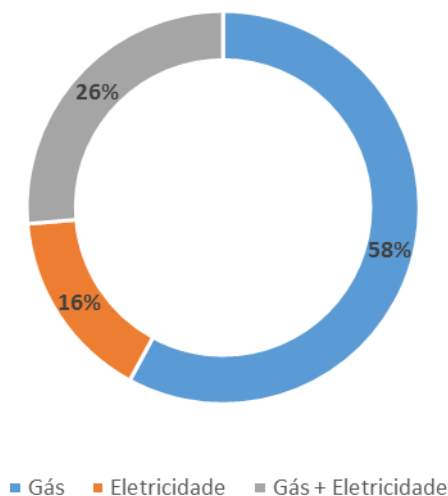
- Maior dificuldade destas empresas aproveitarem economias de escala nas diversas atividades que fazem parte da função de comercialização de energia.
- Menor maturidade da atividade, justificando, em parte, a reduzida base de clientes e incorrendo, por isso, em custos adicionais subjacentes à entrada no setor.
- Características do mercado de atuação (por exemplo, áreas com menor densidade populacional).

SETOR DE ATIVIDADE

Uma outra característica potencialmente diferenciadora das empresas comercializadoras de energia diz respeito à especialização num setor, eletricidade ou gás natural, ou à atuação conjunta nos dois segmentos. Espera-se que a atividade de comercialização nos dois segmentos permita a obtenção de economias de gama, proporcionada pela utilização de recursos comuns (pessoal, balcões ou agentes de atendimento, etc.). Por outro lado, é ainda necessário ter em conta que o mercado de eletricidade é mais maduro comparativamente ao mercado do gás natural, pelo que algumas das empresas especializadas no segmento da eletricidade (sobretudo as mais antigas) podem obter vantagens de custos associadas à maior maturidade deste mercado comparativamente com o mercado de gás natural.

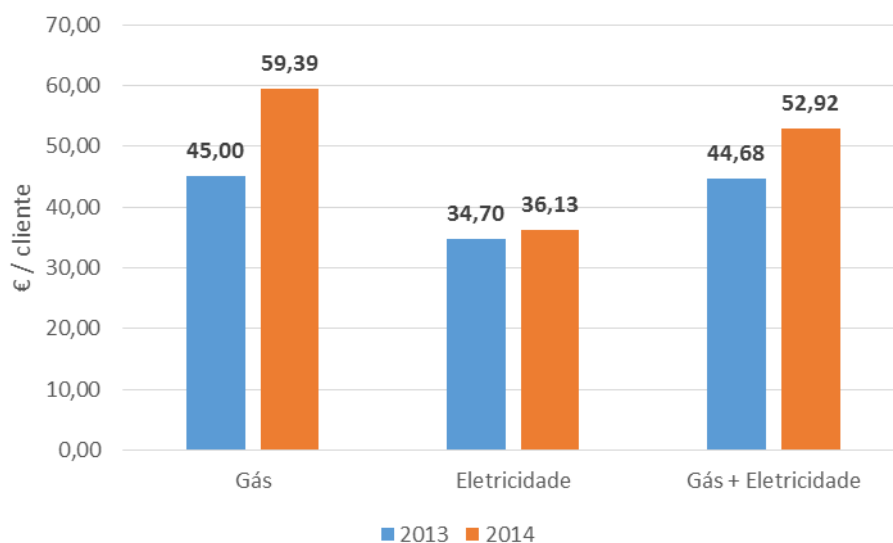
Para avaliar esta característica as empresas foram agrupadas nas três categorias seguintes (Figura 4-5):

- Empresas com atividade só no segmento de gás natural,
- Empresas com atividade só no segmento da eletricidade;
- Empresas com atividade na eletricidade e gás natural.

Figura 4-5 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente ao setor de atividade

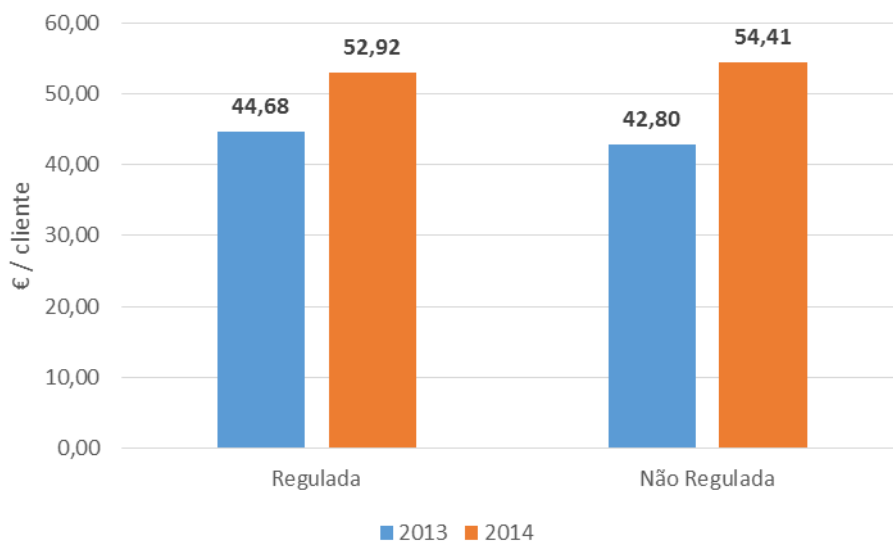
Fonte: ERSE

A figura seguinte apresenta o valor médio do Custo Total Médio unitário (CTMu) para os três grupos de empresas, sendo de realçar o menor custo unitário observado nas empresas que apenas comercializam eletricidade, comparativamente às restantes. Este comportamento pode ser justificado pela maturidade registada por estas empresas comparativamente às empresas do setor do gás natural ou que comercializam ambos os tipos de energia (o mercado do gás natural é significativamente menos maduro do que o mercado de eletricidade), pelos motivos referidos anteriormente.

Figura 4-6 - Valor médio do custo unitário por setor de atividade

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

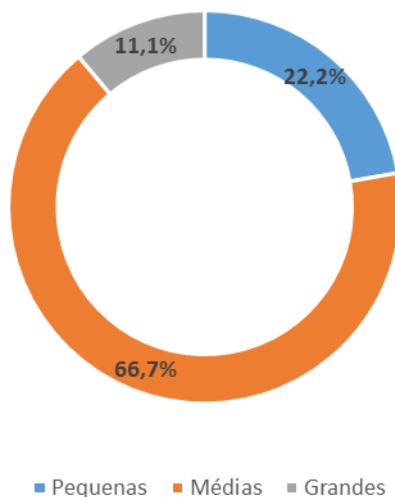
Quer no segmento de eletricidade, quer no segmento de gás natural operam empresas comercializadoras reguladas e empresas que definem autonomamente os preços praticados aos seus clientes. No entanto, as empresas mais recentes operam todas no segmento não regulado, enquanto as empresas mais maduras operam no segmento regulado. A figura seguinte apresenta o valor médio do Custo Total Médio unitário (CTMu) para os dois grupos de empresas. Apresenta-se mais relevante a tendência de crescimento do custo unitário de 2013 para 2014 do que as diferenças ao nível dos dois grupos de empresas.

Figura 4-7 - Valor médio do custo unitário por enquadramento regulatório

INSERÇÃO EM GRUPO ECONÓMICO

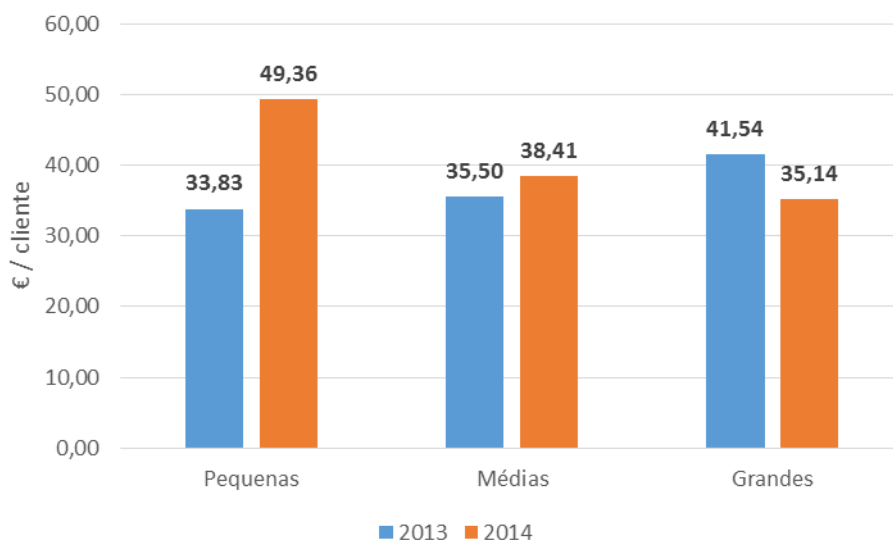
No processo de delineação do perfil das empresas comercializadoras de eletricidade e gás natural importa avaliar se a sua integração, ou não, em grupos económicos influi, de forma relevante, no nível dos custos da atividade operacional. Esta potencial influência poderá ser justificada com a possibilidade de existirem importantes sinergias dentro dos grupos económicos, sendo de esperar que as empresas inseridas em grupos económicos apresentem, em média, custos mais baixos. Da amostra das empresas inquiridas verifica-se que 84% estão inseridas em grupos económicos. Face a esta característica da amostra pode-se obter uma análise e uma definição mais apropriada do perfil das empresas comercializadoras com a utilização das informações e dados relativos ao grupo económico em detrimento da utilização dos dados das empresas individuais. Esta pressuposição pode conduzir à definição do perfil das empresas comercializadoras de forma mais robusta comparativamente ao obtido quando se considera as empresas individualmente. A Figura 4-8 apresenta a estrutura da amostra em termos de categoria de dimensão considerando os grupos económicos e as empresas individuais não inseridas em grupos económicos e a Figura 4-9 os custos unitários obtidos para cada categoria.

Figura 4-8 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão com grupos económicos



Fonte: ERSE

Figura 4-9 - Valor médio do custo unitário por categoria de dimensão - grupos económicos



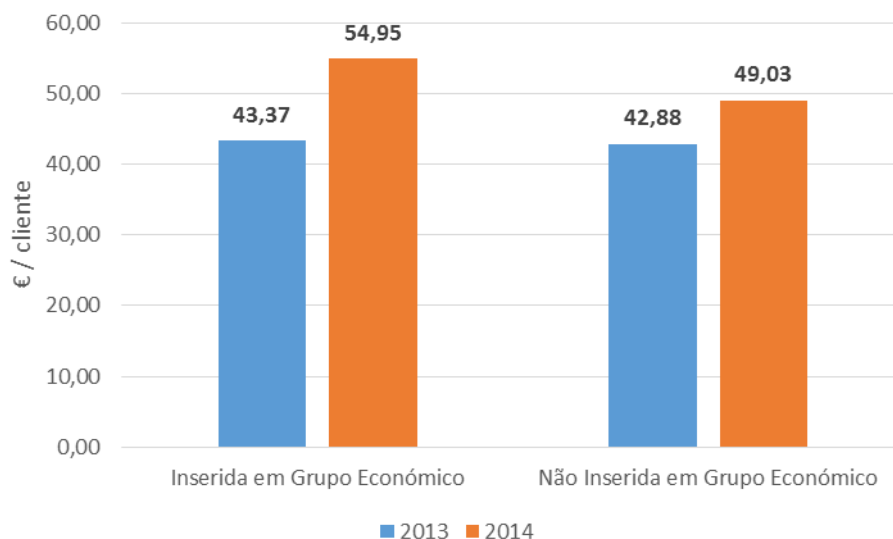
Fonte: ERSE

A figura anterior revela a importância da transição de 2013 para 2014 em função da alteração dos valores dos custos unitários das três categorias dimensionais. As pequenas e médias (empresas ou grupos económicos) apresentam um incremento do custo unitário e ocorre o inverso nas maiores entidades.

A Figura 4-10 apresenta o valor do custo médio unitário para a globalidade das empresas inseridas em grupos económicos e não inseridas em grupos económicos. No ano de 2013 verifica-se que os dois tipos

de empresas apresentam um custo médio unitário semelhante. No ano de 2014 ocorre um incremento deste custo em ambos os tipos de empresas, sendo mais acentuado nas empresas inseridas em grupos económicos.

Figura 4-10 - Valor médio do custo unitário – inserção em grupos económicos



No entanto, o facto das empresas mais maduras estarem inseridas em grandes grupos económicos dificulta a aferição com segurança de uma relação entre o nível de custos e a inserção em grupos económicos.

4.1.3 METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

Dada a diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de gás natural, a definição de custos de referência para este sector requer a utilização de uma metodologia de cálculo, que foi devidamente fundamentada num adequado suporte teórico microeconómico no documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017", no âmbito da definição dos custos de referência para o setor elétrico. Atualmente, e fruto de uma análise mais aprofundada aos custos incorridos pelos comercializadores, bem como do aumento da quantidade e qualidade da informação reportada pelos agentes, consideram-se relevantes alguns ajustes ou alterações mínimos face à metodologia inicialmente adotada.

Neste sentido, a ERSE tem ponderado as vantagens e desvantagens das diferentes metodologias de *benchmarking* ao longo dos últimos exercícios de definição de custos de referência e que tem conduzido à escolha de duas metodologias - uma não paramétrica e outra paramétrica – para o apuramento dos níveis de eficiência das empresas. Apesar da amostra ter aumentado de dimensão, não permite ainda

aplicar metodologias do paramétricas, pelo que apenas é possível a utilização da primeira metodologia, em particular, a análise DEA (*Data Envelopment Analysis*).

Face ao exposto, a ERSE desenvolveu as seguintes etapas principais associadas à metodologia adotada para efeitos de elaboração dos custos de referência para a Comercialização de gás natural em Portugal para o ano de 2016:

1. Tratamento dos Dados
2. Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica (indutor de custo (*output*) e *inputs*)
3. Definição da “Comercializadora Teórica Eficiente”
4. Matriz de custos médios de referência para a comercialização de gás natural

Como explicitado anteriormente, na primeira fase a ERSE elaborou um questionário com o objetivo de recolher um conjunto de informação de diversa natureza sobre as empresas comercializadoras.

Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação e, numa segunda fase, à subsequente análise do melhor indutor de custo representativo da atividade de comercialização.

4.1.3.1 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

Do ponto de vista genérico, a função objetivo considerada na metodologia não paramétrica é a de minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*.

INPUTS

Na construção dos inquéritos e posterior submissão às empresas houve o propósito das empresas identificarem e desagregarem os custos de explorações em diversas categorias, variáveis e fixos, e dentro de cada uma destas categorias, a componente direta e indireta. O objetivo foi a obtenção da desagregação dos custos de exploração por um conjunto de categorias que permitissem caracterizar de uma forma mais precisa as especificidades de cada empresa e, deste modo, identificar a relação dessa especificidade com o nível de custos operacionais, de forma a definir da forma mais adequada quanto possível o perfil de cada empresa. Apesar dos esforços desenvolvidos, observaram-se dificuldades e divergências de perceção, entre os intervenientes, sobre o significado de cada categoria, com impacto na forma como os custos operacionais foram repartidos pelas diferentes categorias nas respostas dadas aos inquéritos. Isto é, constatou-se que não ocorreu, entre as empresas, um entendimento idêntico sobre a definição de cada categoria de custo e um procedimento uniforme na repartição dos custos por essas categorias o que condicionou os resultados e a análise das várias componentes do custo operacional.

Face ao exposto, a ERSE decidiu considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões por esta rubrica apresentar uma grande volatilidade ao longo do período e ser caracterizada por uma elevada discricionariedade e as amortizações por ser uma componente do CAPEX. Estes custos correspondem aos custos de exploração regulados de cada empresa nos anos de 2013 a 2014, a preços constantes de 2016, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas.

OUTPUTS

Entre os diversos dados inquiridos junto das empresas, passíveis de serem considerados outputs, apenas quatro apresentam dados consistentes (presentes na maioria das empresas): número de clientes – totais e de BT/BP, prazo médio de recebimentos (PMR) e número de reclamações.

Contudo, a análise das correlações (Quadro 4-1) revela que três *outputs* (PMR, número de reclamações por clientes e peso de clientes de baixa tensão ou pressão) não se apresentam correlacionados com o nível de custos de exploração. Face ao exposto considerou-se o número médio de clientes como o *output* mais adequado e representativo do nível de atividade dos comercializadores de energia. Consequentemente, para efeitos da presente análise, o custo médio ou custo unitário de um comercializador num determinado período refere-se ao rácio entre o custo de exploração e o número médio de clientes desse comercializador.

Quadro 4-1 - Correlações

	Cientes - Todos	Cientes BP	Peso Clientes BP	PMR	Reclama. / Cliente	Custo Total - C/ Provisões	Custo Total - S/ Provisões
Cientes - Todos	1,00						
Cientes BP	1,00	1,00					
Peso Clientes BP	0,05	0,08	1,00				
PMR	-0,04	-0,04	0,11	1,00			
Reclamações / Cliente	-0,02	-0,03	-0,36	-0,06	1,00		
Custo Total - C/ Provisões	0,86	0,86	0,01	0,06	0,10	1,00	
Custo Total - S/ Provisões	0,89	0,89	0,01	0,04	0,08	1,00	1,00

4.1.3.2 DEFINIÇÃO DA “COMERCIALIZADORA TEÓRICA EFICIENTE”

A comercializadora teórica eficiente é definida como sendo a empresa virtual, cujo custo médio é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2013 a 2014. Deste modo, o cálculo do custo médio da empresa teórica eficiente exige, em primeiro lugar, a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) ao nível de custos através da utilização da metodologia não paramétrica (análise DEA). Após a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) pela metodologia DEA, seleciona-se o custo médio mais baixo de entre essas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente da comercializadora teórica eficiente.

A eficiência é, desta forma, medida relativamente à fronteira eficiente de produção. Neste caso, as diferentes DMU (*Decision Making Units*) minimizam a utilização de *input* (s) para um dado nível de *output*. No caso de rendimentos constantes à escala (CRS), assume-se que a dimensão dos DMU não tem efeitos sobre o nível de eficiência. No caso de rendimentos variáveis à escala (CRS), é introduzida uma restrição adicional no sentido de incorporar o efeito da dimensão na *performance* das DMU. De acordo com Hirschhausen, Cullmann e Kappeler (2006), a segunda abordagem apenas faz sentido no caso em que as empresas não são livres de decidir sobre a dimensão, sendo a primeira abordagem mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa. Esta situação ocorre no caso das comercializadoras de mercado. No caso das comercializadoras reguladas, a sua atividade é caracterizada por uma forte redução do número de clientes em resultado do processo de extinção de tarifas reguladas. Adicionalmente, cumpre dizer que no contexto da definição da “comercializadora teórica eficiente” pretende-se analisar a eficiência técnica na sua forma ampla através do método CRS, tal como refere Li e Zhang (2015), e que consiste na avaliação abrangente da eficiência em termos de utilização e alocação dos recursos pela DMU (*Decision Making Unit*), isto é, a eficiência global resultante da gestão e dos fatores técnicos e de escala das empresas. Como descrito na secção seguinte, a definição de níveis de eficiência intercalares visou captar diferentes realidades das empresas de comercialização de energia em Portugal decorrentes de condicionantes ambientais (dimensão, localização e dispersão da atividade, inserção em grupo empresarial, etc).

ACRÉSCIMOS DE CUSTO POR CATEGORIA DE EMPRESA

No processo de definição dos custos de referência procede-se à sua categorização por níveis de eficiência. Em cada nível, o acréscimo de custo imputado a cada empresa corresponde ao acréscimo do respetivo OPEX médio relativamente ao OPEX médio das empresas que se encontram, ou muito próximas, na fronteira de eficiência.⁴¹

Este acréscimo de custo por categoria ou nível permite a definição de custos de referência na medida em que as comercializadoras do setor podem apresentar estruturas e níveis de custos distintos, em função das circunstâncias específicas caracterizadoras da sua atividade, tais como:

- Dimensão da empresa;
- Localização e dispersão da atividade;
- Inserção em grupos empresariais;

Dada a heterogeneidade das empresas que constituem a amostra em análise (*vide* secção 4.1.2), para cada categoria de custos, à semelhança do que ocorreu no setor elétrico, foram consideradas possíveis (des)vantagens de custos em três níveis (descritos na secção seguinte), correspondentes aos percentis

⁴¹ De notar que, se mais que uma empresa se situar na fronteira de eficiência, tal não constitui qualquer problema na medida em que o OPEX médio, isto é, a relação *input* / *output* é equivalente em todas as empresas situadas na fronteira de eficiência.

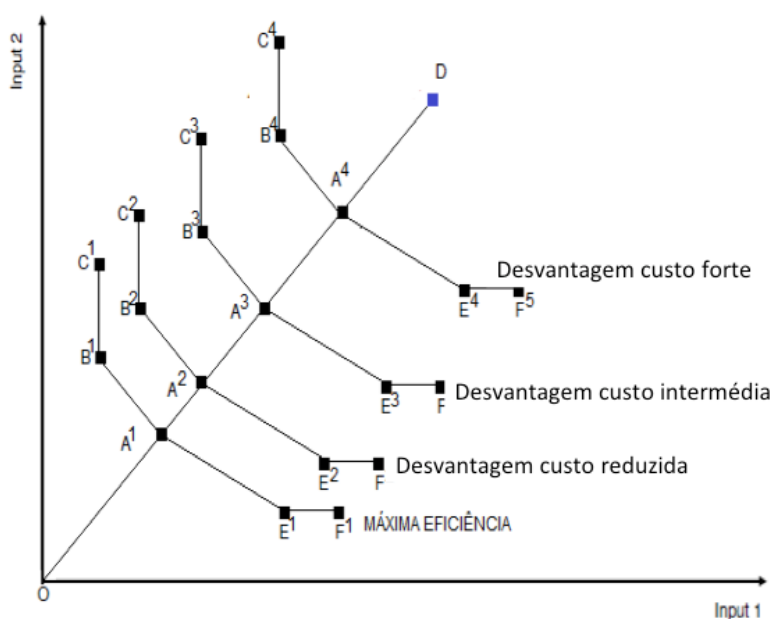
20 a 50, percentis 50 a 80 e percentis 80 a 100 dos níveis de eficiência relativa das comercializadoras que compõem a amostra analisada. Esta abordagem permite captar a diversidade de realidades e de perfis de comercializadoras a atuar no mercado de energia em Portugal, captando as (des)vantagens custo que podem surgir decorrentes das características das empresas (e.g. verificou-se que é expectável a observância de economias custo por parte de empresas com maior dimensão, ativas na comercialização de eletricidade, a atuar no mercado regulado e inseridas em grupos económicos).

Dependendo das características específicas de cada empresa, cada uma das comercializadoras pode apresentar diferentes níveis de acréscimo de custos.

A Figura 4-11 mostra a fronteira de eficiência num modelo de orientação *input* e as subsequentes linhas de acréscimos de custos por nível de eficiência relativa.

Este método consiste na identificação das empresas mais eficientes de um setor, definindo a fronteira eficiente de produção do mesmo, com base na combinação linear dos *inputs* utilizados por cada uma das comercializadoras para produzirem um mesmo nível de *output*. Para as empresas situadas aquém da fronteira de eficiência foram definidas linhas de acréscimo de custos por nível de eficiência relativa.

Figura 4-11 - O DEA, a eficiência técnica e níveis de acréscimo de custo: orientação *input*



Fonte: Protocolo ERSE/FEP (2014).

4.1.3.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados é realizada através do estudo das comercializadoras de gás natural e energia elétrica (*utilities*). Em relação à amostra inicial verificou-se que a análise de algumas empresas como

estando inseridas num grupo económico, isto é, a entidade em análise ser o grupo e não as empresas individualmente, produzia uma informação mais robusta, mais fidedigna do seu desempenho e uma comparação mais apropriada com as restantes empresas. Neste sentido, nas análises seguintes as referidas empresas foram considerados como uma única entidade, isto é, um grupo económico, definindo-se, desta forma, a amostra representativa.

Neste documento, a apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todas as comercializadoras, independentemente de estarem afetas apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou ambos por se ter considerado que a atividade de comercialização nos dois setores apresenta-se muito similar ao nível da caracterização da atividade operacional e dos indutores de custos não sendo pertinente a realização da análise e da apresentação dos resultados para os dois setores em separado. De facto, anteriormente referenciou-se que todas as empresas do mercado liberalizado atuam, simultaneamente, na comercialização de energia elétrica e gás natural suportando a decisão tomada.

Importa igualmente referir que os resultados obtidos dependem fortemente das características do mercado. No entanto, não se tendo conseguido apurar relações diretas entre os fatores exógenos e os resultados, a leitura destes deverá ser efetuada com alguma cautela.

AMOSTRA REPRESENTATIVA DE COMERCIALIZADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL

A presente análise é feita contemplando comercializadores do setor elétrico e do gás natural operando em Portugal no período de 2013 até 2014. Deste modo, a amostra considerada contempla um total de 22 observações. O Quadro 4-2 apresenta as estatísticas descritivas da amostra representativa.

Quadro 4-2 - Estatística descritivas

	<i>Média</i>	<i>Desvio Padrão</i>	<i>Mediana</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>	<i>Intervalo de Confiança (95%)</i>
Clientes	676 668	1 179 946	149 571	13 599	4 419 078	523 159
Custos Totais	17 418 660	24 028 068	6 399 549	729 299	89 210 086	10 653 448
Custos Unitários	43,68	28,40	36,24	12,91	136,52	12,59

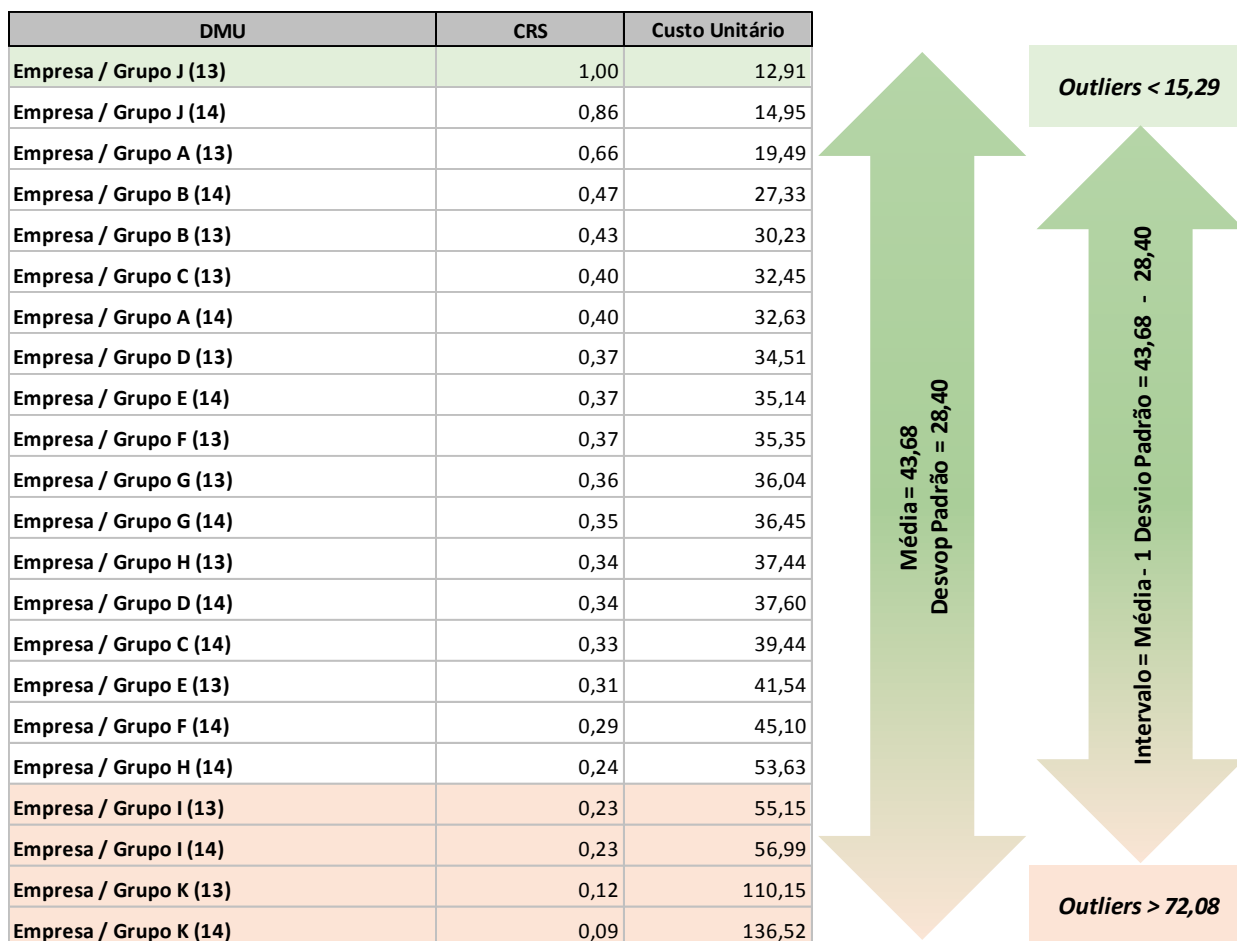
Fonte: ERSE

Para determinação dos níveis de eficiência técnica aplica-se a metodologia DEA, numa perspetiva *input oriented*, considerando como *output* o número médio de clientes e como *inputs* o nível de custos operacionais evidenciado por cada entidade. A Figura 4-12 apresenta os resultados do DEA aplicado à amostra supra referida.

Da análise do Quadro 4-2 - Estatística descritivas e da Figura 4-12 - Análise DEA observa-se um impacto relevante nos resultados das empresas que apresentam os menores e os maiores custos unitários. Estes valores diferem de forma relevante das restantes empresas, pelo que estes dados devem ser tratados

como *outliers* e expurgados da amostra representativa. Se considerarmos o intervalo da média, acrescida ou diminuída de um desvio padrão (valor significativo quando comparado com o valor da média devido à heterogeneidade da amostra), verifica-se ser exatamente estas empresas a serem excluídas da amostra.

Figura 4-12 - Análise DEA com Outliers⁴²



A Figura 4-12 apresenta os resultados do DEA aplicado à amostra supra referida, com a exclusão dos dados das empresas consideradas *outliers*.

⁴² Por questões de confidencialidade, as empresas e/ou grupos económicos não são identificados.

Figura 4-13 - Análise DEA sem Outliers⁴³

DMU	CRS	Custo Unitário	Custo Unitário de Referência	Grupo
Empresa / Grupo A (13)	1,00	19,49	25,68	Percentil 0-20
Empresa / Grupo B (14)	0,71	27,33		
Empresa / Grupo B (13)	0,64	30,23		
Empresa / Grupo C (13)	0,60	32,45	34,35	Percentil 20-50
Empresa / Grupo A (14)	0,60	32,63		
GRUPO GALP CUR (13)	0,56	34,51		
Empresa / Grupo E (14)	0,55	35,14		
EDP GÁS SU (13)	0,55	35,35		
Empresa / Grupo G (13)	0,54	36,04		
Empresa / Grupo G (14)	0,53	36,45	39,59	Percentil 50-80
TAGUSGÁS (13)	0,52	37,44		
GRUPO GALP CUR (14)	0,52	37,60		
Empresa / Grupo C (14)	0,49	39,44		
Empresa / Grupo E (13)	0,47	41,54		
EDP GÁS SU (14)	0,43	45,10		
TAGUSGÁS (14)	0,36	53,63	55,26	Percentil 80-100
Empresa / Grupo I (13)	0,35	55,15		
Empresa / Grupo I (14)	0,34	56,99		

A partir dos resultados obtidos para a análise das eficiências das entidades analisadas, procedeu-se à definição e hierarquização dos níveis de eficiência considerados para efeitos da definição da matriz de custos de referência, conforme o referido na secção anterior. O Quadro 4-3 sintetiza a informação (o custo de unitário de referência apresentado corresponde ao valor médio do custo unitário evidenciado pelas empresas classificadas em cada nível). Deste modo, além da indicação do nível das empresas teoricamente eficientes foram considerados três níveis de acréscimo de custos associados a cada um dos referidos percentis⁴⁴:

- a) Empresas teoricamente eficientes ($\Delta=0$) – Percentis 0-20 – Corresponde, genericamente, i) a empresas com dispersão da atividade pelos dois setores (eletricidade e gás natural), o que lhes permite usufruir de economias gama, ii) inseridas em grupos económicos de referência no setor

⁴³ Nesta tabela apenas são identificadas as empresas reguladas do setor da comercialização de gás natural. Nesta análise, a Sonorgás foi incluída no grupo Dourogás.

⁴⁴ A terminologia “S” adotada advém do inglês “*small inefficiency*”; a terminologia “A” advém do inglês “*accentuated inefficiency*”.

(ganhos de sinergia) e iii) com ampla abrangência geográfica da sua atividade (geralmente território nacional).

b) Níveis Intermédios:

b1) O acréscimo de custo associado aos percentis 20-50 dos níveis de eficiência relativa das observações constituintes da amostra define um “nível de acréscimo de custo reduzido” (ΔS).

b2) O acréscimo de custo associado aos percentis 50-80 dos níveis de eficiência relativa das observações que compõe a amostra é denominado “nível de acréscimo de custo intermédio” (ΔI)

Estes níveis de acréscimo de custos correspondem, genericamente, a empresas i) com reduzida dispersão do mercado, ii) inseridas em grupos económicos e iii) que se encontram em fase de relativo crescimento ou decréscimo da sua atividade. O posicionamento entre os dois subníveis depende da tendência do mercado de atuação (em crescimento diminui o acréscimo de custo). Refira-se que é nestes níveis intermédios que se posicionam a generalidade dos CUR.

c) O acréscimo de custo associado aos percentis 80-100 das eficiências das observações que compõem a amostra é denominado “nível de acréscimo de custo forte” (ΔA) – Neste nível posicionam-se tendencialmente as empresas: i) com reduzida dispersão da atividade a nível de mercado, ii) que pese embora atuem regionalmente registam alguma dispersão geográfica da sua atividade) e iii) não são inseridas em grupos económicos de referência no setor.

Quadro 4-3 - Matriz de custos de referência para o conjunto de comercializadores

DMU	CRS	Custo Unitário	Custo Unitário de Referência	Grupo
Empresa / Grupo A (13)	1,00	19,49	25,68	Percentil 0-20
Empresa / Grupo B (14)	0,71	27,33		
Empresa / Grupo B (13)	0,64	30,23		
Empresa / Grupo C (13)	0,60	32,45	34,35	Percentil 20-50
Empresa / Grupo A (14)	0,60	32,63		
Empresa / Grupo D (13)	0,56	34,51		
Empresa / Grupo E (14)	0,55	35,14		
Empresa / Grupo F (13)	0,55	35,35		
Empresa / Grupo G (13)	0,54	36,04		
Empresa / Grupo G (14)	0,53	36,45	39,59	Percentil 50-80
Empresa / Grupo H (13)	0,52	37,44		
Empresa / Grupo D (14)	0,52	37,60		
Empresa / Grupo C (14)	0,49	39,44		
Empresa / Grupo E (13)	0,47	41,54		
Empresa / Grupo F (14)	0,43	45,10		
Empresa / Grupo H (14)	0,36	53,63	55,26	Percentil 80-100
Empresa / Grupo I (13)	0,35	55,15		
Empresa / Grupo I (14)	0,34	56,99		

Fonte: ERSE

Como nota final, importa referir que, para efeitos de cálculo dos proveitos a recuperar pelos CUR através da Tarifa de Comercialização, no ano gás 2016-2017, estabeleceu-se como custo unitário de referência o apresentado para Empresas teoricamente eficientes ($\Delta=0$) – Percentis 0-20, isto é, 25,68€/cliente⁴⁵, em linha com o custo unitário considerado o ano gás anterior para efeitos de cálculo dos proveitos a recuperar pelos CUR através da Tarifa de Comercialização

Não obstante propor-se como custo de referência um valor unitário em linha com o nível teórico de eficiência, os proveitos a permitir aos CUR não serão alheios às especificidades das empresas reguladas e ao seu contexto de decréscimo de atividade, conforme adiante apresentado.

⁴⁵ Note-se que este valor de referência é aplicado apenas aos consumidores com escalão de consumo até 10.000 m³.

4.2 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL (CUR)

4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

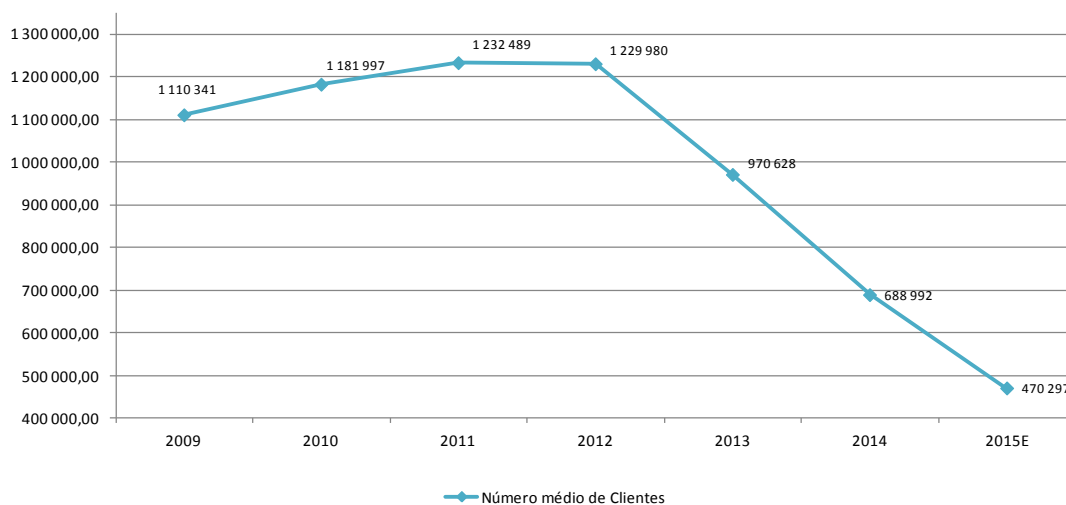
4.2.1.1 ENQUADRAMENTO

A comercialização de gás natural surge no final da cadeia de valor do setor energético, pelo que, atendendo à natureza das atividades desenvolvidas (angariação de novos clientes, faturação e cobrança, atendimentos e reclamações, entre outros), considera-se que este mercado tem uma natureza potencialmente concorrencial, não apresentando as características típicas de um monopólio natural. Por este motivo, a Diretiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, consagrou como objetivo a liberalização do mercado interno de gás natural, o qual deverá ser concorrencial, seguro e sustentável, através da abertura efetiva do mercado a todos os consumidores e fornecedores da Comunidade Europeia.

Recorde-se, neste particular, que a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, definiu a data de 31 de dezembro de 2017 para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Com o processo de extinção de tarifas reguladas e o processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de gás natural, esta atividade tem sofrido alterações significativas, nomeadamente ao nível da estrutura de custos dos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CUR) e da sua necessária adequação ao ritmo de saída dos clientes para o mercado. A figura infra atesta o decréscimo da atividade dos CUR, medida através do número médio de clientes.

Figura 4-14 - Evolução do número médio de clientes



Por outro lado, não são igualmente de negligenciar as especificidades dos vários CUR. Com efeito, a atividade de comercialização de último recurso retalhista caracteriza-se por um leque de empresas com características relativamente distintas, como sejam ao nível da sua dimensão, integração em grupos económicos de solidez no setor, maturidade, perfil da carteira de clientes, entre outros fatores, em grande medida associados e/ou condicionados pelas áreas geográficas em que operam.

Os gráficos abaixo ilustram as diferentes realidades dos CUR, no que respeita ao número médio de clientes, bem como os proveitos que lhes têm sido permitidos (sem ajustamentos) e respetivo custo unitário por cliente que lhes estão associados.

Figura 4-15 - Número médio de clientes, por CUR

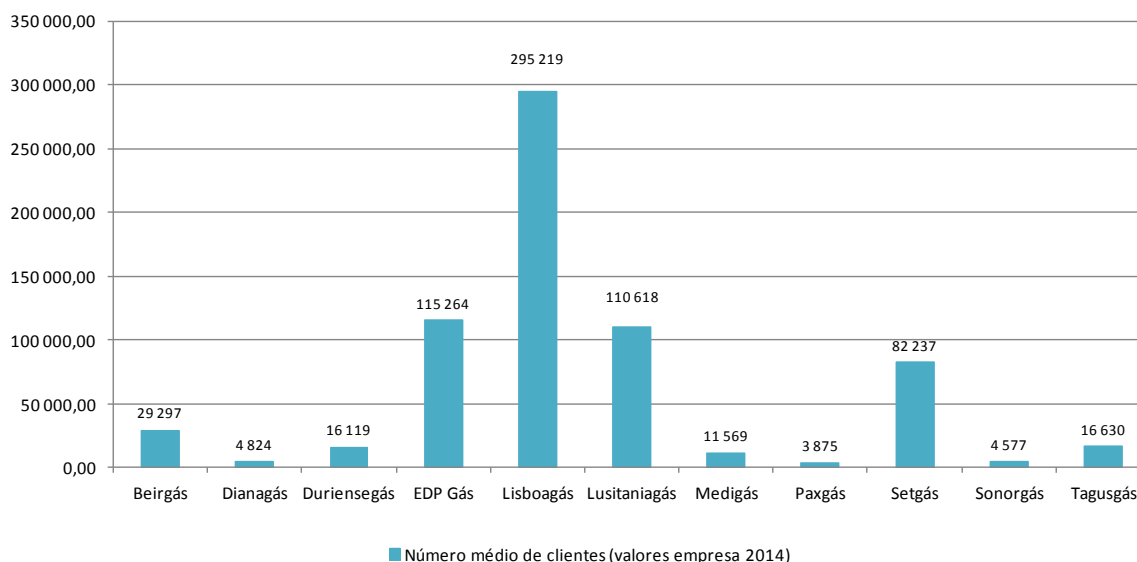
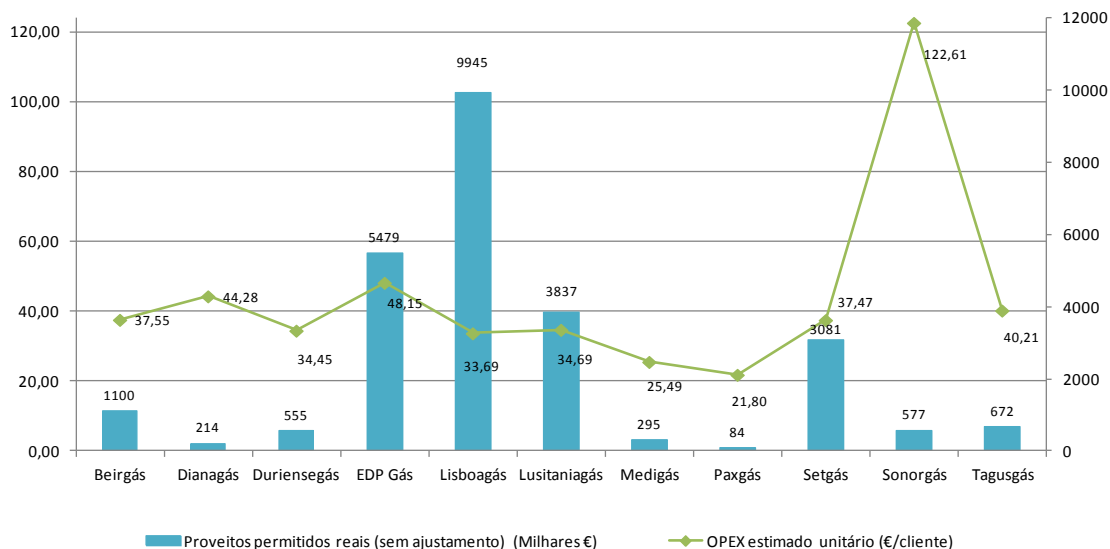


Figura 4-16 - Caracterização individual dos CUR (valores reais 2014)

Os gráficos supra permitem atestar o perfil distinto dos vários CUR. Pelos motivos identificados, é crucial monitorizar e avaliar a razoabilidade dos custos que têm sido imputados à atividade de comercialização de gás natural ao longo dos últimos anos, com especial enfoque na preparação do período regulatório que agora se inicia. Neste sentido, a ERSE deu continuidade ao processo de recolha de informação sobre a atividade de comercialização de gás natural, através da realização de questionários às empresas, os quais foram cruciais não só para a definição dos custos de referência apresentados na secção 4.1, como para o exercício regulatório que se apresenta ao longo da presente secção.

4.2.1.2 PARÂMETROS A VIGORAR NOS ANTERIORES PERÍODOS REGULATÓRIOS

Os proveitos da função de comercialização de gás natural têm por objetivo ressarcir os CUR dos custos diretamente ligados à comercialização de gás natural. Estes proveitos, conforme consagrado no Regulamento Tarifário, englobam:

- i. Os custos operacionais relacionados com esta atividade (OPEX).
- ii. Uma margem de remuneração, de modo a cobrir o risco financeiro dos comercializadores de último recurso retalhista (CUR), decorrente da gestão de fundo de maneio.
- iii. Nas concessionárias é ainda acrescentada a remuneração de 4 €/cliente.

Neste sentido, a definição dos parâmetros regulatórios sob a esfera de atuação direta da ERSE recai sob o ponto i), isto é, estabelecer as regras do ressarcimento dos custos operacionais (OPEX) inerentes a esta atividade, nomeadamente no que concerne: à definição da base de custos; à repartição destes custos em

componente fixa e variável; ao estabelecimento da(s) variável(eis) explicativa(s) da evolução dos custos (indutor de custos) e à definição da meta de eficiência a aplicar anualmente.

As restantes parcelas, ii) e iii), consubstanciam-se em direitos dos comercializadores de gás natural consagrados na alteração às bases de concessão da atividade de distribuição efetuada em 2008, que comprometem, apenas, o Estado (Concedente).

O quadro infra elenca os parâmetros que vigoraram na atividade de comercialização de gás natural nos períodos regulatórios anteriores, os quais têm sofrido alterações não só em consequência de um melhor conhecimento por parte do regulador acerca desta atividade, como também em resposta à necessária avaliação do desempenho das empresas.

Quadro 4-4 - Parâmetros aplicados nos vários períodos regulatórios

Período de regulação			
	2008-2009 a 2009-2010	2010-2011 a 2012-2013	2013-2014 a 2015-2016
Base de custos	A ERSE optou por não aplicar metas de eficiência, uma vez que a atividade de comercialização se encontrava em expansão. no entanto, foi definido um custo unitário de referência, com base em valores estimados para os custos de comercialização.	Custos aceites relativos ao ano gás 2008-2009, último ano auditado	Custos reais empresa 2011 (último ano real auditado, e com maior eficiência de custos)
Repartição Custos fixos vs variáveis	Devido (i) à obrigatoriedade de separação de atividades em 2008, (ii) à legislação de 2006, designadamente o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, (iii) aos contratos de concessão assinados em 2008, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de junho e (iv) pelo facto da não existência de dados das empresas à data, a ERSE optou por esta metodologia	20% Custos Fixos 80% Custos variáveis (Escalaõ >10 000m3: 80% energia faturada e 20% n.º médio de clientes; Excalaõ < 10 000m3: 40% energia faturada e 60% n.º médio de clientes)	<u>Grupo Galp e EDP Gás SU:</u> 20% Custos Fixos 80% Custos variáveis <u>Sonorgás e Tagusgás:</u> 33% Custos Fixos 66% Custos variáveis
Indutor de custos		N.º médio de clientes e energia faturada	N.º médio de clientes
Meta de eficiência		3% para todas as empresas	3% para todas as empresas

Para que se possa avaliar o impacto dos parâmetros regulatórios impostos pela ERSE à atividade de comercialização desenvolvida pelos CUR nos últimos anos, bem como o *modus operandi* das empresas face a um decréscimo da sua atividade, é crucial a monitorização do desempenho das empresas ao longo dos últimos anos. O capítulo seguinte resume esta análise.

4.2.1.3 BREVE ANÁLISE AO DESEMPENHO DOS CUR

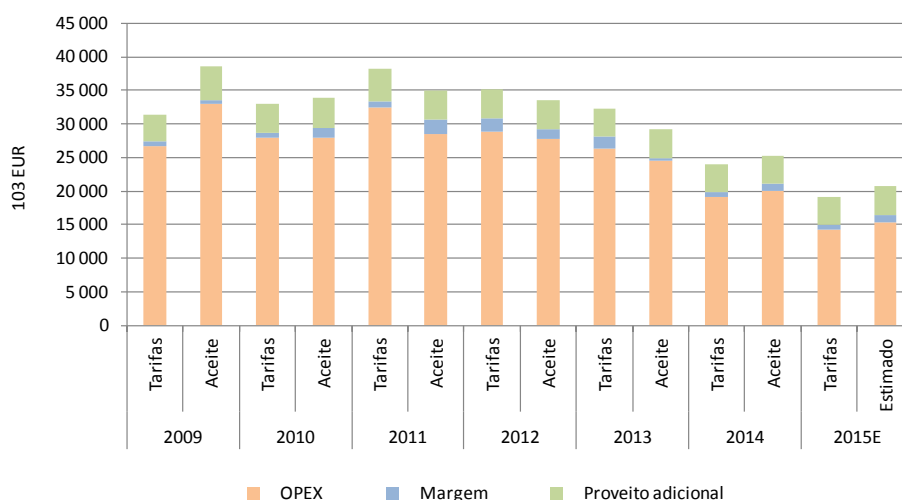
Conforme referido, o objetivo do presente capítulo é fazer uma breve análise ao desempenho dos CUR, de modo a avaliar em que medida as empresas responderam às metas regulatórias fixadas pela ERSE. Num contexto de liberalização do mercado, esta análise reveste-se de relevância acrescida, sendo

essencial avaliar também em que medida as empresas estão a adaptar a sua estrutura operacional ao decréscimo da atividade.

Não obstante o breve resumo realizado, a leitura da presente secção deverá ser complementada com o documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás natural”, que integra o pacote de documentos subjacentes ao processo de Tarifas 2016-2017.

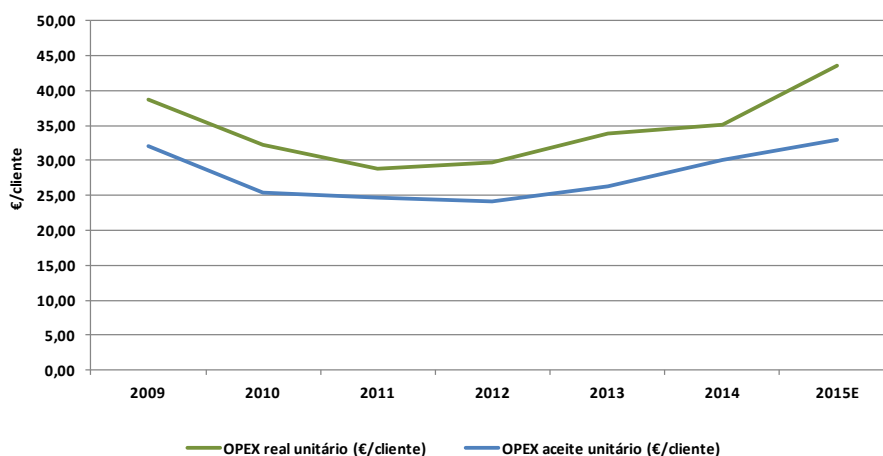
No que respeita à evolução global da atividade de último recurso retalhista, plasmada na Figura 4-17, é possível observar que, em termos globais, os proveitos permitidos desta atividade têm diminuído continuamente desde 2011. Este decréscimo é motivado i) pela diminuição da atividade das empresas, e ii) pela metodologia regulatória do tipo *price-cap* aplicada a partir de 2011.

Figura 4-17 - Evolução dos proveitos permitidos 11 CUR (preços correntes)



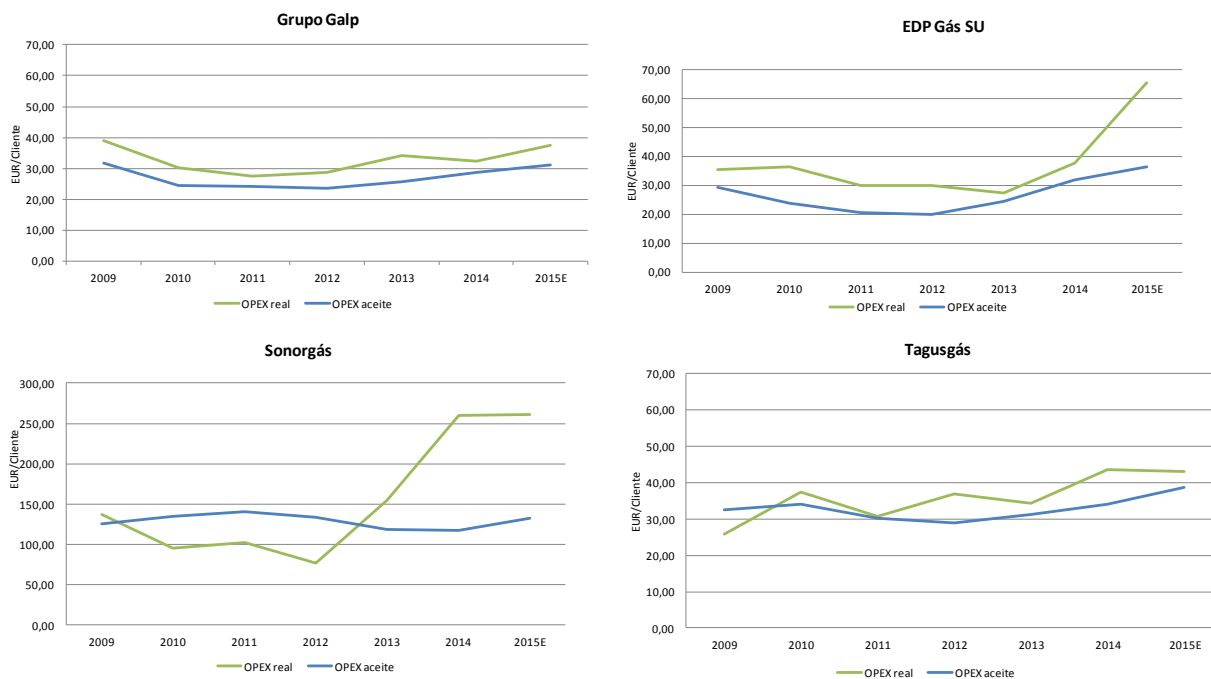
No que concerne aos custos unitários por cliente (*vide gráfico infra*), a sua evolução demonstra que os valores reais das empresas têm seguido, genericamente, a tendência dos proveitos permitidos pelo regulador, estando, no entanto, sempre acima destes últimos. No ano de 2014, assistiu-se a uma ligeira diminuição do diferencial entre os dois indicadores.

**Figura 4-18 - Custos unitários por cliente (11 CUR)
(preços constantes 2016)**



No entanto, e na medida em que o desempenho registado pelo diferentes CUR não é similar entre si, conforme já referido na secção 4.2.1.1, apresenta-se abaixo a evolução dos custos unitários, juntando os CUR do grupo Galp num só conjunto.

**Figura 4-19 - Custos unitários por cliente, por grupo económico
(preços constantes de 2016)**



Em traços gerais, observa-se que:

- Grupo Galp: O OPEX real unitário tem sido continuamente superior aos valores aceites. Contudo, existe alguma heterogeneidade no seio do Grupo:
 - Regra geral, empresas de menor dimensão, apenas com separação contabilística entre as atividades de distribuição e comercialização de gás natural, evidenciam um custo unitário inferior a empresas de maior dimensão, com separação legal de atividades.
 - A Beiragás, a Duriensegás e a Dianagás evidenciaram, em 2014, custos reais inferiores aos aceites.
- EDP Gás SU: Tem-se verificado uma evolução irregular do OPEX unitário real da empresa, verificando-se um distanciamento face ao OPEX unitário aceite. Este facto é sobretudo explicado pela existência de fatores externos de carácter pontual e/ou extraordinário, com impacto na sua performance, como seja a grande volatilidade registada na rubrica de provisões para clientes de cobrança duvidosa (quer em termos de montantes envolvidos, quer do seu sinal).

Nos últimos 3 anos reais o OPEX real unitário (32 Eur/cliente) está em linha com o valor médio dos 11 CUR. No entanto, para 2015, a empresa estima um agravamento significativo (28 €/cliente, significativamente superior aos 8,5 €/cliente estimados pela globalidade dos CUR), pelo que se verifica a necessidade de adaptação da sua estrutura de custos à evolução decrescente da respetiva atividade.

- Sonorgás: OPEX real unitário da empresa para os 3 últimos anos reais (163 €/cliente) é significativamente superior ao valor médio registado pelos 11 CUR (33 €/cliente).

Uma análise às rubricas de custos reais da Sonorgás permitiu observar que o custo com os Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) é o fator explicativo do elevado custo unitário real da empresa:

- i. Os FSE assumem valores muito superiores face às suas congéneres em termos de dimensão;
- ii. Os FSE têm vindo a aumentar nos últimos anos, apesar da diminuição da atividade (0,8 M€ em 2012 → 1,1 M€ em 2013/2014).

Em face do exposto verifica-se uma clara necessidade de adaptação da sua estrutura de custos às especificidades da atividade de comercialização, bem como à sua evolução decrescente.

- Tagusgás: O OPEX real unitário tem sido genericamente superior aos valores aceites, tendo, no entanto, estes valores sido muito próximos em 2011 e 2013.

Para os últimos três anos reais o OPEX real unitário (38 €/cliente) encontra-se relativamente em linha com a média dos 11 CUR, particularmente tendo em conta o facto de a Tagusgás não ter suporte direto num grupo económico de dimensão e solidez no setor.

Para 2015 a empresa estima um valor em linha com o de 2014 (43 €/cliente), o que poderá demonstrar o eventual esforço da empresa em adaptar a sua estrutura de custos ao contexto de diminuição da sua atividade.

Tendo em conta o observado e o contexto de diminuição de atividade dos CUR, estamos perante uma atividade onde a avaliação das metas de eficiência e da base de custos para o período regulatório que agora se inicia se revela crucial. Apesar do desfasamento histórico entre os custos aceites e os proveitos permitidos, o acréscimo acentuado verificado ao nível dos custos unitários evidencia a necessidade das empresas se adaptarem a uma situação de rápida desmaterialização da sua atividade. O próximo capítulo direciona-se, assim, para a efetiva definição dos parâmetros para o período regulatório 2016-2019.

4.2.2 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2016-2017 A 2018-2019

O presente capítulo apresenta o processo subjacente à definição dos parâmetros regulatórios propostos para o período que agora se inicia, nomeadamente:

1. Definição de base de custos controláveis a considerar;
2. Repartição entre custos fixos e custos variáveis;
3. Repartição dos custos variáveis por fatores externos explicativos da atividade – indutores de custos;
4. Definição de metas de eficiência.

4.2.2.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

METODOLOGIA DE CÁLCULO

Conforme referido na análise de desempenho, a evolução dos custos unitários por cliente demonstra que os custos reais têm seguido, genericamente, a tendência dos proveitos permitidos pelo regulador. O desfasamento existente entre os dois indicadores tem-se mantido, ou mesmo diminuído mais recentemente, proporcionado às empresas um incentivo eficaz à adaptação da estrutura de custos das empresas à diminuição da atividade.

Adicionalmente, recorde-se que os proveitos permitidos aos CUR englobam uma margem de remuneração de fundo de maneio, bem como um proveito adicional de 4€ por cliente, para as empresas concessionárias, os quais, apesar de não serem tidos em consideração na análise de desempenho efetuada, por não

resultarem diretamente da aplicação de parâmetros regulatórios fixados pela ERSE, proporcionam às empresas alguma margem para poderem adaptar a sua estrutura de custo a uma diminuição repentina da atividade.

Tendo por base o exposto, bem como a necessidade de as empresas responderem com eficiência ao processo de liberalização do mercado, a ERSE considera adequado, de um modo geral, manter a base de custos definida no anterior período de regulação. Deste modo, a metodologia de apuramento da base de custos para 2016 consubstanciou-se nos seguintes pontos:

1. Apuramento dos custos fixos e custos unitários aceites pela ERSE para 2014, para efeitos de cálculo de ajustamentos reais;
2. Evolução dos custos apurados no ponto 1 até 2016, tendo em conta a manutenção dos pressupostos do período regulatório anterior:
 - i. Manutenção da repartição custo fixos e custos variáveis. Com esta opção, a ERSE dá um prazo de cerca de 2 anos para que os CUR possam adaptar a sua base de custos à evolução decrescente da sua atividade;
 - ii. Aplicação dos indutores de custo anteriormente definidos (número médio de clientes)⁴⁶;
 - iii. Variação tendo em conta IPIB e as metas de eficiência previamente definidas (3% para todas as empresas).

Tendo por base a aplicação da metodologia acima descrita, foram apurados os valores apresentados nos quadros.

⁴⁶ Cfr. documento “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2016-2017”, no qual se apresenta o cenário de procura proposto pela ERSE para 2016 e 2017.

Quadro 4-5 - Evolução dos custos fixos e custos unitários por cliente dos CUR, de 2014 para 2016

2014	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ³ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	214,415	0,428	23,749806	37,768199	2,3%	3%
Dianagás	44,946	0,044	30,508042	45,923263		
Sonorgás	269,736	1,358	55,720381	192,547705		
Duriensegás	130,300	0,683	25,396567	64,255676		
Lisboagás	1910,618	1,853	19,798694	32,558058		
Lusitaniagás	780,549	1,300	20,623830	33,608141		
Medigás	70,718	0,517	20,432068	296,111923		
Paxgás	16,620	0,211	15,944542	364,196520		
EDP Gás	1113,017	2,811	21,097680	37,312935		
Setgás	656,744	0,501	22,501689	44,254560		
Tagusgás	224,469	0,925	19,418449	58,580469		

2015	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ³ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	209,955	0,419	23,255774	36,982564	0,9%	3%
Dianagás	44,011	0,043	29,873429	44,967990		
Sonorgás	264,125	1,330	54,561313	188,542422		
Duriensegás	127,590	0,669	24,868280	62,919061		
Lisboagás	1870,874	1,815	19,386852	31,880802		
Lusitaniagás	764,313	1,272	20,194824	32,909041		
Medigás	69,247	0,506	20,007050	289,952348		
Paxgás	16,274	0,206	15,612872	356,620683		
EDP Gás	1089,864	2,752	20,658817	36,536770		
Setgás	643,083	0,491	22,033620	43,333999		
Tagusgás	219,800	0,906	19,014516	57,361907		

2016	Termo Fixo		Termo Variável		IPIB s-1	Fator X
	10 ³ EUR		€/Clientes			
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³		
Beiragás	207,724	0,415	23,008643	36,589563	1,9%	3%
Dianagás	43,543	0,043	29,555975	44,490131		
Sonorgás	261,319	1,316	53,981509	186,538848		
Duriensegás	126,234	0,662	24,604014	62,250442		
Lisboagás	1850,993	1,796	19,180834	31,542015		
Lusitaniagás	756,191	1,259	19,980220	32,559328		
Medigás	68,511	0,501	19,794442	286,871125		
Paxgás	16,102	0,204	15,446959	352,831000		
EDP Gás	1078,283	2,723	20,439283	36,148506		
Setgás	636,249	0,485	21,799476	42,873503		
Tagusgás	217,464	0,896	18,812456	56,752342		

Quadro 4-6 - Base de custos para 2016, por CUR

10³ €

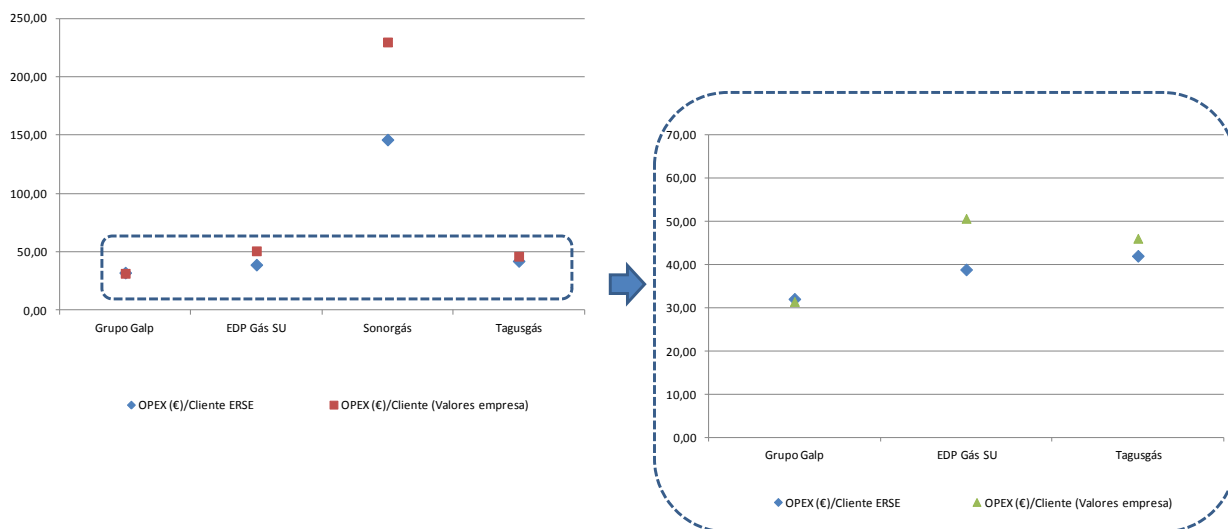
	Beiragás			Dianagás			Duriensegás					
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total			
Total custos controláveis	556	2	558	131	0	131	347	2	349			
Fixo	20%	207,724	0,415	208,139	20%	43,543	0,043	43,586	20%	126,234	0,662	126,896
<i>Fator eficiência</i>			3,50%			3,50%		3,50%			3,50%	
Variável	80%	348	2	350	80%	87	0,31	87	80%	221	1	222
<i>N.º clientes</i>		15 135	55	15 191		2 947	7	2 954		8 974	15	8 989
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		23,00864	36,58956	N.A.		29,55597	44,49013	N.A.		24,60401	62,25044	N.A.

	EDP Gás			Lisboagás			Lusitaniagás					
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total			
Total custos controláveis	2 273	5	2 279	5 028	10	5 038	1 935	4	1 939			
Fixo	20%	1 078,283	2,723	1 081,006	20%	1 850,993	1,796	1 852,789	20%	756,191	1,259	757,450
<i>Fator eficiência</i>			3,50%			3,50%		3,50%			3,50%	
Variável	80%	1 195	3	1 198	80%	3 177	8	3 185	80%	1 179	3	1 182
<i>N.º clientes</i>		58 459	76	58 535		165 646	258	165 904		59 008	91	59 099
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		20,43928	36,14851	N.A.		19,18083	31,54202	N.A.		19,98022	32,55933	N.A.

	Medigás			Paxgás			Setgás					
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total			
Total custos controláveis	227	2	229	53	1	55	1 674	3	1 676			
Fixo	20%	68,511	0,501	69,011	20%	16,102	0,204	16,306	20%	636,249	0,485	636,735
<i>Fator eficiência</i>			3,50%			3,50%		3,50%			3,50%	
Variável	80%	159	1	160	80%	37	1	38	80%	1 038	2	1 040
<i>N.º clientes</i>		8 027	4	8 031		2 414	3	2 417		47 596	50	47 646
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		19,79444	286,87113	N.A.		15,44696	352,83100	N.A.		21,79948	42,87350	N.A.

	Sonorgás			Tagusgás			Total					
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total			
Total custos controláveis	415	2	417	394	2	397	13 034	34	13 068			
Fixo	33%	261,319	1,316	262,634	20%	217,464	0,896	218,360		5 262,611	10,299	5 272,910
<i>Fator eficiência</i>			3,50%			3,50%		3,50%				
Variável	67%	154	1	155	80%	177	1	178		7 772	23	7 795
<i>N.º clientes</i>		2 853	3	2 856		9 398	25	9 423		380 458	587	381 045
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		53,98151	186,53885	N.A.		18,81246	56,75234					

A base de custos apurada para os CUR, no valor de cerca de 13 milhões de euros, resulta nos custos unitários por cliente ilustrados no gráfico infra:

Figura 4-20 - Custos unitários CUR 2016 (por Grupo económico)⁴⁷

No entanto, no caso da Sonorgás, a aplicação desta metodologia prolongaria uma situação que tem gerado ineficiências, porque, para além de não reestruturar os seus custos no sentido apontado pela evolução dos proveitos permitidos, tem, pelo contrário, aumentado o nível global dos seus custos, o que é manifestamente economicamente irracional, visto a análise focar-se, apenas, nas atividades reguladas do Grupo Dourogás.

Conforme se pode observar, com base nesta metodologia, o Opex unitário por cliente proposto para a Sonorgás (146€/Cliente) revela-se significativamente desfasado do Opex unitário por cliente para os restantes CUR (valor médio de 34€/Cliente). Para os restantes operadores, o Opex unitário por cliente proposto revela-se em linha com a sua dimensão. Face ao exposto, torna-se essencial rever a base de custos da Sonorgás.

REVISÃO DA BASE DE CUSTOS DA SONORGÁS

Para efeitos do exercício retificativo da base de custos da Sonorgás, teve-se em linha de conta a informação recolhida no âmbito dos custos de referência da atividade de comercialização, bem como a análise de desempenho, tendo sido realizados dois exercícios de *benchmarking* distintos:

⁴⁷ Refira-se que o Opex/Cliente (valores empresa) é calculado com base nas previsões enviadas pelas empresas, quer no que respeita aos custos, quer no que respeita ao número médio de clientes. Assim, importa relembrar que os CUR perspetivam um número médio de clientes (328 607) relativamente inferior ao número médio de clientes previsto pela ERSE (381 045), conforme poderá ser analisado em maior detalhe no documento “Caracterização da procura de gás natural no ano gás 2016-2017”.

1. Benchmarking Custos de Referência

- Análise dos custos unitários por cliente, com referência a 2014, de 3 grupos económicos, bem como da Tagusgás.
- Comparação do custo unitário por cliente subjacente a cada Grupo (média ponderada), com o custo unitário por cliente da empresa com pior desempenho no seio desse Grupo → Apuramento do desvio percentual entre o pior desempenho e a média do Grupo.
- Aplicação deste “fator de agravamento” ao custo unitário do Grupo Dourogás⁴⁸ (eficiente, de acordo com o estudo efetuado no âmbito dos Custos de Referência), para cálculo do novo custo unitário por cliente da Sonorgás (2016)⁴⁹.

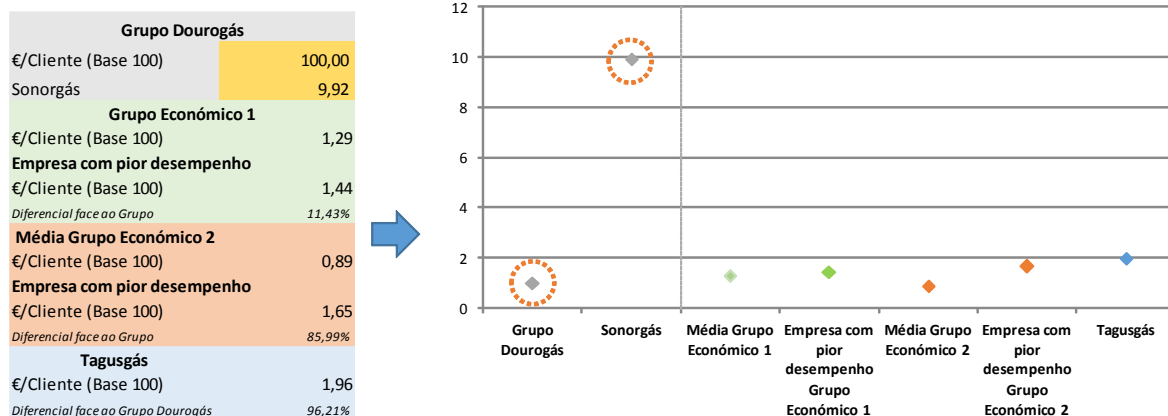
A aplicação prática desta metodologia resultou nos valores apresentados infra. Refira-se que, por razões de confidencialidade, os grupos não são identificados. Pela mesma razão, apresentam-se os cálculos em base 100, de acordo com os quais:

- Os valores do Grupo Dourogás são o referencial para este exercício, pelo que correspondem à base 100.
- Valores acima de 1 correspondem a custos unitários superiores aos apresentados por este grupo económico.
- Valores abaixo de 1 correspondem a custos unitários inferiores aos apresentados por este grupo económico.

⁴⁸ Sonorgás + Goldenergy.

⁴⁹ Sendo alguns dos dados comercialmente sensíveis, não poderão ser divulgados na versão pública do presente documento.

Figura 4-21 - Valores obtidos através do **Benchmarking Custos de Referência**



Conforme se pode observar, a generalidade dos custos unitários por cliente apurados com base nos questionários submetidos às empresas comercializadoras apresenta-se superior ao custo unitário por cliente apresentado pelo Grupo Dourogás. Excetua-se, neste particular, o custo unitário subjacente ao grupo económico 2.

Neste sentido, se não for considerada a Sonorgás, o agente económico que apresenta o custo unitário por cliente mais elevado é a Tagusgás, o que poderá ser explicado pelo facto de a empresa, contrariamente aos restantes operadores, não ter suporte direto num grupo económico de dimensão e solidez no setor, conforme já referido.

2. Benchmarking Custos reais CUR

- Conforme anteriormente referido, a análise ao desempenho da Sonorgás evidencia que a rubrica de FSE é a grande responsável pelo elevado custo unitário por cliente da empresa (*Cfr.* secção 4.2.1.3).
- Deste modo, fez-se uma análise ao rácio (FSE + custos com pessoal)/cliente da Sonorgás, com o mesmo rácio para o Grupo Galp (CUR), EDP Gás SU e Tagusgás. Refira-se, neste particular, que apesar da rubrica de FSE ser a responsável pelo OPEX elevado da Sonorgás, foram também considerados os custos com pessoal, como forma de ultrapassar questões relacionadas com os modelos de negócio/gestão adotados pelas empresas em análise, nomeadamente relacionados com a opção de subcontratação de serviços (FSE) ou contratação de colaboradores para a sua prestação (custos com pessoal).
- Correção do valor das rubricas de FSE + Custos com pessoal, nos custos reais de 2014 da Sonorgás, em linha com o dos restantes CUR e respetiva reconstrução da sua base de custos para 2014.

A aplicação prática destes procedimentos resultou nos valores ilustrados no quadro abaixo:

Quadro 4-7 - Valores obtidos através do Benchmarking Custos reais CUR

2014	
Sonorgás	
FSE	1 124
Custos com pessoal	85
Total	1 209
Número médio clientes Sonorgás	4 709
(FSE + Custos c/ pessoal) / número médio de clientes (€/clientes)	256,80
Grupo Galp	
FSE Galp	15 621
Custos com pessoal	0
Total	15 621
Número médio clientes Galp	553 755
(FSE + Custos c/ pessoal) / número médio de clientes (€/clientes)	28,21
EDP Gás SU	
FSE	3 476
Custos com pessoal	247
Total	3 722
Número médio clientes	113 804
(FSE + Custos c/ pessoal) / número médio de clientes (€/clientes)	32,71
Tagusgás	
FSE Tagusgás	530
Custos com pessoal	180
Total	710
Número médio clientes Tagusgás	16 725
(FSE + Custos c/ pessoal) / número médio de clientes (€/clientes)	42,48

Por fim, refira-se que a reconstrução da base de custos real de 2014 para a Sonorgás registaria um corte muito significativo, por via das rubricas de FSE + Custos com pessoal, como atesta o quadro abaixo.

Quadro 4-8 - Impacte na base de custos da Sonorgás

Valores em milhares de euros	
FSE + Custos com Pessoal	2014
Sonorgás Real	1 209 242
Revisão dos valores da Sonorgás	
<i>Benchmark Grupo Galp</i>	<i>132 831</i>
<i>Benchmark EDP Gás SU</i>	<i>154 024</i>
<i>Benchmark EDP Tagusgás</i>	<i>200 028</i>

3. Metodologia selecionada para revisão da base de custos da Sonorgás

De acordo com os exercícios acima apresentados, a revisão da base de custos da Sonorgás tem por base o exercício 1 - *Benchmarking* Custos de Referência. Nomeadamente, esta revisão consubstancia-se em igualar, para 2016, o custo unitário por cliente da Sonorgás ao valor do mesmo rácio para a Tagusgás (53,6 €/Cliente, 2014), apurado no âmbito dos custos de referência para a atividade de comercialização.

Cumpra referir que a ERSE optou por esta metodologia, por ser aquela que, pese embora permita já um alinhamento dos custos unitários por cliente da Sonorgás aos dos restantes CUR, é a que permite assegurar proveitos mais próximos dos valores apresentados até à data pela Sonorgás, dando-lhe mais tempo para adaptar a sua estrutura de custos. Com efeito, esta metodologia passa por igualar o custo unitário da Sonorgás, empresa com suporte no Grupo económico Dourogás, de crescente implementação no setor energético, ao de uma empresa dimensão relativamente similar, sem suporte direto num grupo económico de dimensão média do setor.

Deste modo, o valor da base de custos para 2016 a permitir à Sonorgás é o que se apresenta no quadro abaixo:

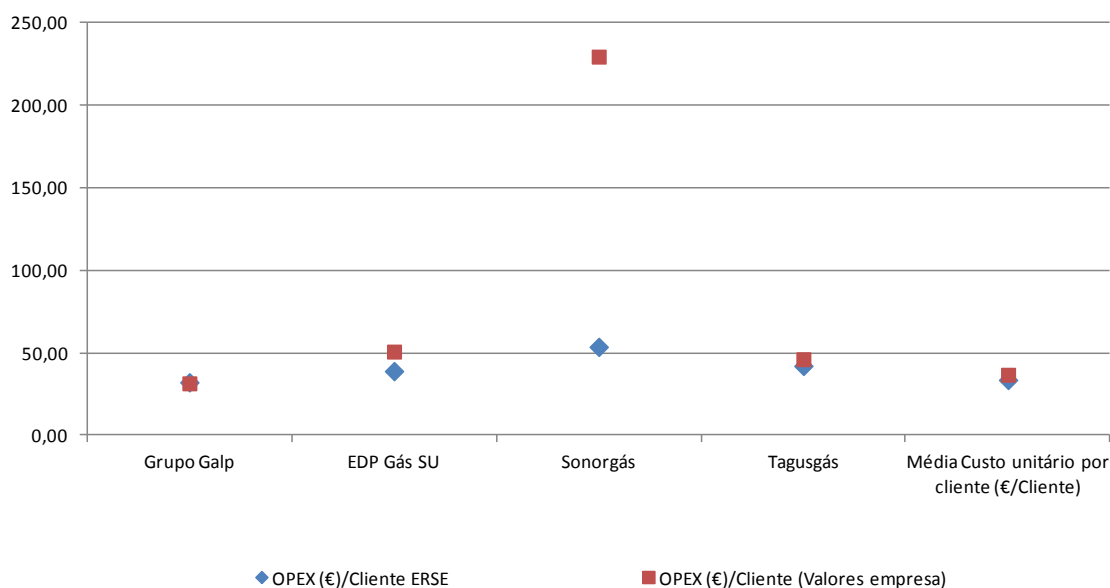
Quadro 4-9 - Base de custos definida para a Sonorgás

	Sonorgás		Total
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	
Custo unitário por cliente (€/cliente)			53,63
<i>N.º médio de clientes</i>	2 853	3	2 856
Base de custos 2016	149	4	153

QUANTIFICAÇÃO DA BASE DE CUSTOS DE 2016 DOS CUR

Tendo em conta a retificação realizada na base de custos da Sonorgás, a base de custos definida para os CUR, para 2016, situa-se nos 12,8 milhões de Euros (refira-se que o diferencial face ao valor apresentado no Quadro 4-6 refere-se apenas à correção efetuada nesta empresa). Este valor resulta nos custos unitários por cliente ilustrados no gráfico infra:

Figura 4-22 - Custos unitários CUR 2016 (por Grupo económico), após retificação da base de custos da Sonorgás



Conforme se pode observar, os custos unitários por cliente definidos pela ERSE para 2016 situam-se agora entre os 32€/cliente e os 54€/cliente, sendo a média dos CUR de cerca de 34€/cliente.

4.2.2.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Como indutor de custos da atividade do CUR mantêm-se o número médio de clientes, na medida em que:

- A análise aos custos de referência evidencia que este indicador apresenta uma forte correlação com o nível de custos de exploração das empresas (*vide* secção 4.1.3.1). Deste modo, o número médio de clientes é explicativo da estrutura de custos dos CUR;
- É um indicador sensível ao processo de *switching* de clientes (aderência ao processo de saída de clientes do mercado regulado para o liberalizado e espelhar os custos incorridos pelas empresas com este processo).
- É uma “variável” auditada e facilmente monitorizável pelo regulador, atenuando o risco de subsídio cruzada entre atividades do mercado regulado e não regulado nos grupos empresariais das empresas em que se inserem os CUR.

4.2.2.3 REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

Na definição dos parâmetros para um novo período regulatório, entre outros fatores, importa definir a estrutura de custos, nomeadamente, a definição da componente fixa e variável. Neste processo torna-se revelante o conhecimento obtido ao longo dos últimos períodos regulatórios, a análise da performance das empresas e a expectativas futuras sobre o mercado de atuação das empresas.

Para a definição da repartição dos custos fixos e variáveis foram desenvolvidas duas análises distintas que permitiram um maior suporte e um processo de decisão mais robusto:

- Utilização de Metodologia Paramétrica - procedeu-se à estimação de uma regressão de dados painel, na especificação proposta por Hansen, Moewen e Guan (2009). Este modelo consiste em realizar uma regressão onde a variável dependente constitui o total dos custos de uma empresa e em relação aos quais se pretende identificar a sua componente fixa (independente do nível da atividade da empresa) e a componente variável (dependente da atividade da empresa). As variáveis independentes são os indutores de custo e a constante corresponderá ao valor da componente fixa do custo. Neste caso, conforme referido no ponto anterior, o indutor considerado foi o número de clientes, originando a seguinte especificação da regressão:

$$\text{Custos Totais}_{it} = \alpha_{it} + \beta_{it}\text{Clientes}$$

- Utilização dos dados presentes no inquérito submetido às empresas comercializadoras para suporte às análises realizadas no contexto na definição dos custos de referência. Recorde-se que neste inquérito foi solicitado às empresas a desagregação dos custos operacionais totais em quatro categorias: custos diretos fixos, custos diretos variáveis, custos indiretos de suporte (sendo, posteriormente classificados como custos fixos indiretos) e custos indiretos não controláveis (sendo posteriormente classificados como custos variáveis indiretos).

Com a utilização simultânea das duas análises será possível aprofundar a avaliação e a definição da repartição mais adequada dos custos das empresas comercializadoras pelas componentes fixa e variável confrontando os resultados das duas metodologias: análise da estrutura de custos através da informação presente nas contas reguladas auditadas e análise da informação prestada pelas empresas via inquérito onde é evidenciado a indicação das próprias das empresas sobre a sua estrutura de custos.

O Quadro 4-10 apresenta os resultados obtidos com a metodologia econométrica de regressão de dados em painel na especificação supra referida. Estes resultados foram estimados considerando três grupos de empresas: i) reguladas do setor do gás natural, ii) reguladas dos setores do gás natural e eletricidade e iii) todas as empresas que foram inquiridas no inquérito anteriormente referido (engloba as empresas do mercado liberalizado e regulado). A metodologia paramétrica aplicada às empresas reguladas do setor da comercialização de gás natural (CURr) aponta para um peso médio de 21% da componente fixa nos custos operacionais totais.

Quadro 4-10 – Resultados dos Modelos Paramétricos

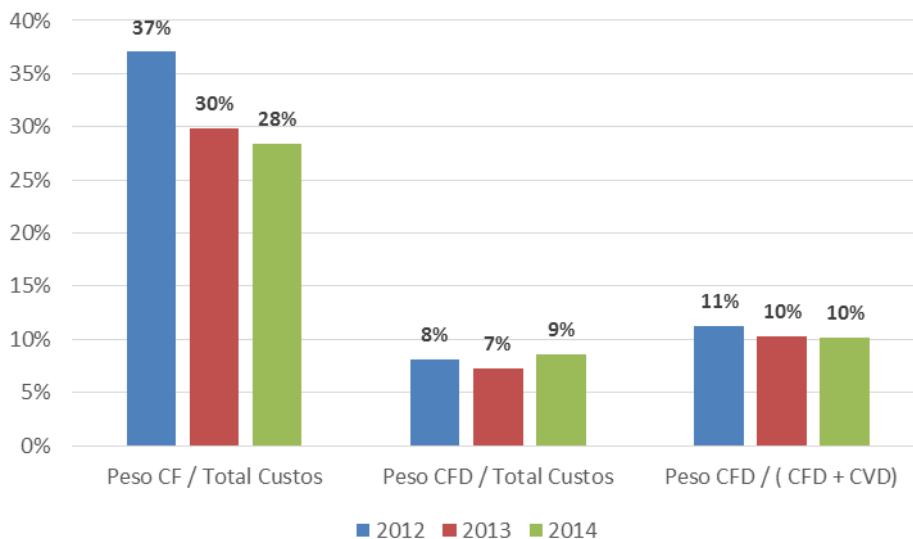
Modelo (Amostra)	Peso dos Custos Fixos
Reguladas do setor do gás natural	21%
Reguladas dos setores do gás natural e eletricidade	32%
Todas as empresas	34%

Em relação aos dados extraídos dos inquéritos efetuou-se o cálculo de três indicadores do peso dos custos fixos para os 11 CURr (Quadro 4-11): i) peso das duas categorias de custos fixos (diretos e indiretos) nos custos totais; ii) peso dos custos fixos diretos nos custos totais e iii) peso dos custos fixos diretos na soma dos custos diretos fixos e variáveis. Este último indicador resulta da desagregação dos custos nas categorias custos indiretos de suporte e custos indiretos não controláveis não ser consensual entre as empresas e alvo de diferentes interpretações. Esta dificuldade é acrescida quando se procura classificar estas rubricas na componente fixa e variável. A desagregação nas categorias associadas aos custos diretos (fixo e variável) apresenta-se mais consensual entre as empresas.

O Quadro 4-11 apresenta o valor médio dos indicadores do peso dos custos fixos para cada ano.

Quadro 4-11 - Peso da Componente dos Custos Fixos

	Peso CF / Total Custos			Peso CFD / Total Custos			Peso CFD / (CFD + CVD)		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014
Beiragás	23%	29%	17%	7%	3%	2%	8%	5%	2%
Dianagás	60%	18%	15%	3%	6%	2%	6%	7%	2%
Douriensegás	27%	23%	15%	6%	6%	3%	8%	8%	4%
Lisboagás	26%	27%	16%	5%	4%	4%	6%	6%	5%
Lusitaniagás	22%	27%	17%	6%	5%	5%	7%	6%	6%
Medigás	34%	15%	13%	4%	6%	1%	5%	6%	2%
Paxgás	17%	11%	14%	8%	1%	2%	8%	1%	2%
Setgás	20%	25%	19%	5%	5%	6%	6%	7%	8%
Portgás	43%	41%	68%	40%	38%	64%	52%	57%	73%
Sonorgás	61%	45%	42%	6%	5%	4%	16%	10%	7%
Tagusgás	74%	66%	76%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Figura 4-23 - Valor Médio do Peso dos Custos Fixos

Os resultados da Figura 4-23 evidenciam que os custos indiretos de suporte apresentam um peso relevante na definição da estrutura de custos e esta categoria tem sido classificada como sendo integrante da componente fixa. Adicionalmente, o indicador do peso dos custos fixos que inclui esta categoria apresenta uma volatilidade relevante ao longo do triénio em análise. Face ao exposto considera-se poder ser questionável a categoria de custos indiretos de suporte ser incluída totalmente na componente fixa. Os resultados evidenciam que os custos fixos totais (diretos e indiretos) apresentam um peso de 28% (ano de 2014), enquanto os custos fixos diretos corresponderão a 9% / 10% do nível de custos. Ou seja, os três indicadores obtidos através dos dados extraídos dos inquéritos apontam para um peso dos custos fixos no intervalo de 10% a 28% (considerando o ano de 2014) e a metodologia econométrica aponta para um peso de 21%, um valor intermédio do intervalo definido pelos dados dos inquéritos.

Face ao exposto considera-se adequado a manutenção da estrutura de custos definida no período regulatório anterior para as empresas do Grupo GALP e Portgás. No caso das empresas Tagusgás e Sonorgás, a ERSE considera que se justifica a convergência das estruturas de custos destas empresas para uma estrutura de custos com um menor peso dos custos fixos. Contudo, este processo deverá ocorrer de forma gradual devendo ter em linha de conta as especificidades destas duas empresas, designadamente a sua localização e a não inserção em grupos económicos de grande dimensão, entre outros fatores. Recorde-se que no período regulatório anterior a componente fixa para as empresas do Grupo GALP e para a Portgás tinha sido definido no valor de 20% e que o valor desta componente tinha sido definido em 33% para as restantes duas empresas. Neste sentido, a repartição entre custos fixos e variáveis a utilizar no período regulatório de 2016 a 2019 é a seguinte:

Quadro 4-12 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período Regulatório

CUR	Custos Fixos	Custos Variáveis
Grupo GALP e Portgás	20%	80%
Sonorgás e Tagusgás	25%	75%

4.2.2.4 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR À BASE DE CUSTOS

Tendo em conta o esforço necessário para que as empresas possam se adaptar às exigências da liberalização do mercado, nomeadamente no que respeita à repartição entre custos fixos e custos variáveis, a ERSE reviu em baixa a meta de eficiência face à aplicada no anterior período regulatório.

Neste sentido, entende-se que a meta de eficiência deverá fixar-se nos 2%, o que se traduz em menos 1 p.p. face ao aplicado no período regulatório precedente.

A exigência de eficiência nesta atividade visa assim conjugar uma rápida desmaterialização da atividade, com os progressos tecnológicos sustentados pelas cada vez mais desenvolvidas tecnologias de informação.

4.2.2.5 PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO REGULATÓRIO 2016-2017 A 2018-2019

Infra apresenta-se um resumo dos parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019.

Quadro 4-13 - Parâmetros a aplicar no período regulatório 2016-2017 a 2018-2019

	Grupo Galp	EDP Gás SU	Sonorgás	Tagusgás
Base de custos	Manutenção da base de custos definida no PR anterior	Manutenção da base de custos definida no PR anterior	Retificação do custo unitário por cliente e reconstrução da base de custos	Manutenção da base de custos definida no PR anterior
Indutor de Custos	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes
Repartição de custos fixos vs custos variáveis	20% Componente Fixa	20% Componente Fixa	25% Componente Fixa	25% Componente Fixa
	80% N.º médio de clientes	80% N.º médio de clientes	75% N.º médio de clientes	75% N.º médio de clientes
Metas de eficiência	2%	2%	2%	2%
Repartição da base de custos por nível	Manutenção da repartição implícita na base de custos do PR anterior	Manutenção da repartição implícita na base de custos do PR anterior	Manutenção da repartição implícita na base de custos do PR anterior	Manutenção da repartição implícita na base de custos do PR anterior

Quadro 4-14 - Base de custos para 2016

10³ €

	Beiragás			Dianagás			Duriensegás		
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total
Total custos controláveis	556	2	558	131	0	131	347	2	349
Fixo	20% 111,194	0,487	111,681	20% 26,130	0,071	26,200	20% 69,404	0,319	69,723
Variável	80% 445	2	447	80% 105	0	105	80% 278	1	279
N.º clientes	15 135	55	15 191	2 947	7	2 954	8 974	15	8 989
Custo unitário por cliente (€/cliente)	29,38638	35,28111	N.A.	35,46466	40,48940	N.A.	30,93710	85,10782	N.A.

	EDP Gás			Lisboagás			Lusitaniagás		
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total
Total custos controláveis	2 273	5	2 279	5 028	10	5 038	1 935	4	1 939
Fixo	20% 454,630	1,093	455,723	20% 1 005,644	1,989	1 007,634	20% 387,038	0,843	387,881
Variável	80% 1 819	4	1 823	80% 4 023	8	4 031	80% 1 548	3	1 552
N.º clientes	58 459	76	58 535	165 646	258	165 904	59 008	91	59 099
Custo unitário por cliente (€/cliente)	31,10742	57,63098	N.A.	24,28418	30,79216	N.A.	26,23614	37,14107	N.A.

	Medigás			Paxgás			Setgás		
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total
Total custos controláveis	227	2	229	53	1	55	1 674	3	1 676
Fixo	20% 45,480	0,330	45,809	20% 10,677	0,253	10,930	20% 334,764	0,525	335,289
Variável	80% 182	1	183	80% 43	1	44	80% 1 339	2	1 341
N.º clientes	8 027	4	8 031	2 414	3	2 417	47 596	50	47 646
Custo unitário por cliente (€/cliente)	22,66371	329,62646	N.A.	17,69429	336,66766	N.A.	28,13371	42,07877	N.A.

	Sonorgás			Tagusgás			Total		
	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total	< 10 000m ³	> 10 000m ³	Total
Total custos controláveis	149	4	153	394	2	397	12 768	36	12 804
Fixo	25% 37,268	1,019	38,287	25% 98,567	0,579	99,146	2 580,797	7,507	2 588,304
Variável	75% 112	3	115	75% 296	2	297	10 187	28	10 216
N.º clientes	2 853	3	2 856	9 398	25	9 423	380 458	587	381 045
Custo unitário por cliente (€/cliente)	39,18850	1 132,29493	N.A.	31,46333	69,44682	N.A.			

Refira-se que a evolução da base de custos de 2016 para os anos civis seguintes é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$OPEX_s = \text{Parte Fixa}_{s-1} * (1 + IP_{s-1} - X_s) + \text{Custo unitário por cliente}_{s-1} * (1 + IP_{s-1} - X_s) * \text{número médio de clientes}_s$$

Em que:

s = ano civil

X = Meta de eficiência fixada

Por último, importa referir que, pese embora os CUR apresentem diferentes especificidades entre si, a análise aos custos de referência permitiu concluir que a generalidade destas empresas se situa num nível médio de eficiência.

Deste modo, a ERSE optou por aplicar parâmetros regulatórios similares entre as empresas, efetuando apenas as devidas adaptações quando necessário (como seja o caso da retificação da base de custos da Sonorgás).

4.2.3 CONCLUSÕES

A definição dos parâmetros para o período regulatório que agora se inicia foi efetuada com base na avaliação do desempenho das empresas, que, por sua vez, se apoiou numa análise econométrica (dados em painel) para definir os termos fixos e variáveis. Neste quadro importa relembrar:

- A manutenção da base de custos do anterior período regulatório, exceto no caso da Sonorgás. Para esta empresa, a base de custos foi revista em baixo, na medida que os seus custos unitários por cliente se apresentam significativamente superiores aos dos restantes CUR, tendência esta que se tem vindo a agravar, apesar da diminuição da sua atividade⁵⁰.
- Assim, a base de custos da Sonorgás foi ajustada para o nível apresentado pela Tagusgás em 2014. Este cenário foi definido após se ter igualmente comparado as diferenças de custos das empresas menos eficientes de cada grupo, com o custo médio do respetivo grupo.
- A manutenção da repartição entre custos fixos e custos variáveis para o Grupo Galp e EDP Gás SU, e a revisão desta repartição para as empresas Tagusgás e Sonorgás, tendo diminuído o peso dos custos fixos para 25% (em vez dos anteriores 33%). Neste particular, importa referir que a ERSE considera relevante ocorrer um processo de convergência gradual da estrutura de custos destas empresas, com as empresas do Grupo Galp e EDP Gás SU.
- A manutenção do número médio de clientes como indutor de custos, visto este indicador apresentar uma forte correlação com os custos totais afetos à atividade de comercialização, bem como ao facto de ser uma variável auditável e de fácil monitorização pelo regulador.
- Definiu-se como meta de eficiência 2%, valor revisto em baixa face ao anterior período regulatório anterior, visto o esforço necessário para que as empresas se possam adaptar às exigências da liberalização do mercado.
- A evolução do número médio de clientes até 2019 assenta num cenário de 5 vezes o número de clientes atualmente abrangido pela Tarifa Social.

⁵⁰ Neste particular, cumpre referir que a Sonorgás assumiu, nas suas projeções financeiras, que a partir de 2017 os seus clientes terão já migrado para o mercado liberalizado.

5 CUSTO DE CAPITAL

5.1 INTRODUÇÃO

PRINCÍPIOS GERAIS

A definição do custo de capital das atividades reguladas é um exercício regulatório importante porque procura garantir, por um lado, que não sejam transferidos recursos económicos de forma ineficiente dos setores económicos não sujeitos a regulação para os setores regulados e, por outro, que as empresas reguladas tenham meios financeiros suficientes que lhes permitam eficientemente desenvolver as suas atividades no respeito pelo quadro legal em vigor.

Num ambiente incerto, como o que caracteriza o atual quadro económico e financeiro, as metodologias utilizadas deverão conjugar a estabilidade e a flexibilidade por forma a diminuir o risco para os agentes, clientes e empresas, associado à definição, para um período de três anos, de um parâmetro com esta relevância.

Com base nesses princípios, as alterações introduzidas no cálculo do custo de capital face ao período regulatório anterior do setor do gás natural resultaram das seguintes considerações:

1. Consolidação da estabilização da situação económico-financeira face ao período anterior.
2. Maior aproximação à metodologia aplicada ao setor elétrico para o período regulatório de 2015-2017.
3. Ponderação das conclusões resultantes das análises anteriores na definição dos parâmetros que influenciam o custo de capital.
4. Consideração dos riscos e incertezas quanto ao enquadramento económico e à evolução dos mercados financeiros nos próximos anos quer a nível nacional, quer a nível internacional.

BREVE ENQUADRAMENTO DAS METODOLOGIAS ADOTADAS

As opções metodológicas adotadas na determinação do custo de capital foram já aplicada em anteriores períodos regulatórios. O custo de capital é calculado antes de impostos⁵¹, de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP = G \times R_d + (1 - G) \frac{R_{cp}}{(1 - T)} \quad (1)$$

⁵¹ Tendo em conta que, para efeitos regulatórios, os impostos não são considerados como custos aceites,

Em que $CCMP$ (ou $WACC^{52}$) é o custo de capital médio ponderado, R_d é a remuneração do custo de capital alheio, G o peso do capital alheio no capital total, R_{cp} é a remuneração do custo de capital próprio e T a taxa de imposto sobre as empresas.

Assim, em termos metodológicos, o custo médio ponderado do capital consiste numa média ponderada do custo de capital próprio e do custo de capital alheio, correspondendo à taxa de remuneração mínima exigida para atrair fundos para um determinado investimento.

Numa desagregação da fórmula do CCMP podemos detalhar as diferentes variáveis que será necessário definir para determinação do parâmetro CCMP:

$$CCMP = \underbrace{[R_f + PR_d]}_{R_d} \times G + \underbrace{\left[R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] (PR_m) \right]}_{R_{cp}} \times (1 - G) \times 1/(1 - T) \quad (2)$$

Onde:

- R_f é a taxa de juro sem risco,
- PR_d é Prémio de risco da dívida
- β_A é o beta do ativo,
- β_{cp} e é o beta do capital próprio
- PR_m é o prémio de risco de mercado

Os ativos regulados são avaliados ao custo de aquisição, deste modo o custo de capital é nominal, incorporando a desvalorização monetária.

O custo de capital próprio, R_{cp} , é calculado com base num modelo teórico de valorização de ativos com risco, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). De uma forma simplista, este modelo assume que o custo de capital próprio obtém-se adicionando um prémio de risco à taxa de juro sem risco, R_f , sendo o prémio determinado pelo risco sistemático do investimento e o prémio de risco do mercado. O risco sistemático do investimento é medido pelo beta⁵³ do investimento. A equação que segue evidencia este cálculo:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i PR_m \quad (3)$$

⁵² *Weighted Average Cost of Capital*

⁵³ Que corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos

Onde:

- R_i é a rendibilidade esperada do ativo i ,
- R_f é a taxa de juro sem risco,
- β_i é o beta do ativo i ,
- PR_m é o prémio de risco de mercado

Este modelo é desenvolvido em mais profundidade no ponto 5.6.

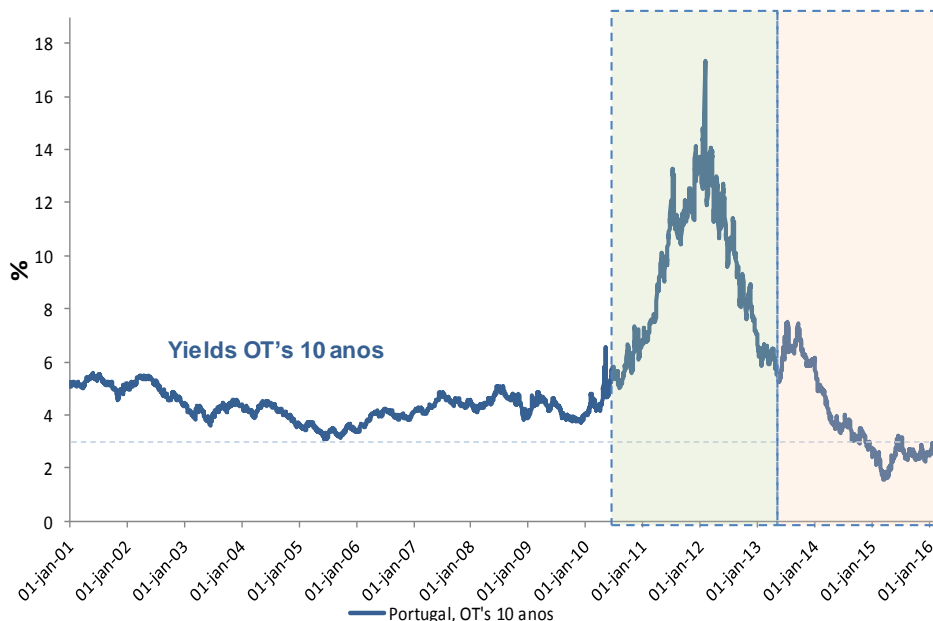
O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito na empresa.

5.2 ATUAL CONTEXTO DE DEFINIÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

Este capítulo apresenta umas breves considerações sobre as opções metodológicas consideradas na determinação do custo de capital.

Os parâmetros de regulação no anterior período regulatório foram definidos num ambiente de alguma instabilidade e incerteza. No momento de definição dos parâmetros para o período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, no final do primeiro trimestre de 2013, as *yields* das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos em Portugal encontravam-se num movimento de queda acentuada (*vide* Figura 5-1) mantendo-se contudo alguma incerteza quanto à sua evolução futura. Na mesma Figura 5-1 podemos observar que no presente momento, de definição dos parâmetros de regulação, verifica-se uma situação de *yields* mais baixas, permanecendo, no entanto, um cenário de incerteza e volatilidade, visto a economia portuguesa e o sistema financeiro ainda se encontrarem numa situação de fragilidade, que se reflete, nomeadamente, no facto de a dívida soberana portuguesa se manter com ratings ainda bastante baixos (a Fitch Ratings, a Moody's e a Standard & Poor's continuam a atribuir um rating *Not prime/Non-investment grade*).

Figura 5-1 - Yields das obrigações a 10 anos da República Portuguesa



Fonte: ERSE, Reuters

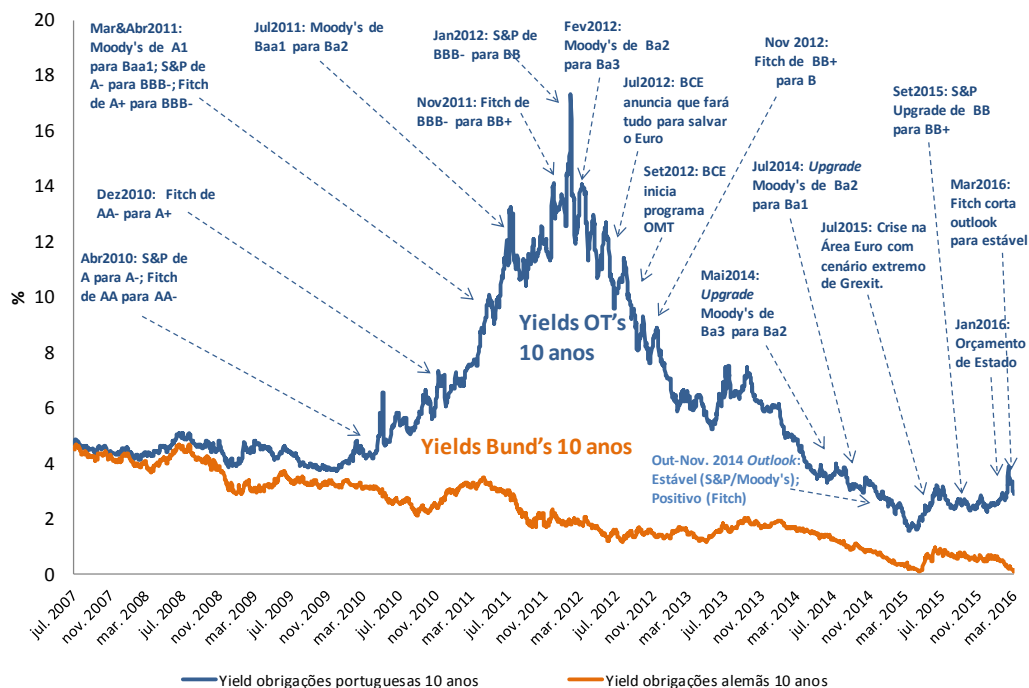
Na Figura 5-2 podemos ver a comparação entre as *yields* das OTs e das Bunds alemãs a 10 anos. Nesta figura pode-se observar as diferenças entre a altura da definição dos parâmetros do anterior período regulatório (1º trimestre de 2013) e o atual momento de definição de parâmetros para o período 2016-2017 a 2018-2019. No 1º trimestre de 2013, no seguimento da intervenção do BCE anunciada em Julho de 2012 no sentido de tudo fazer para salvar o Euro, o *spread* entre as OTs e as Bunds tinha diminuído significativamente face aos máximos atingidos no ano anterior, mantendo-se contudo uma grande volatilidade e incerteza quanto à evolução futura desse *spread*.

Até março de 2015, já depois de 2 *upgrades* do *rating* de Portugal por parte da Moody's, o *spread* entre as *yields* das OTs e das Bunds diminuiu consideravelmente, mas não para os níveis anteriores a 2010 e as *yields* das OTs portuguesas, após registarem uma descida acentuada, encontravam-se em mínimos históricos (1,57% a 13 de março de 2015). No entanto, desde então, devido numa primeira fase ao cenário de potencial *Grexit* verificado no início do verão de 2015 e, mais recentemente, à incerteza política verificada em Portugal e às dúvidas em torno da execução orçamental futura, as *yields* voltaram a subir moderadamente.

Observa-se assim que as *yields* das OTs continuam a revelar sensibilidade relativamente a qualquer alteração ligeira de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às

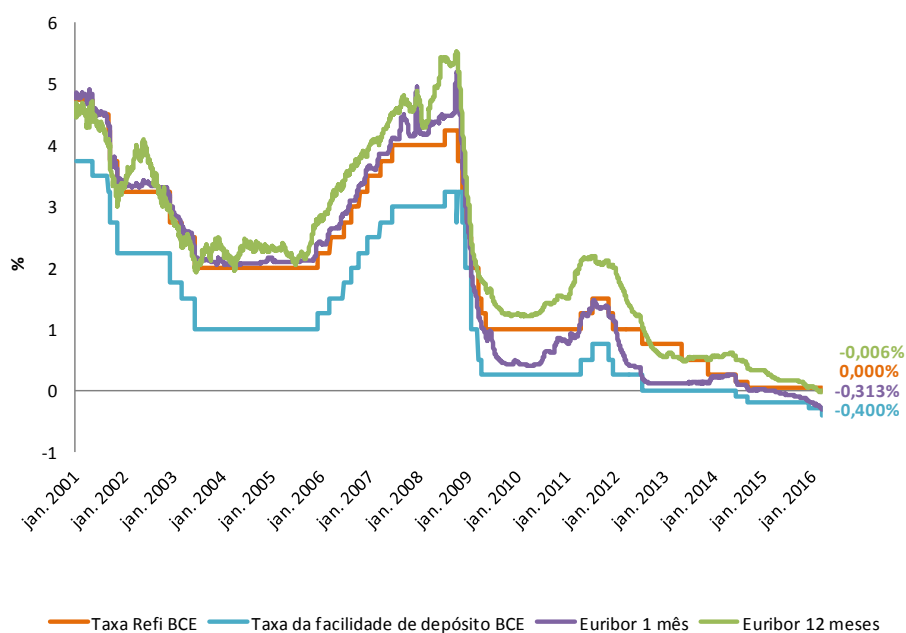
alterações de política monetária do BCE⁵⁴. A existência de algum risco financeiro percebido pelos agentes económicos relativamente a Portugal justifica, assim, a manutenção do mecanismo de indexação.

Figura 5-2 - Yields das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund)



Fonte: ERSE, Reuters

⁵⁴ Tal como sucedeu no início de março de 2016, com o anúncio de um pacote de medidas expansionistas mais agressivo do que o esperado.

Figura 5-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses

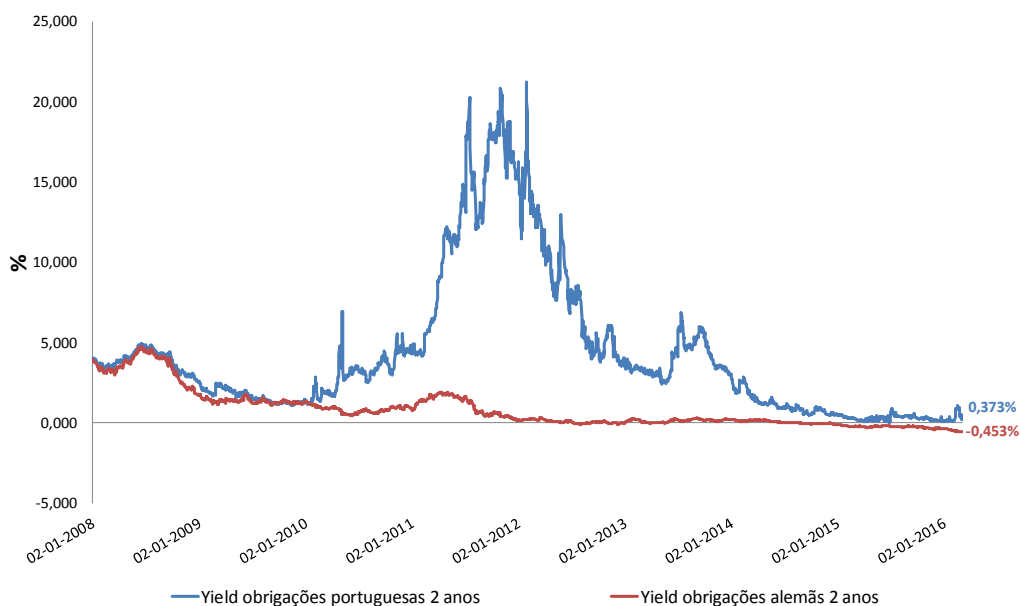
Fonte: ERSE, Reuters

No presente momento de definição do custo de capital continuam a verificar-se condições económicas e financeiras atípicas (Figura 5-3, Figura 5-4 e Figura 5-5), podendo destacar-se as seguintes:

- taxa da facilidade de depósitos do BCE negativa (-0,4%);
- taxa de juro de referência do BCE (taxa *refi*) de zero (0,00%);
- taxas Euribor negativas (-0,3% para a Euribor a 1 mês e -0,07% para a Euribor a 6 meses)⁵⁵;
- Bunds a 2 anos negativas (mínimo de -0,573% no início de março 2016);
- pressões desinflacionistas na economia europeia (a taxa de variação média anual do IPC em Portugal no mês de janeiro foi 0,6%).

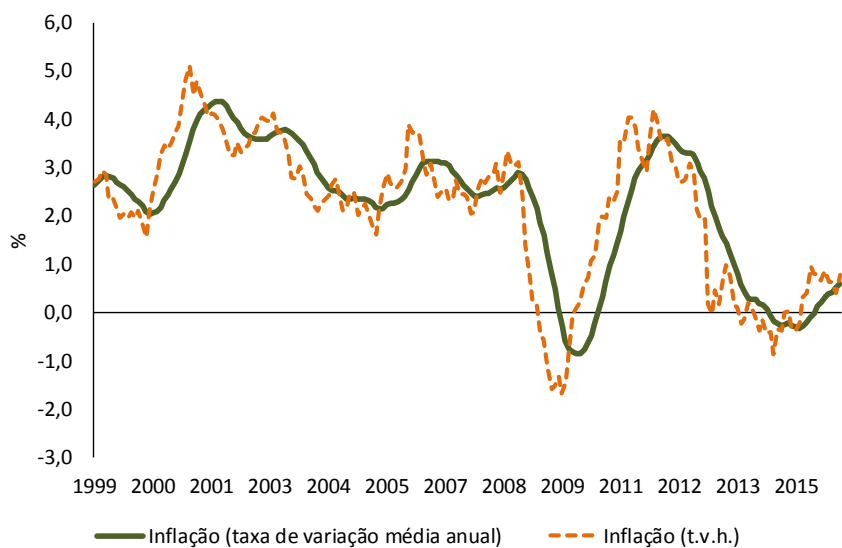
⁵⁵ Valores registados em meados de março de 2016. As taxas Euribor a 1 semana e a 2 semanas registam valores negativos desde janeiro de 2015.

Figura 5-4 - Yields das OTs e das Bunds a 2 anos



Fonte: ERSE, Reuters

Figura 5-5 - Inflação (IPC) em Portugal



Fonte: ERSE, INE

5.3 TAXA DE IMPOSTO

DEFINIÇÃO DA TAXA DE IMPOSTO

A taxa de imposto foi definida conforme legislação em vigor, considerando a taxa de IRC, a derrama Municipal e a derrama Estadual.

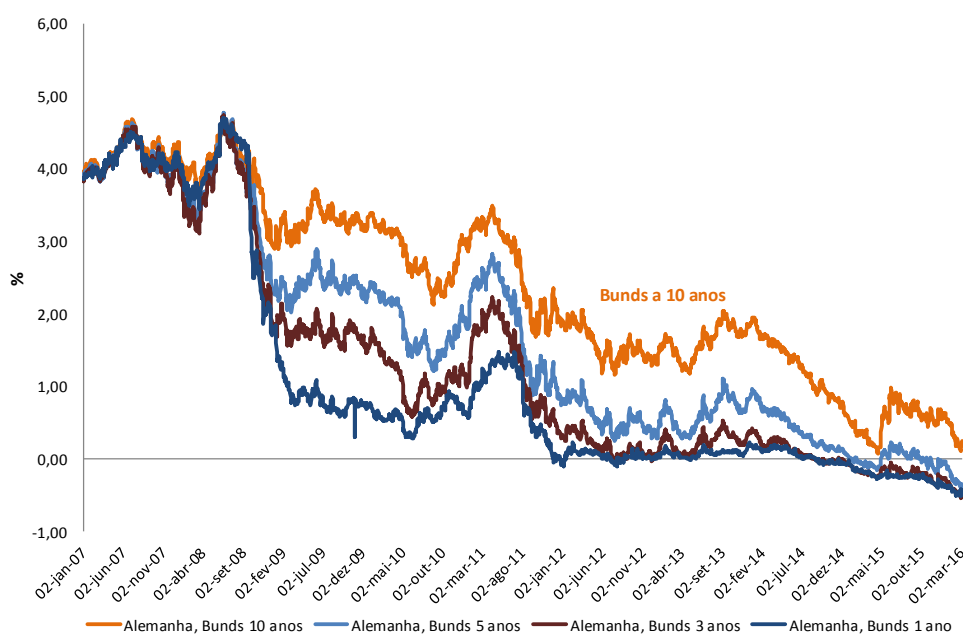
Desta forma, a taxa de imposto foi definida em 29,5% considerando uma taxa de IRC de 21%, uma derrama Municipal de 1,5% e uma derrama Estadual de 7%.

5.4 TAXA DE JURO SEM RISCO

DEFINIÇÃO DA TAXA DE JURO SEM RISCO

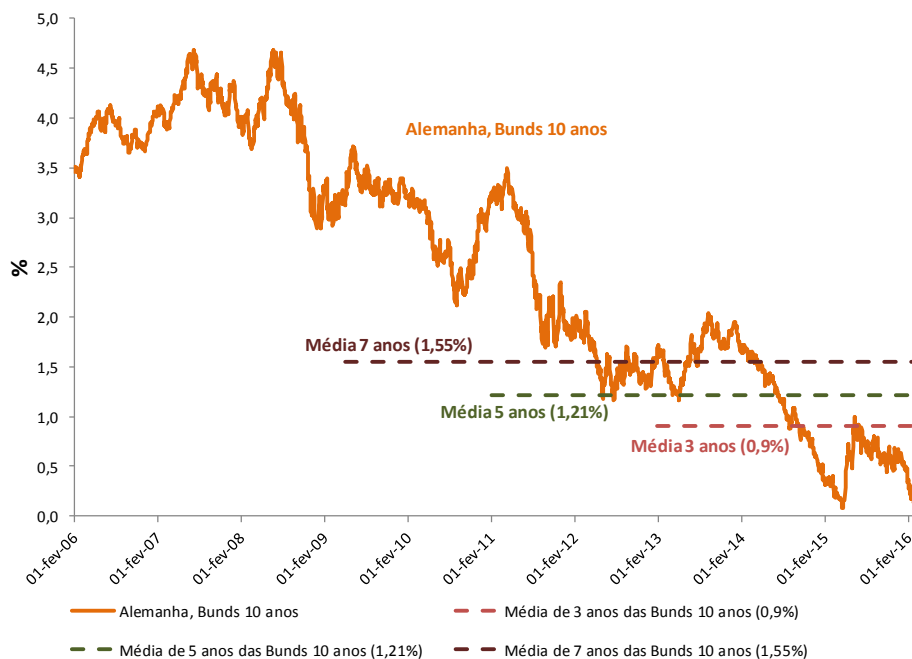
Na Figura 5-2 acima podemos observar a evolução das OT e das Bunds a 10 anos. Até meados de 2007, a cotação dos dois títulos era praticamente coincidente. Após essa data, a diferença entre as referidas cotações aumentaram significativamente até janeiro de 2012, tendo diminuído posteriormente, embora nunca se aproximando dos valores verificados antes de 2007, deixando claramente de ser um valor próximo de zero.

Figura 5-6 - Yields das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano



A determinação da taxa de juro sem risco requer que se defina, para além da taxa a considerar como referência, o período e a forma de cálculo da média da taxa considerada. Na Figura 5-7 podemos observar as médias geométricas⁵⁶ das *yields* das Bunds para 3 anos, 5 anos e 7 anos. Com a descida das *yields* que se observou nos últimos anos a média com valor superior é a de 7 anos (1,55%). A média calculada para um período de 5 anos é 1,21% e a média de 3 anos é de 0,9%.

Figura 5-7 - Média geométrica das *yields* das Bund a 3 anos a 5 anos e a 7 anos

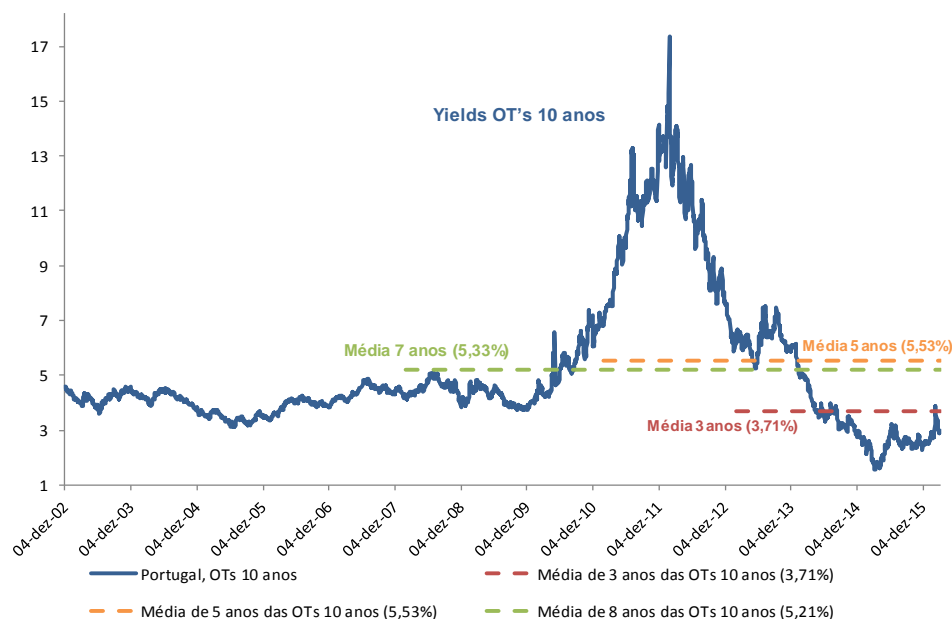


Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 5-8 estão assinalados os períodos a que as média atrás mencionadas se referem, inseridos no contexto da turbulência da economia portuguesa.

⁵⁶ Não é consensual a utilização da média geométrica ou da média aritmética para cálculo da média de taxas de juro. O racional para o uso da média geométrica é muitas vezes assente no exemplo extremo seguinte, já por diversas vezes anteriormente apresentado pela ERSE. Considere-se um investimento de 1000 u.m. pelo período de 2 anos. No final do primeiro ano esse investimento estava cotado em 500 u.m. (-50% de rentabilidade no primeiro ano). Durante o segundo ano o investimento teve uma rentabilidade de 100% (no final do segundo ano a cotação seria 1000 u.m.). Investiu-se 1000 u.m. durante 2 anos e no final o valor desse investimento era 1000 u.m. A rentabilidade foi 0%. Usando a média aritmética, no final dos 2 anos, obtemos uma rentabilidade de 25% $=(-50\%+100\%)/2$. Ao usarmos a média geométrica iremos obter 0%, a verdadeira rentabilidade do investimento.

Figura 5-8 - Yields das OT e períodos de cálculo das médias



Fonte: Reuters

Após uma ponderada análise das alternativas, optou-se pela utilização da média geométrica dos últimos 5 anos das *yields* das obrigações a 10 anos, metodologia idêntica à aplicada ao setor elétrico para o período regulatório 2015-2017, tendo em consideração os riscos e a incerteza que as empresas reguladas irão enfrentar nos próximos anos. A utilização das cotações dos últimos 5 anos permite refletir nesta taxa o efeito do período de turbulência, assumindo que não se pode efetuar um análise prospetiva sem ter em conta o efeito histórico, mas também não deixando que o período de turbulência financeira se imponha dado que o momento atual é de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional. Assim, e à semelhança do que foi decidido para o período regulatório de 2015-2017 no setor elétrico, para determinação da taxa de juro sem risco, optou-se pela média de 5 anos das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA: Alemanha, Finlândia, Áustria e Países Baixos.

Esta abordagem permite igualmente refletir na taxa de juro sem risco uma parte do risco de países maduros da UE, ou seja, da zona monetária em que Portugal está incluído.

Quando à maturidade dos títulos, utilizou-se a de 10 anos por ser a mais próxima da vida útil dos ativos para títulos que garantam alguma liquidez.

Desta forma, obtemos uma taxa de juro sem risco de 1,73%, apresentada no quadro seguinte, onde também estão incluídos, para comparação, os valores definidos para o anterior período regulatório do setor do gás natural e para o atual período regulatório do setor elétrico.

Quadro 5-1 - Taxa de juro sem risco

Variável	PR GN 2013-2014 a 2015-2016	PR SE 2015-2017	PR GN 2016-2017 a 2018-2019
Taxa de juro sem risco (Rf)	4,9%	2,41%	1,73%

Fonte: Reuters, CEER, ERSE

É de realçar a não comparabilidade direta entre o valor de 4,9% definido para a taxa de juro sem risco no período regulatório anterior do setor do gás natural com os outros dois valores apresentados no quadro, o valor agora definido e o valor definido no período regulatório 2015-2017 do setor elétrico, 1,73% e 2,41%, respetivamente. Estes dois últimos valores são mais próximos do que será considerada uma taxa de juro sem risco, sem nenhuma componente adicional, enquanto o valor de 4,9% definido para a taxa de juro sem risco no período regulatório anterior do setor do gás natural corresponde a uma taxa de juro sem risco *adicional* do prémio de risco do país. À semelhança do definido para o período regulatório 2015-2017 do setor elétrico, optou-se por considerar um prémio de risco país na componente adicional ao prémio de risco de mercado, a considerar no cálculo da componente do custo do capital próprio.

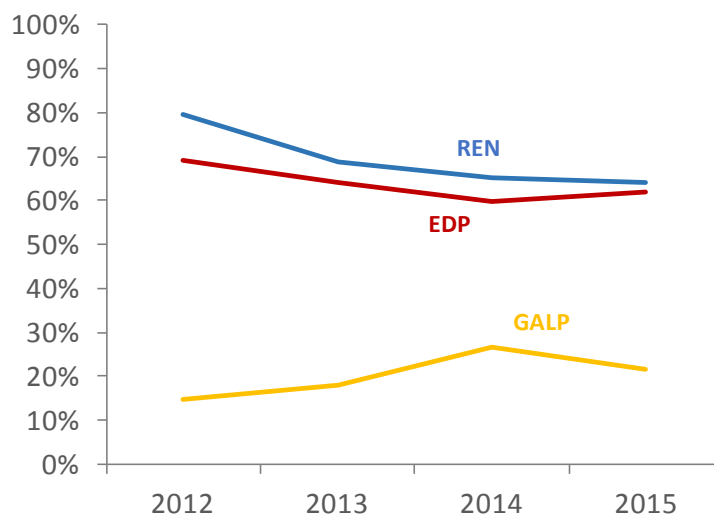
5.5 GEARING

A estrutura de capital é outro fator do custo de capital muito importante e que a ERSE tem seguido com atenção. O recurso ao endividamento para se financiar poderia fazer sentido até um certo nível por contribuir para baixar o custo de capital⁵⁷. Porém, a definição de um nível de endividamento ótimo varia consoante vários fatores como sejam, nomeadamente, o crescimento da atividade da empresa, os seus rácios de solvabilidade, o contexto económico e as características da própria indústria. De um modo geral estas empresas, por serem *utilities* e beneficiarem de estabilidade regulatória e operarem em regime de monopólio ao abrigo de concessões públicas, recorrem muito a capital alheio. Este facto reflete-se na estrutura de financiamento das atividades das empresas reguladas, que têm rácios de dívida bastante elevados.

⁵⁷ Uma forma de quantificar o impacto no valor da empresa pelo recurso ao endividamento é o valor atualizado da vantagem fiscal.

Na Figura 5-9 apresenta-se a evolução do *gearing*⁵⁸ dos grupos GALP, REN e EDP. Observa-se uma descida moderada desde 2012 para a REN e EDP e uma ligeira subida para a GALP, mantendo-se contudo em níveis reduzidos.

Figura 5-9 - Gearing GALP, REN e EDP

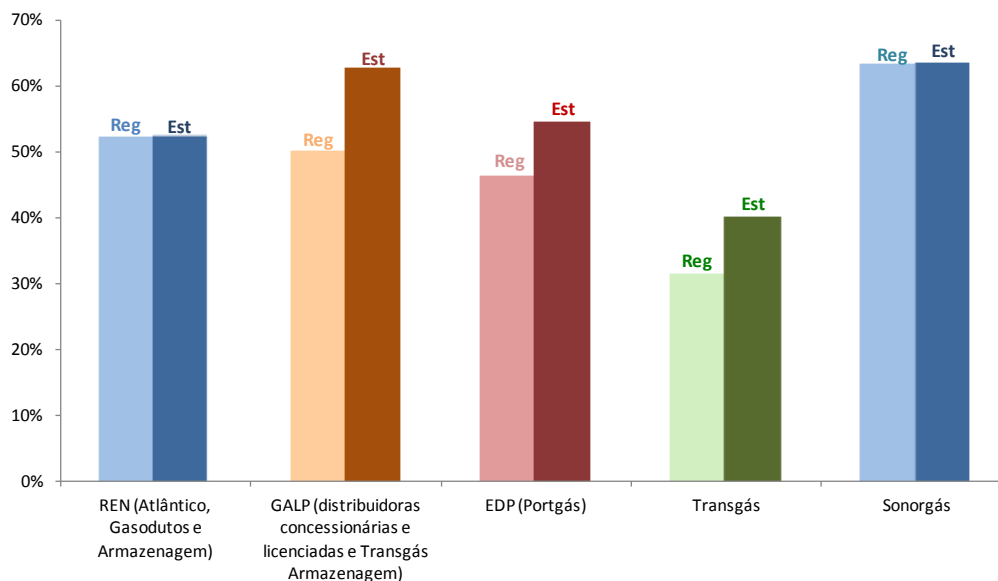


Fonte: ERSE, GALP, REN, EDP, Reuters

Na Figura 5-10 apresenta-se o *gearing* das empresas reguladas do setor de gás natural por grupo.

⁵⁸ O *gearing* é definido como $D/(D+E)$, em que “D” é a dívida financeira líquida e “E” é o Capital Próprio a valores de mercado, para as empresas cotadas.

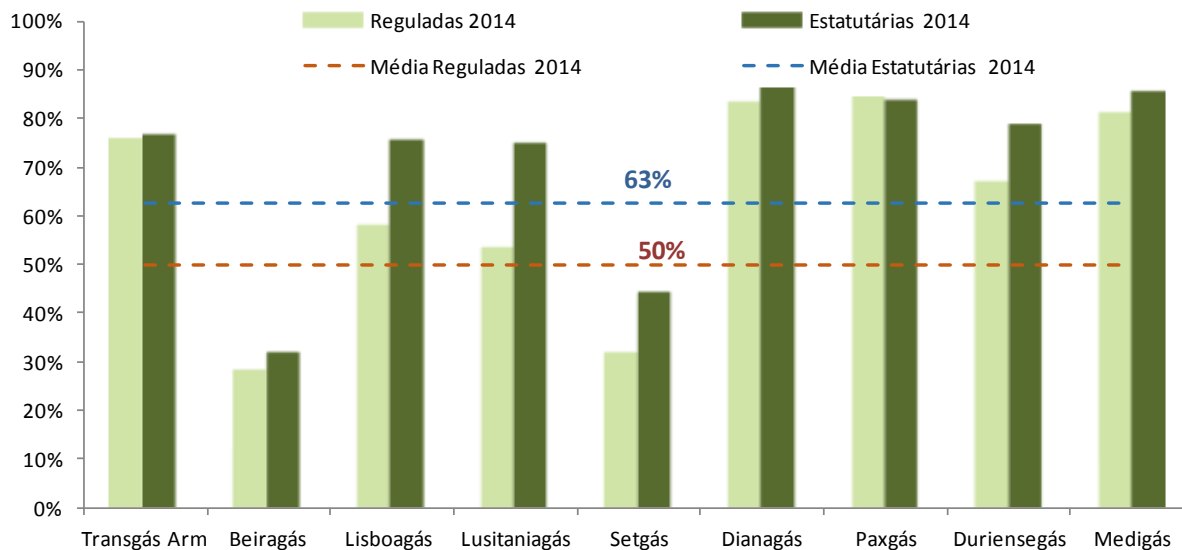
Figura 5-10 - Gearing das empresas reguladas do setor de gás natural por grupo



Fonte: ERSE, Galp, REN, EDP, Reuters

Na Figura 5-11 apresenta-se o *gearing* (baseado nas contas reguladas e contas estatutárias) para as empresas do grupo Galp.

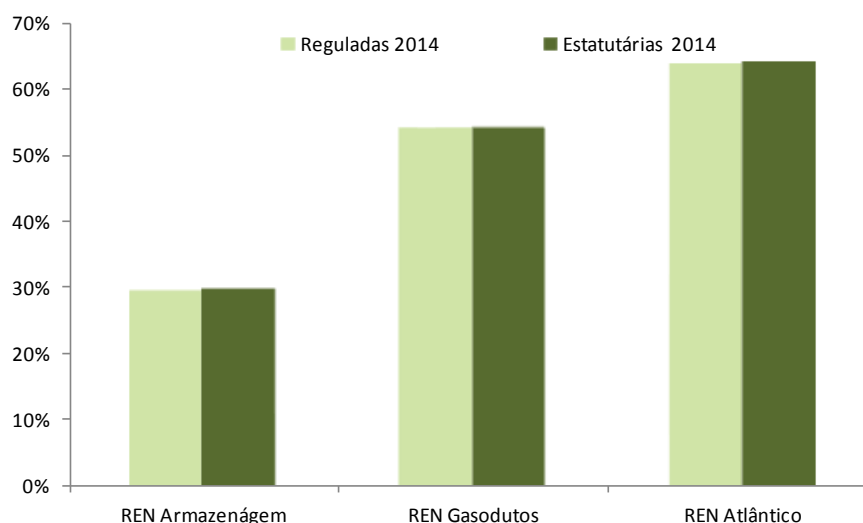
Figura 5-11 - Gearing Grupo Galp



Fonte: ERSE, GALP

Na Figura 5-12 apresenta-se o *gearing* para as empresas do grupo REN.

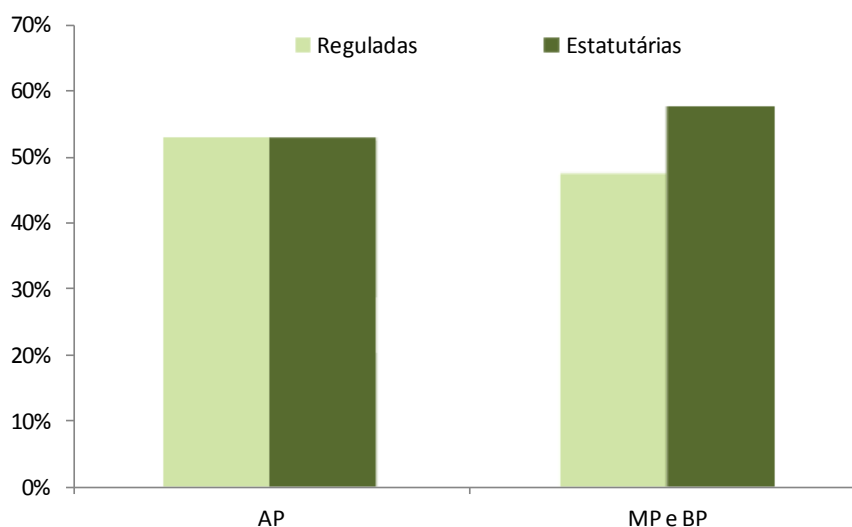
Figura 5-12 - Gearing Grupo REN



Fonte: ERSE, REN

Na Figura 5-13 apresenta-se o *gearing* para as atividades de alta pressão e de média e baixa pressão.

Figura 5-13 - Gearing por Atividade



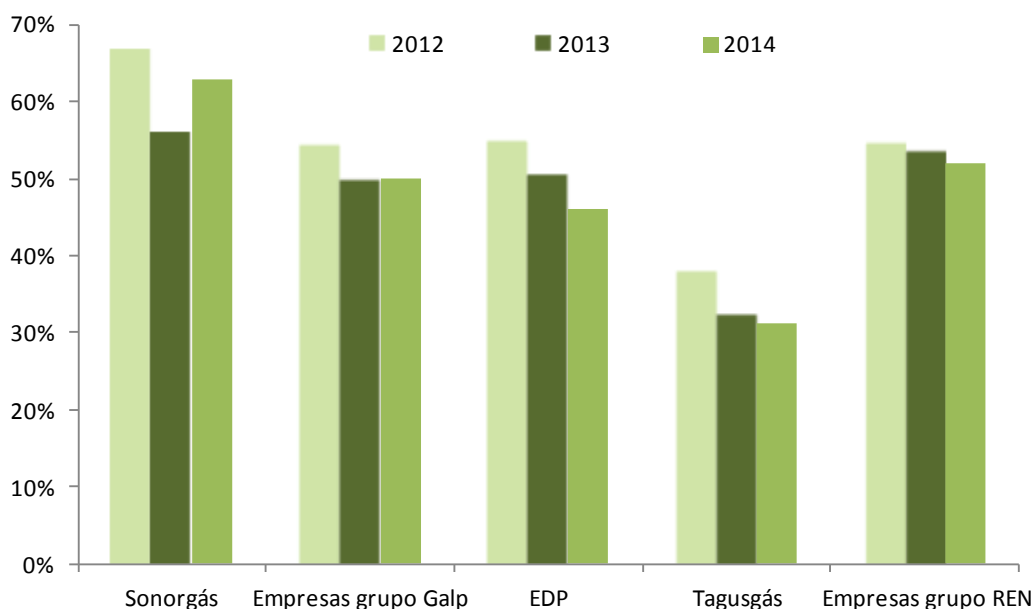
Fonte: ERSE, GALP, REN, EDP

A ERSE tem aplicado, como é prática comum entre os reguladores europeus dos setores das *utilities*, em particular no setor da energia, estruturas teóricas de capital eficientes para a definição do custo de capital, de modo a desincentivar as empresas a alterarem as respetivas estruturas de capital e, desta forma, a aumentarem o risco e o seu custo de capital e, conseqüentemente, a taxa de remuneração dos imobilizados. No entanto, o *gearing* teórico considerado deve, de certo modo, refletir a estrutura de capital das empresas, isto porque, no caso em concreto das empresas reguladas, o nível de endividamento

elevado, que não tem reflexo na estrutura de capital implícita na taxa de remuneração, poderia afastar o custo de capital real da atividade da taxa de remuneração que foi definida para o período regulatório. Na prática, isto poderá corresponder a financiar as atividades não reguladas através das atividades reguladas, gerando subsídios cruzados indesejáveis, sem que o sistema beneficie das taxas de financiamento relativamente baixas. A necessidade de anular este efeito levou a ERSE no anterior período regulatório a aumentar o *gearing* teórico.

Nos últimos anos, assistiu-se, de um modo geral, a uma diminuição do nível de endividamento das empresas reguladas, como se pode verificar pelo gráfico infra.

Figura 5-14 - Evolução do nível de endividamento das empresas reguladas



Fonte: ERSE, GALP, EDP, REN, Sonorgás, Tagusgás

Deste modo, a ERSE optou por reajustar a estrutura de capital teórica, no sentido, de refletir esta tendência observada na estrutura de capital das empresas reguladas.

Assim, definiu-se um *gearing* teórico de 50%, apresentado no Quadro 5-2, para as atividades de AP e MP/BP, mais baixo do que o definido no anterior período regulatório em comparação com o valor do anterior período regulatório.

Quadro 5-2 - Gearing definido para o período regulatório 2016-2019 e valores de comparação

Variável	PR GN 2013-2014 a 2015-2016		PR SE 2015-2017		PR GN 2016-2017 a 2018-2019	
	AP	MP e BP	TSO	DSO	AP	MP e BP
<i>Gearing</i> (G)	53%	60%	55%	55%	50%	50%

Fonte: ERSE, CEER

Esta opção mantém o *gearing* teórico em linha com os valores aplicados nos restantes países europeus, como se pode observar no Quadro 5-3 que apresenta os valores e a metodologia seguida pelos reguladores europeus para o nível de rácio de endividamento. O valor médio definido pelos reguladores europeus é de aproximadamente 50% para as atividades de alta pressão e de 52% para as atividades de média e baixa pressão.

Quadro 5-3 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus

País	ORT/ORD	Rácio de endividamento		Breve descrição
		Valor	Ano	
País B	ORT	60,00%	2012	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	60,00%	2012	
País C	ORT	67,00%	n.d.	Rácio real
	ORD	n.d.	n.d.	
País D	ORT	50,00%	2015	Valor teórico ótimo
	ORD	50,00%	2015	
País E	ORT	53,00%	2013	Rácio real
	ORD	60,00%	2013	
País G	ORT	55,00%	2007	Valor teórico ótimo
	ORD	55,00%	2007	
País H	ORT	60,00%	2009	Valor teórico expectável pelo regulador, baseado em análises comparativas de mercado
	ORD	60,00%	2009	
País I	ORT	44,40%	2014	Valor ótimo teórico baseada em análise de mercado
	ORD	37,50%	2014	
País J	ORT	23,27%	2015	Valor teórico ótimo
	ORD	22,36%	2015	
País K	ORT	70,00%	2012	Valor teórico ótimo e análise de comparáveis
	ORD	70,00%	2012	
País M	ORT	50,00%	2011	Valor teórico ótimo
	ORD	50,00%	2011	
País N	ORT	62,50%	2012	Valor teórico ótimo
	ORD	65,00%	2012	
País O	ORT	55,00%	2011	Baseado em empresas comparáveis
	ORD	55,00%	2010	
País P	ORT	47,00%	2009	Baseado numa estimativa da estrutura de capital de empresas internacionais da área da energia
	ORD	47,00%	2009	
País Q	ORT	40,00%	2009	Baseado em dados obtidos por benchmarkings
	ORD	40,00%	2009	
País R	ORT	50,00%	2013	Baseado em publicações de especialistas e análise de mercado
	ORD	50,00%	2012	
País S	ORT	27,60%	2012	Rácio real
	ORD	n.d.	n.d.	
País U	ORT	n.d.	n.d.	Valor teórico ótimo
	ORD	70,00%	n.d.	
País V	ORT	20,00%	2010	Valor teórico ótimo
	ORD	30,00%	2010	
País X	ORT	60,00%	2010	Rácio real e valor teórico
	ORD	60,00%	2010	

Fonte: CEER

5.6 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

5.6.1 BREVE ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Tal como referido, o CAPM é o modelo considerado no cálculo do custo do capital próprio. Este é um dos vários modelos teóricos de valorização de ativos com risco. Este modelo tem subjacente a teoria da carteira eficiente que, baseada num conjunto de pressupostos teóricos, é de fácil aplicação.

O CAPM é um método que define a rentabilidade esperada de um determinado ativo para um determinado período, de uma forma proporcional ao risco inerente ao ativo. Neste quadro teórico, a rentabilidade esperada do ativo para um determinado período, em equilíbrio, varia de uma forma linear entre a taxa de juro sem risco e a rentabilidade do mercado, tendo em conta o contributo marginal do ativo para o risco da carteira que não diminui com a diversificação da mesma, isto é, o risco sistemático.

Assim, na base da metodologia CAPM encontra-se a determinação do risco sistemático do ativo com risco cotado em bolsa, a ação. O risco sistemático da ação é o risco que é inerente à própria atividade, não diminuindo com a diversificação da carteira de títulos dos detentores das ações. O risco sistemático da ação é definido através do cálculo do seu beta que, no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio.

Contudo, o beta do capital próprio incorpora o risco de negócio, bem como também incorpora o risco financeiro da atividade que decorre da sua estrutura de capital. Deste modo, ter-se-ia de inferir não só o contributo de cada atividade para o risco de negócio da empresa, como também o seu contributo para o risco financeiro da empresa.

Como o beta do ativo, ou beta não alavancado, de uma empresa apenas reflete o seu risco de negócio, esta dificuldade é ultrapassada considerando-se o beta do ativo, em lugar do beta do capital próprio. A definição do beta do ativo a partir do beta do capital próprio recorre a dois pressupostos comumente aceites⁵⁹:

- O primeiro postulado de Modigliani e Miller que afirma que, até um determinado nível de endividamento, a estrutura de capital de uma empresa não altera o valor desta no seu todo, alterando apenas o risco para os acionistas e, conseqüentemente, o custo do capital próprio.
- A existência de vantagem fiscal, isto é, que o aumento do endividamento proporcionar um aumento do custo de capital próprio a uma taxa que decresce com o aumento da taxa de imposto⁶⁰.

Nesse quadro, a rentabilidade do capital próprio, R_{cp} , é dada por:

$$R_{cp} = R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1-G)} \right] (PR_m) \quad (4)$$

⁵⁹ A definição do beta do capital próprio a partir do beta do ativo supõe igualmente que a estrutura de capital da empresa se mantém constante. No que diz respeito ao horizonte do investimento, poder-se-á assumir que os seus retornos são constantes e ilimitados ao longo do tempo ou que estes não são constantes.

⁶⁰ A principal consequência da vantagem fiscal é de que o aumento do nível de endividamento implica um aumento do valor da empresa até ao limite dado pelo aumento do risco de falência da empresa. (Aqui não se considera a problemática da dupla tributação, que diminui esta vantagem).

Tendo já sido definidas a taxa de imposto ($T = 29,5\%$), a taxa de juro sem risco ($R_f = 1,73\%$) e o gearing ($G = 50\%$), será necessário ainda definir o prémio de risco de mercado (PR_m), o beta do ativo (β_A) e o correspondente beta do capital próprio (β_{cp}) para o cálculo do custo do capital próprio.

5.6.2 PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO E BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

5.6.2.1 PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

O prémio de risco do mercado é o prémio que o investidor pretende receber por deter um ativo com risco inserido num determinado mercado, em vez de investir num ativo sem risco.

A consideração de séries históricas para a determinação do prémio de risco de mercado assenta no pressuposto de existirem situações de equilíbrio dos mercados financeiros, sendo uma metodologia comum no cálculo deste prémio de risco de mercado.

No entanto existem diversos fatores que poderão afetar e condicionar a determinação deste valor, como i) o período de cálculo escolhido para se observar as séries históricas, ii) o *portfolio* de mercado (normalmente um índice bolsista) que se deve escolher e iii) a média geométrica ou aritmética para cálculo da rendibilidade ao longo do período escolhido.

No caso de Portugal, pequeno mercado financeiro e pouco maduro, e que assistiu recentemente a uma situação de instabilidade financeira, importa procurar alternativas à consideração de séries históricas para a definição do prémio de risco, tais como:

- d) Adicionar o risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro.
- e) Analisar o risco percebido pelos agentes de mercado no atual contexto financeiro e económico.

A transposição do risco de país é controversa. Se o risco país puder ser diversificado pelo investidor, então esse risco não deve ser remunerado (apenas o risco não diversificável é remunerado na conceção da metodologia do CAPM). Se os agentes que financiam, através do capital próprio, as atividades reguladas forem investidores com capacidade de diversificar internacionalmente, eliminando o risco do país por diversificação, então o risco país não deverá ser remunerado (Damodaran (2012)).

Contudo, esta possibilidade de eliminação do risco país por diversificação não é consensual, havendo autores que entendem que não se consegue eliminar por completo o risco país através de diversificação. Desta forma, continua a entender-se prudente considerar um valor adicional para contemplar o risco país, à semelhança do considerado no setor elétrico para o período regulatório 2015-2017.

Desta forma, o prémio de risco para o cálculo do custo do capital próprio foi calculado adicionando-se duas componentes: i) o prémio de risco de um mercado maduro (um valor considerado estável e calculado

normalmente com séries históricas de muito longo prazo) e ii) prémio de risco de Portugal. Esta metodologia é idêntica à adotada para o atual período regulatório no setor elétrico.

Assim, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro considerou-se um valor entre 4,2% e 4,6%, tendo em conta a média dos valores determinados pelos reguladores europeus (*vide* Quadro 5-4) para mercados maduros e o *spread* entre a rentabilidade do S&P 500 e as obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos (*vide* Figura 5-15).

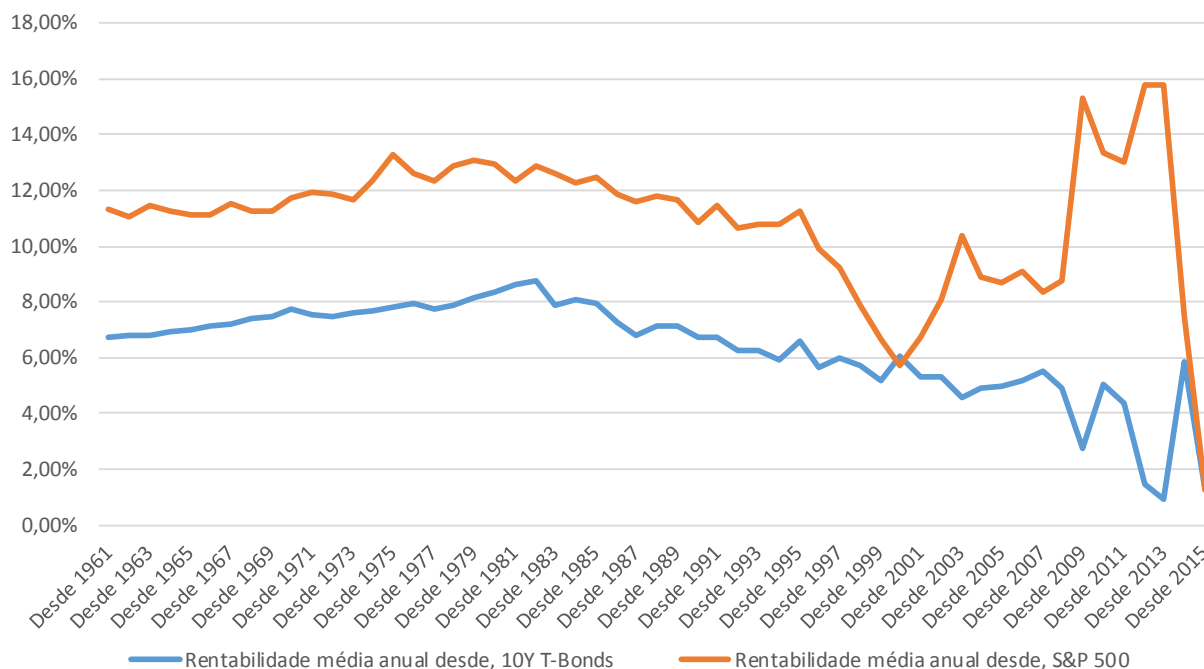
Quadro 5-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores

País	ORT/ORD	Prémio de risco do mercado		Breve descrição
		Valor	Ano	
País B	ORT	5,00%	2012	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	5,00%	2012	
País C	ORT	3,50%	2012	Baseado em análises de mercado
	ORD	3,50%	2009	
País D	ORT	5,00%	2015	Baseado em publicações de especialistas e experiência de outros reguladores
	ORD	5,00%	2015	
País E	ORT	3,88%	2013	Baseado em publicações de especialistas e análise de mercado
	ORD	3,88%	2013	
País G	ORT	4,50%	2007	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
	ORD	4,50%	2007	
País H	ORT	4,66%	2009	Baseado em análises do mercado nacional e análises de Damodaran
	ORD	4,66%	2009	
País I	ORT	4,00%	2014	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
	ORD	4,00%	2014	
País J	ORT	4,70%	2015	Baseado em publicações de especialistas e experiência de outros reguladores
	ORD	4,70%	2015	
País L	ORT	3,20%	2008	Baseado em análises de mercado
	ORD	3,20%	2008	
País M	ORT	4,60%	2011	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	4,60%	2011	
País N	ORT	5,25%	2012	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	5,25%	2012	
País O	ORT	5,00%	2011	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton) e análise de mercado
	ORD	5,00%	2010	
País P	ORT	1,50%	2009	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	1,50%	2009	
País R	ORT	5,00%	2013	Baseado em publicações de especialistas e análise de mercado
	ORD	5,00%	2012	
País U	ORT	n.d.	n.d.	Baseado em análises de mercado
	ORD	4,75%	n.d.	
País V	ORT	5,00%	2010	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	5,00%	2010	
País X	ORT	4,55%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
	ORD	4,55%	2008	

Nota: Não são apresentados os dados relativos aos prémios de risco que tinham, explicitamente, o prémio de risco país incluído no prémio de risco de mercado.

Fonte: CEER;

Figura 5-15 - Rendibilidade do S&P 500 e das Obrigações do Tesouro dos EUA com maturidade 10 anos (Média anual calculada para intervalos de tempo decrescentes desde 1961 até 2015)



Fonte: Reuters, ERSE

A Figura 5-15 acima apresenta as rendibilidades médias anuais do S&P 500 e das obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos. Estas médias foram calculadas para intervalos de tempo desde 1961 (o qual representa a rentabilidade média anual desde 1961 até 2015), sendo que para datas mais recentes o cálculo da média inclui menos anos de dados. Verifica-se que se deve avaliar o prémio de risco de mercado (diferença entre a rentabilidade do S&P500 e das obrigações do tesouro a 10 anos) com base em séries mais longas, uma vez que os valores observados para datas mais recentes (com menos anos de dados) tornam-se arbitrários e sujeitos a maior volatilidade.

Tendo em consideração as atuais circunstâncias, a opção que a ERSE entendeu mais adequada para calcular o prémio de risco de Portugal foi a avaliação do risco país medido pelo *spread* entre as *yields* das obrigações portuguesas e as obrigações de mercados da zona euro maduros, dando continuidade à metodologia de cálculo do setor elétrico. Assim, calculou-se uma média de longo prazo para os países com *rating* AAA considerados para o cálculo da taxa de juro sem risco aos quais se acrescentou a França. Na definição do período, tal como para o sector elétrico a opção foi incluir o período 1999-2016⁶¹, após a introdução das taxas de conversão irrevogáveis do euro. A média das *yields* das obrigações a 10 anos Alemanha, Finlândia, Áustria, Países Baixos e França calculada para o período referido foi 3,48% e para

⁶¹ Com dados até ao início de março de 2016.

Portugal foi de 5,17%. O *spread* a considerar como prémio de risco para Portugal face a um mercado maduro é, desta forma, 1,68%.

Assim, o prémio de risco definido para o presente período regulatório é a soma dos dois valores atrás definidos, $PR_m = [4,2\%; 4,6\%] + 1,68\% = [5,88\%; 6,28\%]$. No Quadro 5-5 é comparado o prémio de mercado definido para o atual período regulatório com o definido para o anterior período.

Quadro 5-5 - Prémio de risco de mercado para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019

Variável	PR GN 2013-2014 a 2015-2016	PR SE 2015-2017	PR GN 2016-2017 a 2018-2019
Prémio de risco de mercado (PRm)	[3,75%;4,0%]	6,25%	[5,88%;6,28%]

Fonte: ERSE, Reuters

5.6.2.2 BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

Na base da metodologia CAPM encontra-se a determinação do risco sistemático do ativo com risco cotado em bolsa, a ação. O beta de uma ação é definido comparando a evolução da sua cotação face ao rendimento do mercado.

No cálculo do beta do capital próprio de uma empresa é comum recorrer-se a um modelo muito próximo do CAPM, o *market model*, baseado diretamente na observação do mercado:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (5)$$

Sendo R_j a rendibilidade da ação j , a_j o termo de interceção que representa a taxa de crescimento dos preços das ações e R_{mt} a rendibilidade do mercado.

No caso dos três principais grupos com empresas reguladas no setor do gás natural (Galp, REN e EDP), o beta é calculado com base na cotação bolsista das empresas com atividades reguladas que reflete o risco sistemático. Contudo, de um modo geral, o risco sistemático de uma ação não reflete o risco de uma única atividade, mas o de empresas ou grupos empresariais que desenvolvem múltiplos negócios com riscos diferentes. Para permitir determinar o risco sistemático de uma atividade ou de um investimento em particular, recorre-se à uma abordagem "*bottom-up*", seguida nos anteriores períodos regulatórios, com vista a avaliar qual o contributo de cada atividade para o risco de negócio da empresa. Neste quadro teórico, o beta de um ativo com risco corresponde à soma dos betas das suas diferentes atividades ponderados pelo respetivo peso de cada uma no valor da empresa.

Para esse fim, após a determinação do beta do ativo da empresa cotada em bolsa, a partir do beta do capital próprio, determina -se o beta do ativo das suas diferentes atividades.

A metodologia *bottom-up* contempla as seguintes fase de cálculo:

- f) Cálculo dos betas do capital próprio β_{cp} (alavancado) e do ativo β_A (não alavancado) da empresa cotada.
- g) Cálculo do respetivo beta do ativo e repartição do risco pelas restantes atividades, tendo em conta o postulado da aditividade do valor, aplicando as seguintes fórmulas deduzidas de Armitage (2005):

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CP} \times (1 - T)}{1 + \frac{D}{CP} \times (1 - T)} \quad (6)$$

em que:

- β_{cp} é o beta do capital próprio.
- β_A é o beta do ativo.
- T é a taxa de imposto, sobre o rendimento.
- β_D é o beta do capital alheio ou beta da dívida.
- D é o valor da dívida.
- CP é o capital próprio

e por sua vez que:

$$\beta_A = \sum_i w_i \beta_{Ai} \quad (7)$$

em que:

- w_i é o peso no ativo da empresa da atividade i .
- e β_{Ai} o beta da atividade i .

Se o beta da dívida for zero ($\beta_D = 0$), a equação (6), após simplificação e tendo em conta que $G=D/(D+CP)$, fica:

$$\beta_{cp} = \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] \quad (8)$$

Assim, calcularam-se os betas do capital próprio do Grupo EDP, do Grupo GALP e do Grupo REN com base nas cotações diárias dos últimos 3 anos. Para este cálculo foi usado o PSI Geral e o valor das

cotações das empresas corrigido pelo valor dos dividendos. Considerou-se, assim, o retorno da valorização das ações e o retorno em termos de *dividend yield*.

Para a determinação dos betas do capital próprio foi estimada uma regressão para a equação (8) para as cotações de cada empresa.

Partindo destes betas do capital próprio determinados diretamente a partir dos dados de mercado (*raw betas*), calcularam-se os betas ajustados, à semelhança do que foi adotado no setor elétrico e no anterior período regulatório do gás. Para esse cálculo aplicou-se a seguinte fórmula:

$$\beta_{cp}^{ajustado} = \frac{2}{3} \beta_{cp}^{raw} + \frac{1}{3} \times 1 = \beta_{cp} \quad (9)$$

Posteriormente, calculou-se o beta do ativo aplicando-se a equação (8) e considerando-se os seguintes parâmetros, para além dos já referidas anteriormente:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante às últimas contas publicadas relativas a 2015.
- O valor da dívida corresponde ao valor da dívida financeira líquida (dívida financeira líquida do valor de caixa e equivalentes).
- O Valor dos capitais próprios é o valor de mercado da *equity* (capitalização bolsista).
- A taxa de imposto considerada foi de 29,5%.

O quadro infra apresenta os valores dos betas calculados para as empresas.

Quadro 5-6 - Betas da GALP, da REN e da EDP

Beta Ativo (β_A) e Capital Próprio (β_{cp})	β_{cp}^{raw} GALP = 0,95	β_{cp}^{raw} REN = 0,55	β_{cp}^{raw} EDP = 0,85
	$\beta_{cp}^{ajustado}$ GALP = 0,97	$\beta_{cp}^{ajustado}$ REN = 0,70	$\beta_{cp}^{ajustado}$ EDP = 0,90
	G GALP = 21,6%	G REN = 64,2%	G EDP = 61,8%
	β_A GALP = 0,81	β_A REN = 0,31	β_A EDP = 0,42

Fonte: ERSE, Reuters, GALP, REN, EDP

5.6.3 BETAS DO ATIVO

5.6.3.1 BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A definição do beta do ativo da atividade de distribuição de gás natural obriga, numa primeira fase, à definição do peso da sua atividade nos ativos das empresas, tendo em conta o postulado da aditividade do valor.

Posteriormente, é resolvida a equação que correlaciona os betas de cada atividade e o seu peso no ativo total, de forma a garantir que a soma do risco de cada atividade em proporção ao seu peso reflita o risco da empresa.

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL DO GRUPO EDP

Para a definição do beta do ativo da atividade de distribuição de gás natural do grupo EDP, efetuou-se a resolução do seguinte sistema de equações:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_i \beta_{Ai} x_i = \beta_{AEDP} = 0,42 \\ \bar{\beta}_{AD} < \beta_{AEDP} \\ \bar{\beta}_{AD} < \beta_{AG} \\ \beta_{APC} < \beta_{AD} \\ \bar{\beta}_{AD} \cong 0,32 \\ \beta_{ALP} = \beta_{ALE} > \bar{\beta}_{AD} \\ \beta_{ARE} \cong \bar{\beta}_{AD} \\ \beta_{AR} = 0,54 \\ \beta_{AB} = 0,47 \\ \beta_{AC} = 0 \\ \bar{\beta}_{AFD} \cong 0,44 \end{array} \right. \quad (10)$$

- $\bar{\beta}_{AD}$, o valor médio do beta do ativo da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
- β_{AD} , o valor do beta do ativo da EDP Distribuição.
- β_{APC} , o beta do ativo da atividade de produção contratada de energia elétrica em Portugal.
- β_{Ai} , o beta do ativo da atividade i .
- x_i , o peso da atividade i no valor do Grupo EDP.
- β_{AEDP} , o beta do ativo do Grupo EDP.
- $\bar{\beta}_{AD}$, o valor médio do beta do ativo da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
- β_{AD} , o valor do beta do ativo da EDP Distribuição.
- β_{APC} , o beta do ativo da atividade de produção contratada de energia elétrica em Portugal.
- β_{ALP} , o beta do ativo das atividades liberalizadas em Portugal.
- β_{ALE} , o beta do ativo das atividades liberalizadas em Espanha.

- β_{ARE} , o beta do ativo das atividades reguladas de eletricidade em Espanha.
- β_{AR} , o beta do ativo das atividades que digam respeito às energias renováveis.
- β_{AB} , o beta do ativo das atividades desenvolvidas no Brasil.
- β_{AG} , o beta do ativo das atividades relacionadas com redes reguladas de gás natural em Portugal e Espanha.

Na resolução deste sistema de equações, assumiram-se um conjunto de pressupostos para a definição dos betas das atividades:

- Para os betas da EDP renováveis e EDP Energias do Brasil utilizou-se a média dos betas ajustados de 3 e 5 anos⁶².
- O beta da produção contratada, tal como o estabelecido no atual período regulatório do setor elétrico, é o mais baixo.
- O beta das atividades liberalizadas é igual em Portugal e Espanha e mantém-se em linha com o definido para o atual período regulatório do setor elétrico, tendo tido por base betas de empresas de produção de eletricidade da Europa.
- O beta da atividade de distribuição de gás natural da EDP corresponde ao beta das atividades de redes reguladas de Gás em Portugal e Espanha, sendo igual para todas as empresas, e para o qual foram tidas também em consideração as seguintes delimitações:
 - Um beta da distribuição de gás natural superior ao da atividade de distribuição de energia elétrica;
 - Um beta resultante para a atividade de distribuição de energia elétrica que seja superior ao da atividade de transporte de energia elétrica.
- O beta das atividades reguladas de eletricidade em Espanha é aproximadamente igual ao beta da atividade de Distribuição da EDP, resultante dos restantes betas definidos nestes cálculos.
- Tendo em conta que os contadores não são remunerados para efeitos regulatórios, considerou-se que o seu beta é zero.

O valor resultante para o beta da atividade de distribuição de gás natural do Grupo EDP está compreendido entre 0,36 e 0,40. No cálculo deste valor consideraram-se os valores médio dos betas referidos em (10) e os seguintes valores médios de beta para as restantes atividades do Grupo EDP: 0,12 para a produção contratada; 0,44 para as atividades liberalizadas em Portugal e Espanha; 0,32 para as redes reguladas de eletricidade em Espanha e um beta zero para os contadores.

⁶² Com base em dados da Reuters.

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL DO GRUPO GALP

Na definição do beta do ativo da atividade de Distribuição de gás natural das empresas do Grupo GALP assumiram-se os seguintes pressupostos para a definição dos betas das diferentes atividades:

- Um beta da atividade de Exploração e Produção de petróleo próximo de 1, tendo em conta betas observados em empresas comparáveis desses setores⁶³.
- Um beta da atividade de Refinação e Distribuição de aproximadamente de 0,8 tendo em conta betas observados em empresas comparáveis desses setores⁶⁴.

Destes pressupostos resulta um valor para o beta da atividade de distribuição de gás natural do Grupo GALP compreendido entre 0,36 e 0,40, em linha com os betas definidos para a atividade de distribuição de gás natural em Portugal e Espanha do grupo EDP.

5.6.3.2 BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL E DE TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

Os pressupostos para o cálculo dos betas das atividades da REN foram os que se seguem:

- Um beta das atividades de alta pressão inferior ao da atividade de distribuição de gás natural e ligeiramente superior ao da atividade de distribuição de energia elétrica.
- Um beta resultante para a atividade de transporte de energia elétrica inferior ao beta da atividade de distribuição de energia elétrica.
- O risco dos terrenos é inferior ao dos restantes ativos, mantendo-se o valor adotado para o atual período regulatório do setor elétrico (cerca de 1/3 do beta do ativo da REN do setor elétrico).
- O beta do ativo do conjunto das atividades fora do setor elétrico (β_{AFSE}) resulta da resolução da equação $\beta_{AFSE} = \sum_r \beta_{Ar} x_r$, em que β_{Ar} é o beta do ativo da atividade r e x_r o peso relativo do valor do ativo da atividade r no valor do ativo do conjunto de atividades fora do setor elétrico da REN.

O beta do ativo obtido para os ativos das Atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte e Armazenamento Subterrâneo de gás natural situa-se no intervalo compreendido entre 0,34 e 0,37. Neste cálculo consideraram-se os seguintes valores médios para os betas das restantes atividades da REN: 0,31 para o setor elétrico e 0,11 para os terrenos.

⁶³ Com base em dados da Reuters.

⁶⁴ *Idem*

5.6.4 VALORES DEFINIDOS PARA O CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO PARA AS ATIVIDADES DO SETOR DO GÁS NATURAL

Após ter-se calculado os betas do ativo de cada atividade regulada é necessário calcular os betas alavancados, tendo em conta a estrutura de capital teórica definida anteriormente, aplicando a fórmula (8).

Assim, depois da definição de todas as variáveis necessárias ao cálculo do custo do capital próprio, antes de impostos, aplicando a fórmula:

$$R_{cp} = \left[R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] (PR_m) \right] \times 1 / (1 - T) \quad (11)$$

obtemos os valores para o custo do capital próprio apresentados no Quadro 5-7:

Quadro 5-7 - Custo do capital próprio das atividades do setor de gás natural

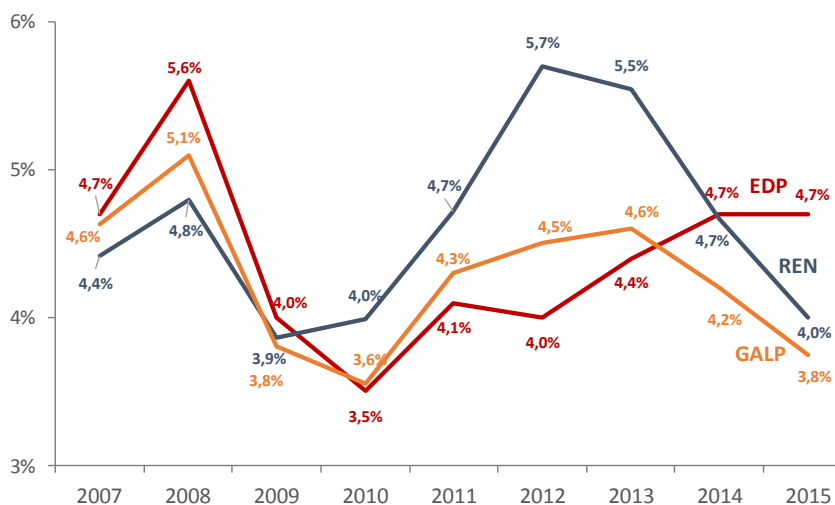
		Atividade de Distribuição de Gás Natural		Atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo Gás Natural	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	1,73%	1,73%	1,73%	1,73%
Prémio de dívida	B	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	4,23%	4,23%	4,23%	4,23%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	2,98%	2,98%	2,98%	2,98%
Gearing (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	4,20%	4,60%	4,20%	4,60%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,68%	1,68%	1,68%	1,68%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	F = F' + F''	5,88%	6,28%	5,88%	6,28%
Beta do capital próprio	G	0,61	0,68	0,58	0,63
Custo do capital próprio depois de impostos	H=A+(FxG)	5,34%	6,01%	5,14%	5,69%
Custo do capital próprio antes de impostos	I=H/(1-J)	7,57%	8,53%	7,29%	8,07%

Fonte: Reuters, CEER, GALP, REN, EDP, ERSE

5.7 CUSTO DO CAPITAL ALHEIO

O custo da dívida é o resultado da média ponderada do custo de todos os empréstimos. Embora não reflita as atuais condições com as quais a empresa se está a conseguir financiar através de capitais alheios, indica o custo da empresa através desta fonte de financiamento. Na Figura 5-16 - Custo médio da dívida da GALP, REN e EDP podemos observar a evolução do custo médio do financiamento da GALP, da REN e da EDP.

Figura 5-16 - Custo médio da dívida da GALP, REN e EDP

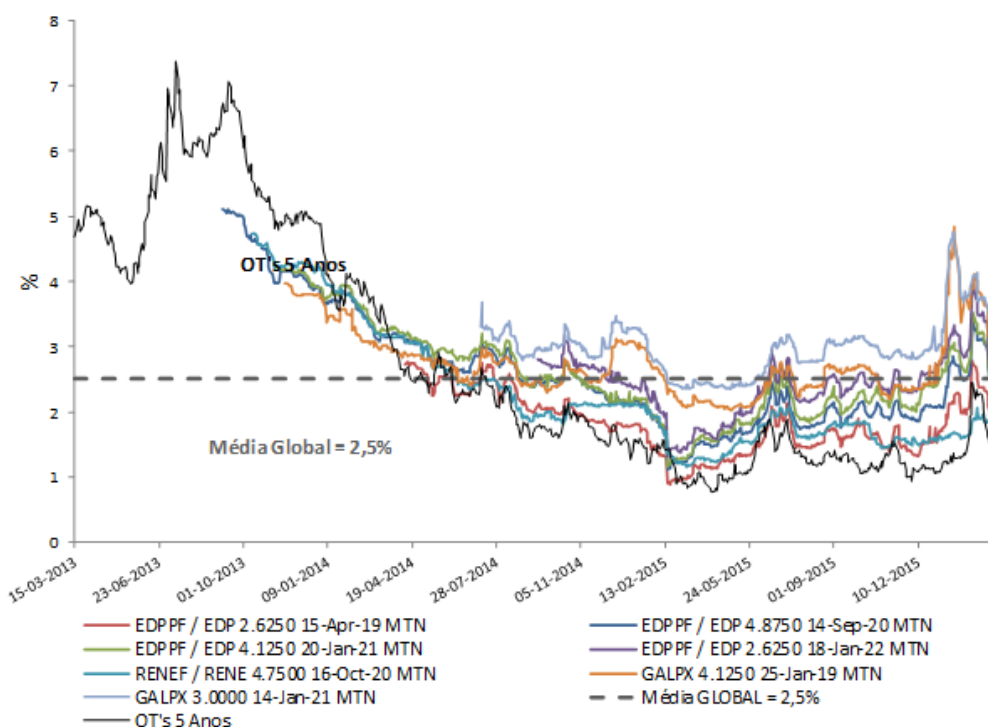


Fonte: ERSE, GALP, REN, EDP

Este custo deverá ter em conta os custos de financiamento do passado, os financiamentos que poderão ter de ser refinanciados, através de emissão e contratação de nova dívida presente e os custos de nova dívida nos próximos anos.

Na figura seguinte podemos observar a evolução das *yields* de diversas obrigações da GALP, da REN e da EDP.

Figura 5-17 - Evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP com maturidade entre 2019 e 2022 e das OTs a 5 anos

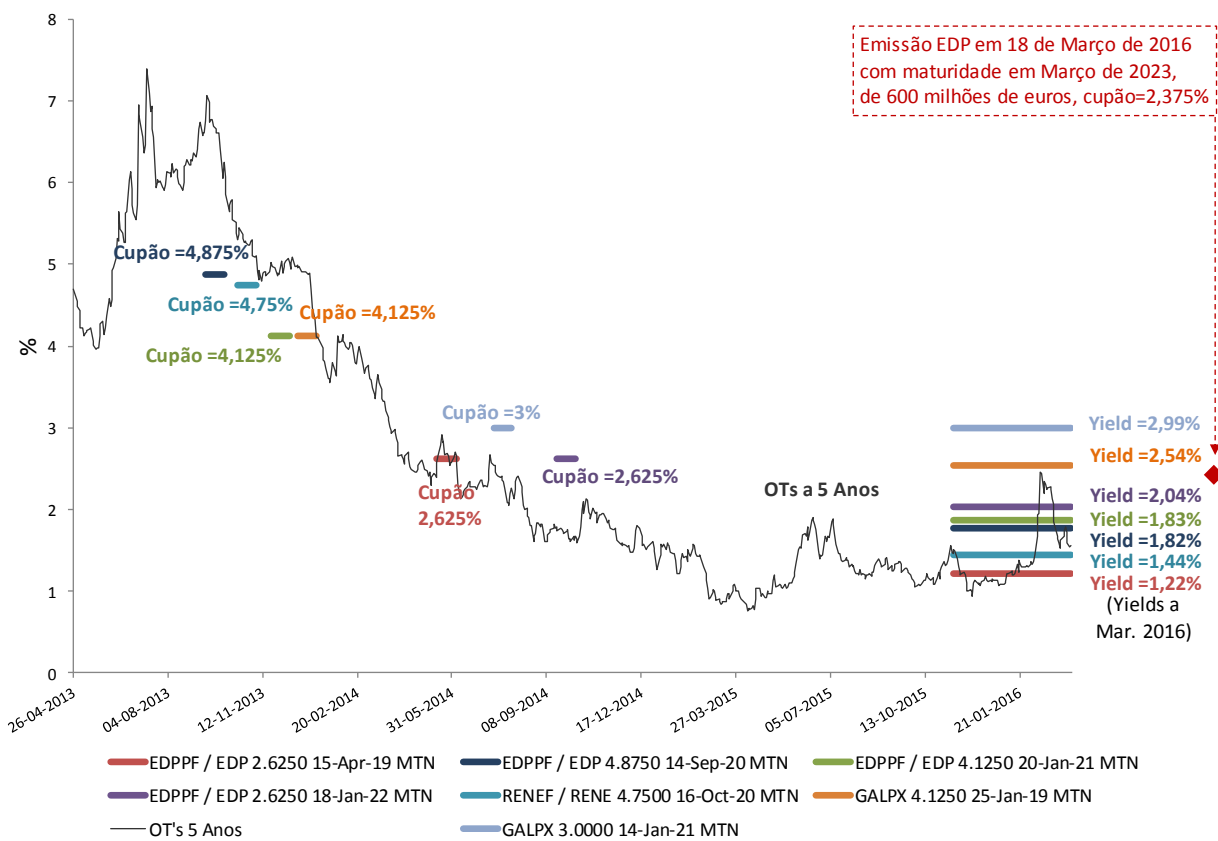


Fonte: ERSE, Reuters

À semelhança do que se observou em relação às OT, as *yields* das obrigações destas três empresas têm descido de forma acentuada nos últimos anos. Desde o final de 2014, tem-se observado uma estabilização da situação económico-financeira, com a consequente estabilização das taxas de juro. Assim, as *yields* das obrigações das empresas voltaram a registar um *spread* positivo em relação às OTs. Tal como se verificou nas OTs, no início deste ano estas *yields* reagiram em alta face a alguma incerteza política verificada em Portugal e às dúvidas em torno da execução orçamental futura.

Na Figura 5-18 pode-se observar o valor dos cupões das emissões de cupão fixo recentes e as *yields* em março de 2016 para essas mesmas emissões. A última emissão da EDP, de 600 milhões de euros e maturidade de 7 anos, foi em março de 2016 com cupão 2,375%. A *yield* mais baixa, em março de 2016, era a de uma emissão da EDP, de 650 milhões de euros, com maturidade em 2019, com uma *yield* de 1,22%.

Figura 5-18 - Emissões de dívida e yields de obrigações da GALP, da REN e da EDP



Fonte: ERSE, Reuters

O valor das *yields* seria, em teoria, o valor a que as empresas se conseguiriam financiar no mercado no presente para as maturidades e condições semelhantes às das obrigações respetivas.

5.7.1 PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

Um prémio de risco deve refletir a diferença entre o retorno esperado no horizonte temporal definido e o retorno verificado no final desse horizonte temporal. O risco da dívida reflete, assim, um risco específico da empresa: o risco de *default*. Este risco da dívida depende, nomeadamente, de 3 fatores: i) Capacidade de gerar *cash flows*, ii) valor relativo desses *cash flows* em relação às obrigações de pagamentos de juros e amortização de dívida e iii) volatilidade dos *cash flows*. A diferença entre a taxa de juro com risco e a taxa de juro sem risco é o risco de *default*.

Entende-se oportuno referir a diferença conceptual relativamente ao risco do capital próprio e ao risco da dívida. O risco do capital próprio refere-se aos *cash-flows* esperados, não prometidos ou sujeitos a obrigação. O risco da dívida é referente, não a *cash-flows* esperados, mas a *cash-flows* prometidos, sujeitos a pagamento obrigatório. Esta diferença justificou a aplicação de uma metodologia de cálculo para o custo do capital alheio distinta da aplicada para o custo do capital próprio (CAPM).

O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito na empresa. Assim, para esta metodologia é aplicada a seguinte fórmula:

$$R_d = R_f + DS \quad (12)$$

em que,

$$DS = \text{Default Spread} = PR_d = \text{Prémio de risco da dívida}$$

Ou seja,

$$R_d = R_f + PR_d \quad (13)$$

Deve ser salientado que a incerteza quanto à evolução futura dos custos de financiamento é acomodada de duas formas. Por um lado, a maturidade das emissões a médio e longo prazo das empresas, sendo superior ao período regulatório, reduz o risco de refinanciamento. Por outro lado, o risco de uma eventual alteração das condições de financiamento das empresas, por via de alterações do *rating* e dos riscos do país, encontra-se parcialmente absorvido através do mecanismo de indexação do custo de capital, que se mantém no presente período regulatório.

O mecanismo de indexação, que será desenvolvido mais adiante, acrescenta um efeito adicional de amortecimento de eventuais alterações adversas das condições de financiamento. Registe-se, igualmente, que a incerteza quanto à evolução futura da taxa de juro sem risco está, também, considerada por este mecanismo de indexação.

Tendo em conta, por um lado, o custo médio de financiamento das várias empresas que integram o setor do gás natural e, por outro, a evolução das *yields* das obrigações da GALP, da REN e da EDP, a ERSE entendeu definir um *spread* de 2,5% como prémio de risco da dívida.

Assim, o valor definido para o prémio de risco da dívida é o apresentado no quadro seguinte, onde se compara este valor com o definido no período anterior.

Quadro 5-8 - Prémio de risco da dívida

Variável	PR GN 2013-2014 a 2015-2016	PR SE 2015-2017	PR GN 2016-2017 a 2018-2019
Prémio de risco da dívida (PRd)	1,0%	2,0%	2,5%

Fonte: Reuters, Damodaran, ERSE

5.7.2 VALORES DEFINIDOS PARA O CUSTO DO CAPITAL ALHEIO PARA AS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO E PARA AS ATIVIDADES DE MÉDIA E BAIXA PRESSÃO

Assim, o valor definido para o custo da dívida é 4,23% resulta da aplicação da fórmula seguinte:

$$R_d = R_f + PR_d = 1,73\% + 2,50\% = 4,23\% \quad (14)$$

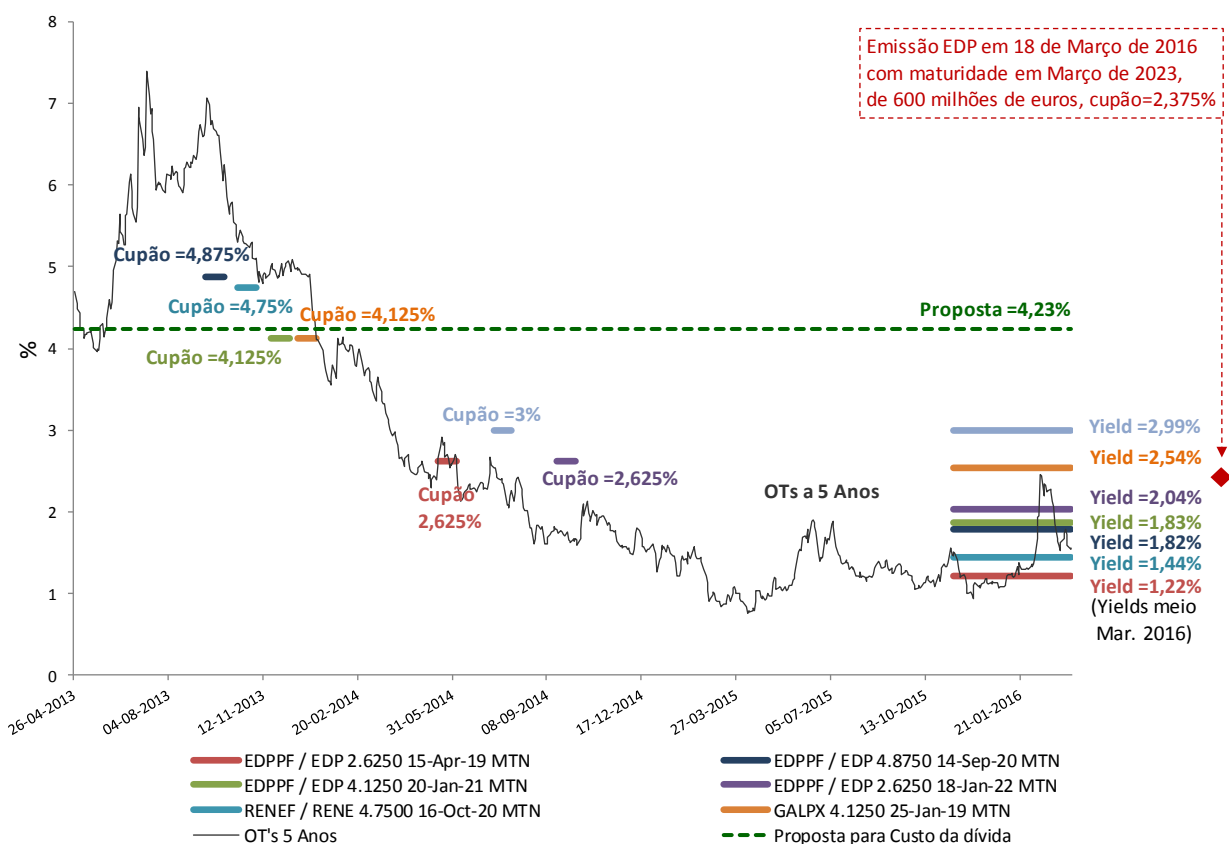
Quadro 5-9 - Custo do capital alheio

Variável	PR GN 2013-2014 a 2015-2016	PR SE 2015-2017	PR GN 2016-2017 a 2018-2019
Custo da dívida ($R_d=R_f+PR_d$)	5,9%	4,41%	4,23%

Fonte: Reuters, Damodaran, ERSE

Na figura abaixo, pode-se comparar o valor definido pela ERSE com os cupões das emissões recentes e as *yields* respetivas.

Figura 5-19 - Emissões recentes de dívida da GALP, REN e EDP e *yields* respetivas em março de 2016



Fonte: ERSE, Reuters

5.8 CUSTO DO CAPITAL MÉDIO PONDERADO PARA 2016

No quadro abaixo apresenta-se um resumo de todas as variáveis e metodologias para o atual período regulatório.

Quadro 5-10 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor de gás natural

Variável	Metodologia e parâmetros a utilizar para cálculo do custo do capital para o PR 2016-2017 a 2018-2019		
Gearing (G)	Valor teórico de 50%		
Imposto (T)	29,5%		
Taxa de juro sem risco (Rf)	1,73% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha, Finlândia, Áustria e Países Baixos)		
Prémio de risco da dívida (PRd)	2,50% (Tendo em conta o <i>Benchmark Spread</i> para <i>Utilities</i> com ratings semelhantes. Beta da dívida=0)		
Beta Ativo (β_A)	β_A médio Atividade de distribuição de GN β_A médio = 0,38		β_A médio Atividade de RAR de GNL, de TGN e AS de GN β_A médio = 0,36
	(Bottom-up Betas, beta do capital próprio ajustado= $2/3*Raw+1/3*1$ e Beta dívida=0)		
Prémio de risco de mercado (PRm)	[5,88%;6,28%]	=	[4,2%;4,6%] (tendo em conta valores CEER e <i>spread</i> histórico entre S&P e T Bonds) + 1,68% (Spread da média das <i>yields</i> das obrigações a 10 anos, desde 1999, entre Portugal e de Alemanha, Finlândia, Áustria, Países Baixos e França)

Fonte: ERSE, Reuters, GALP, REN, EDP, CEER

5.8.1 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro 5-11 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital para a atividade de distribuição de gás natural

		Atividade de Distribuição de Gás Natural	
		Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	1,73%	1,73%
Prémio de dívida	B	2,50%	2,50%
Custo da dívida antes de impostos	$C=A+B$	4,23%	4,23%
Custo da dívida depois de impostos	$D=Cx(1-J)$	2,98%	2,98%
Gearing (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	50,00%	50,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	4,20%	4,60%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,68%	1,68%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	$F = F' + F''$	5,88%	6,28%
Beta do capital próprio	G	0,61	0,68
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(FxG)$	5,34%	6,01%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	7,57%	8,53%
Taxa de imposto	J	29,50%	29,50%
Custo de capital antes de impostos	$K=(CxE)+(Ix[1-E])$	5,90%	6,38%
Valor proposto		6,20%	

Fonte: ERSE

5.8.2 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL E DE TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

Quadro 5-12 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo gás natural

		Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo Gás Natural	
		Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	1,73%	1,73%
Prémio de dívida	B	2,50%	2,50%
Custo da dívida antes de impostos	$C=A+B$	4,23%	4,23%
Custo da dívida depois de impostos	$D=Cx(1-J)$	2,98%	2,98%
Gearing (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	50,00%	50,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	4,20%	4,60%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,68%	1,68%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	$F = F' + F''$	5,88%	6,28%
Beta do capital próprio	G	0,58	0,63
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(FxG)$	5,14%	5,69%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	7,29%	8,07%
Taxa de imposto	J	29,50%	29,50%
Custo de capital antes de impostos	$K=(CxE)+(Ix[1-E])$	5,76%	6,15%
Valor proposto		5,90%	

Fonte: ERSE

5.9 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO

Tal como foi aplicado ao setor do gás natural no período regulatório 2013-2014 a 2015-2016 e ao setor elétrico no período regulatório 2015-2017, mantém-se para o período regulatório 2016-2017 a 2018-2019 um mecanismo que permite refletir nos *spreads* que compensam os riscos dos capitais próprio e alheio, a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas.

O valor base para o custo do capital que se apresentou no capítulo anterior incorpora expectativas para o futuro dos mercados, com base nos dados do passado recente. No entanto, consciente da, ainda presente, instabilidade no quadro económico-financeiro, não se pretende penalizar os agentes com base em

previsões incertas. Para este fim, atendendo a que o custo de capital deve ser “*forward-looking*”, foi dada continuidade ao implementado no período regulatório anterior, e também para o setor elétrico, desenvolvendo-se um mecanismo que permite refletir a evolução da conjuntura económica e financeira futura, e deste modo compensar os riscos dos capitais próprio e alheio.

Assim, os *spreads* que compensam os riscos do capital próprio e alheio serão atualizados com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, que constituem um indicador do patamar de risco a considerar para efeitos do custo de oportunidade do capital. Também a par do definido para o anterior período regulatório, e do que existe no setor elétrico, o mecanismo apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*).

Dada a atual volatilidade dos indicadores de mercado, tal como para as atividades reguladas do setor elétrico considerou-se, como referido anteriormente, adequado incluir um *cap* e *floor*. O mecanismo incorpora este efeito, uma vez que, a partir de um determinado valor das OT, é dado um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir. Considera-se que o *floor* representa uma situação normal de risco, onde a taxa de remuneração (RoR, do inglês *Rate of Return*) é inferior em cerca de 0,5 p.p. ao ponto inicial do mecanismo de indexação para as atividades de distribuição e para as atividades em alta pressão. O *cap* é estabelecido em 3,1 p.p. acima do valor de partida para a distribuição e para as atividades em alta pressão.

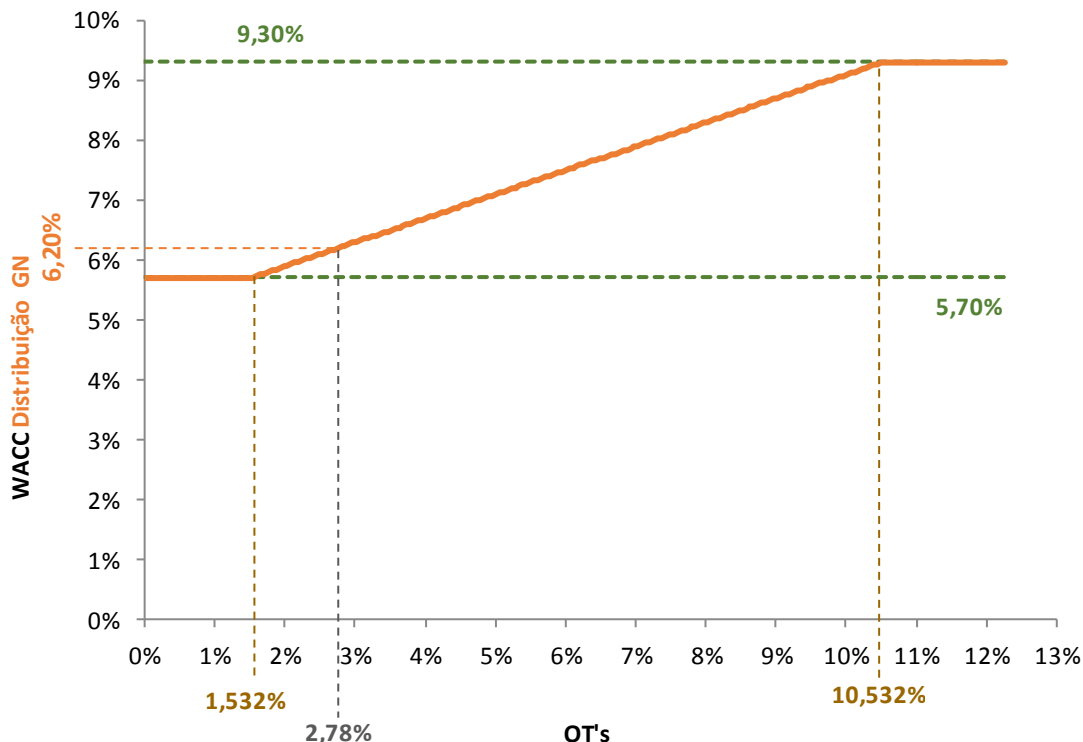
Assim, o RoR apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado.

5.9.1 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

- O CCMP é indexado à média das cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- Para efeitos de determinação do CCMP definitivo do ano civil *s*, será considerada a média do indexante entre 1 de janeiro e 31 de dezembro do ano *s*, sendo a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- O valor definitivo do CCMP é calculado em ano civil (*s*);
- A relação entra a variação das *yields* das OT e do CCMP é linear;
- O ponto de partida do indexante é 2,78%;
- Uma variação de 1% do CCMP tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor mínimo do CCMP é 5,70%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 1,532%;
- O valor máximo do CCMP é 9,30%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 10,532%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 1,532%, o RoR mantém-se em 5,70%;

- Para valores médios das *yields* das OT acima de 10,532%, o RoR mantém-se em 9,30%.

Figura 5-20 - Metodologia de indexação na média e baixa pressão do gás natural



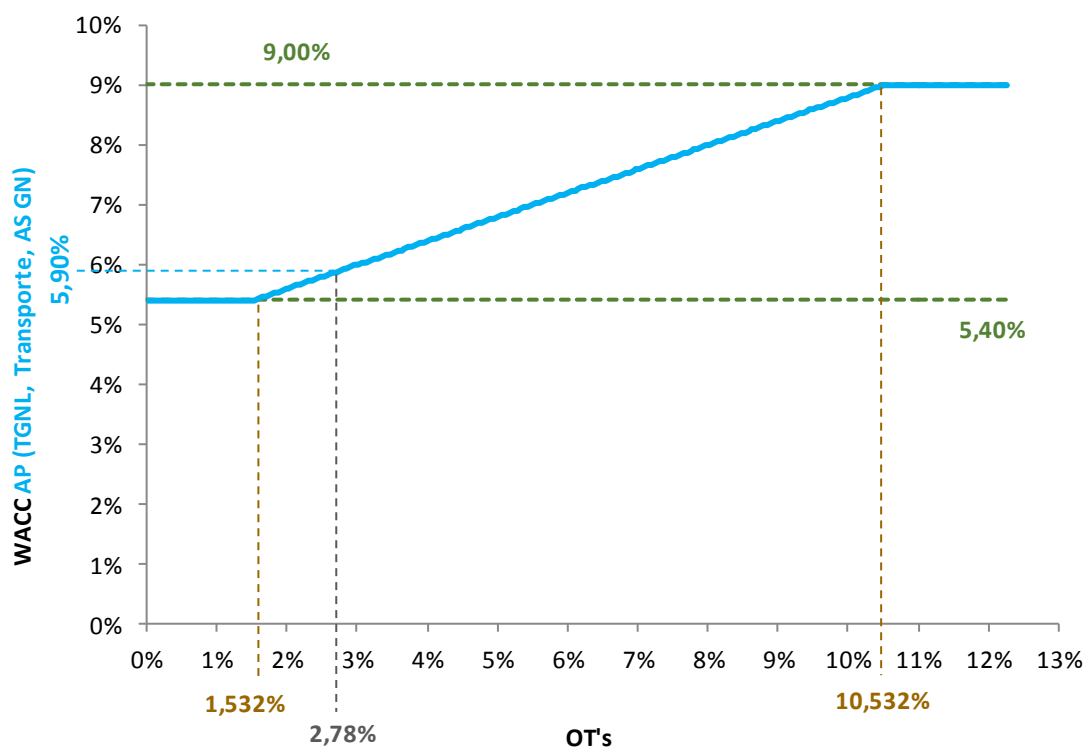
Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

5.9.2 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL E DE TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL

- O CCMP é indexado à média das cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- Para efeitos de determinação do CCMP definitivo do ano civil *s*, será considerada a média do indexante entre 1 de janeiro e 31 de dezembro do ano *s*, sendo a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- O valor definitivo do CCMP é calculado em ano civil (*s*);
- A relação entra a variação das *yields* das OT e do CCMP é linear;
- O ponto de partida do indexante é 2,78%;
- Uma variação de 1% do CCMP tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor mínimo do CCMP é 5,40%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 1,532%;

- O valor máximo do CCMP é 9,00%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 10,532%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 1,532%, o RoR mantém-se em 5,40%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 10,532%, o RoR mantém-se em 9,00%.

Figura 5-21 - Metodologia de indexação Metodologia de indexação na alta pressão do gás natural



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

6 RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA

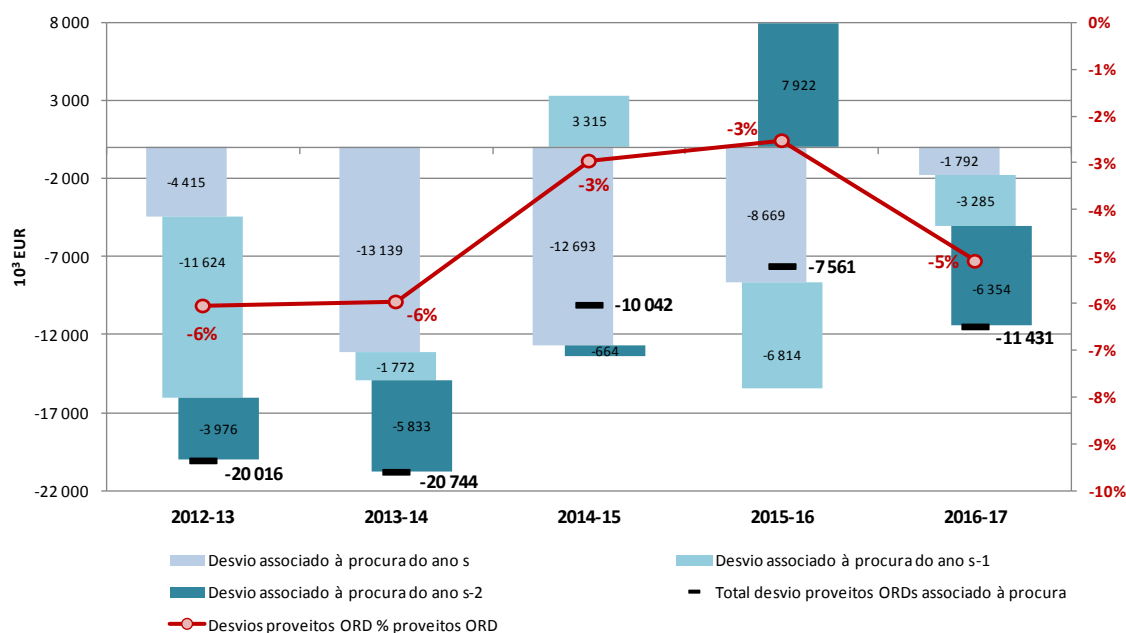
Na última revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, as metodologias de regulação aplicadas à atividade de Transporte de gás natural e à atividade de Distribuição de gás natural, passaram a incluir um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás natural, sempre que estes excedam um determinado limite. Este limite, bem como o período máximo de recuperação dos montantes diferidos, são parâmetros a fixar pela ERSE no início de cada período regulatório, conforme referido no Regulamento Tarifário.

Para a definição dos limites que levam à ativação do mecanismo de diferimento intertemporal a considerar no período regulatório que se inicia, analisou-se, nos termos da metodologia agora implementada, a evolução dos desvios de proveitos que estão associados à energia saída da rede de transporte e à energia entregue pelas redes de distribuição, desde o ano gás 2012-2013 até ao ano gás 2016-2017.

A figura seguinte ilustra a evolução do desvio associado ao total da energia entregue pelas redes de distribuição. Para um determinado ano gás t , este desvio inclui três componentes, correspondentes aos desvios associados à procura dos anos civis s e $s-1$, em virtude da alteração do cenário de procura da rede de distribuição entre os cálculos tarifários do ano gás $t-1$ e do ano gás t , sendo a terceira componente, associada à procura do ano civil $s-2$, em virtude da alteração do cenário de procura da rede de distribuição entre os cálculos tarifários do ano gás $t-2$ e do ano gás t .

Em cada uma destas componentes, consideraram-se os proveitos unitários da atividade de Distribuição de Gás natural, líquidos de ajustamentos, dos anos civis s , $s-1$ e $s-2$, tendo por referência o cálculo tarifário dos anos gás t , $t-1$ e $t-2$, respetivamente. A análise da formulação constante no Regulamento Tarifário permite complementar esta descrição.

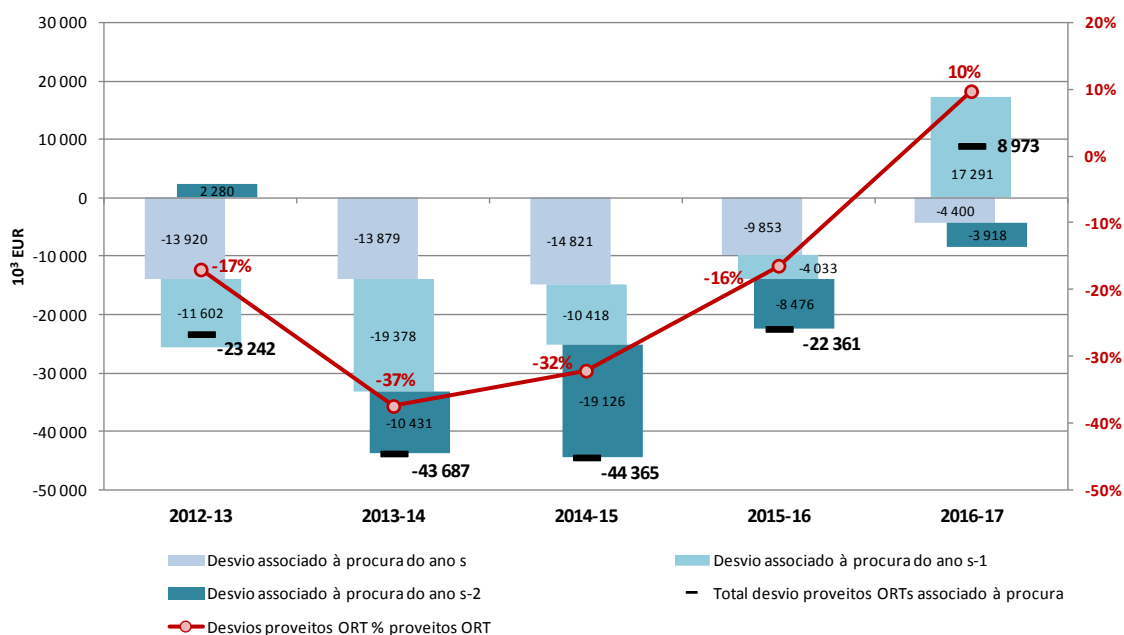
Figura 6-1 - Evolução dos desvios de proveitos da Distribuição de gás natural associados à energia entregue pela rede de distribuição



A figura seguinte ilustra o desvio associado à energia saída da rede de transporte. Para um determinado ano gás t, este desvio inclui três componentes, correspondentes aos desvios associados à procura dos anos civis s e s-1, em virtude da alteração do cenário de procura da rede de transporte entre os cálculos tarifários do ano gás t-1 e do ano gás t, sendo a terceira componente, associada à procura do ano civil s-2, em virtude da alteração do cenário de procura da rede de transporte entre os cálculos tarifários do ano gás t-2 e do ano gás t.

Em cada uma destas componentes, consideraram-se os proveitos unitários da atividade de transporte, líquidos de ajustamentos, dos anos civis s, s-1 e s-2, tendo por referência o cálculo tarifário dos anos gás t, t-1 e t-2, respetivamente. A análise da formulação constante do Regulamento Tarifário permite complementar esta descrição.

Figura 6-2 - Evolução dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás natural associados à energia saída da rede de transporte



Tendo em conta esta análise, a ERSE optou por definir para o período regulatório do ano gás 2016-2017 ao ano gás 2018-2019, um limite de 10% (K_s^{ORD}) para o acionamento do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de procura na rede de distribuição, assumindo como *driver* de procura a energia entregue pela rede de distribuição.

No que respeita à rede de transporte, a ERSE fixou o limite para o acionamento do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de procura em 20% (K_s^{ORT}), assumindo como *driver* de procura a energia saída da rede de transporte.