

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO
PARA O PERÍODO DE 2024 A 2027

Junho 2023

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	Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	5
2.2.1	Enquadramento.....	5
2.2.2	Caracterização da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	6
2.2.3	Definição dos parâmetros da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	10
2.2.3.1	Definição da base de custos	10
2.2.3.2	Definição dos indutores de custos.....	16
2.2.3.3	Definição da estrutura de gastos.....	18
2.2.3.4	Definição das metas de eficiência	22
2.2.3.5	Síntese dos parâmetros a vigorar no período de regulação 2024-2027	25
2.3	Atividade de Armazenamento Subterrâneo	27
2.3.1	Enquadramento.....	27
2.3.2	Caracterização da atividade de Armazenamento Subterrâneo	28
2.3.3	Definição dos parâmetros da atividade de Armazenamento Subterrâneo.....	31
2.3.3.1	Definição da base de custos	31
2.3.3.2	Definição dos indutores de custos.....	35
2.3.3.3	Definição da estrutura de gastos.....	37
2.3.3.4	Definição das metas de eficiência	37
2.3.3.5	Síntese dos parâmetros a vigorar no período de regulação 2024-2027	38
2.4	Atividades de Transporte de gás e de Gestão Técnica Global do SNG	39
2.4.1	Enquadramento.....	39
2.4.2	Caracterização das atividades de Transporte de gás e de Gestão Técnica Global do SNG.....	40
2.4.3	Definição dos parâmetros da atividade de Transporte de gás.....	43
2.4.3.1	Definição da base de custos	43
2.4.3.2	Definição dos indutores de custos.....	47
2.4.3.3	Definição da estrutura de gastos.....	49
2.4.3.4	Definição das metas de eficiência	49
2.4.3.5	Síntese dos parâmetros a vigorar no período de regulação 2024-2027	54
2.4.4	Definição dos parâmetros da atividade de Gestão Técnica Global do SNG	55
2.4.4.1	Definição da base de custos	55
2.4.4.2	Definição das metas de eficiência	59
2.4.4.3	Síntese dos parâmetros a vigorar no período de regulação 2024-2027	60
2.5	Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	60

2.5.1	Caracterização da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	60
2.5.2	Definição dos parâmetros.....	63
2.5.2.1	Definição da base de custos	63
2.5.2.2	Definição das metas de eficiência	66
2.5.2.3	Síntese dos parâmetros a vigorar no período de regulação 2024-2027	67
3	PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO	69
3.1	Enquadramento	69
3.2	Caracterização da distribuição de gás	70
3.3	Definição dos parâmetros da atividade de Distribuição de gás	94
3.3.1	Definição da base de custos	94
3.3.2	Definição dos indutores de custos.....	98
3.3.3	Definição da estrutura de gastos.....	103
3.3.4	Definição das metas de eficiência.....	106
3.3.5	Síntese dos Parâmetros a vigorar no Período de Regulação 2024-2027	120
3.4	Parâmetros Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos PDIRDG	122
4	PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO.....	125
4.1	Enquadramento	125
4.2	Caracterização da atividade de Comercialização de gás	126
4.2.1	Evolução do número de clientes	127
4.2.2	Desempenho dos operadores da atividade de Comercialização de último recurso.....	130
4.3	Definição dos parâmetros da atividade de Comercialização de gás.....	137
4.3.1	Definição da base de custos	139
4.3.2	Definição dos indutores de custos.....	143
4.3.3	Definição da estrutura de gastos.....	143
4.3.4	Definição das metas de eficiência.....	148
4.3.5	Síntese dos parâmetros a vigorar no período regulatório 2024 a 2027	150
4.4	Custos de referência da atividade de Comercialização de gás	152
4.4.1	Disposições gerais e regulamentares.....	152
4.4.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de energia	155
4.4.3	Metodologia e matriz dos custos de referência	163
5	CUSTO DE CAPITAL	171
5.1	Introdução.....	171
5.2	Evolução do contexto regulatório e económico	172
5.3	Metodologia.....	179
5.4	Definição das variáveis de cálculo do custo de capital.....	181
5.5	<i>Gearing</i>	184

5.6	Custo do capital próprio.....	187
5.6.1	Breve enquadramento teórico	187
5.6.2	Prémio de risco de mercado.....	188
5.6.3	Betas do capital próprio	194
5.6.4	Betas do ativo	197
5.6.4.1	Beta do ativo da atividade de Distribuição de gás.....	197
5.6.4.2	Beta do ativo da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte e Armazenamento Subterrâneo de gás.....	199
5.7	Custo do capital aleio	201
5.7.1	Prémio de risco da dívida.....	204
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.....	206
5.8	Custo do capital médio ponderado para 2024	207
5.9	Metodologia de Indexação.....	209
6	RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA....	213

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período de regulação 2020 a 2023	12
Quadro 2-2 - Base de custos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para 2024.....	16
Quadro 2-3 – Coeficiente de Correlação entre Gastos e Variáveis Físicas.....	17
Quadro 2-4 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período de Regulação	19
Quadro 2-5 - Preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP.....	22
Quadro 2-6 – Análise Descritiva (Valores Médios Harmonizados de 2017 a 2021)	23
Quadro 2-7 – Níveis de Eficiência	24
Quadro 2-8 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período de regulação 2024-2027.....	26
Quadro 2-9 - Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período de regulação 2020 a 2023	33
Quadro 2-10 - Base de custos da REN Armazenagem para 2024	35
Quadro 2-11 – Coeficiente de Correlação entre Gastos e Variáveis Físicas.....	36
Quadro 2-12 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período de Regulação	37
Quadro 2-13 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2024-2027	39
Quadro 2-14 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Transporte de gás no período de regulação 2020 a 2023.....	45
Quadro 2-15 - Base de custos da atividade de Transporte de gás da REN Gasodutos para 2024	47
Quadro 2-16 – Coeficiente de Correlação entre Gastos e Variáveis Físicas.....	48
Quadro 2-17 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período de Regulação	49
Quadro 2-18 - Formas de regulação e fatores de eficiência da atividade de Transporte aplicados pelos reguladores europeus	51
Quadro 2-19 – Análise Descritiva (Valores Médios Harmonizados de 2017 a 2021)	52
Quadro 2-20 – Níveis de Eficiência	53
Quadro 2-21 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Transporte de gás no período de regulação 2024 a 2027.....	54
Quadro 2-22 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Gestão Técnica Global do SNG no período de regulação 2020 a 2023	56
Quadro 2-23 - Base de custos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG para 2024	59
Quadro 2-24 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Gestão Técnica Global do SNG no período regulatório 2024 a 2027	60
Quadro 2-25 - Parcelas para a determinação do TOTEX da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador no período de regulação 2020 a 2023	63

Quadro 2-26 - Base de custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para 2024.....	66
Quadro 2-27 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador no período de regulação 2024 a 2027	67
Quadro 3-1 - Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN.....	70
Quadro 3-2 - Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2021.....	71
Quadro 3-3 - Indicadores Operacionais em 2021	83
Quadro 3-4 - Coeficiente de correlação entre indicadores em 2017 e 2021.....	88
Quadro 3-5 – Base de custos da atividade de Distribuição para 2024.....	97
Quadro 3-6 - Estatística descritiva das variáveis	99
Quadro 3-7 - Correlação entre OPEX e TOTEX e as variáveis físicas	100
Quadro 3-8 - Correlação entre as variáveis físicas	101
Quadro 3-9 – Teste VIF da Multicolinearidade	101
Quadro 3-10 – Resultados dos Modelos Econométricos	104
Quadro 3-11 - Componente dos custos que não varia diretamente com o nível de atividade.....	105
Quadro 3-12 - Componente dos custos que varia diretamente com o nível de atividade.....	106
Quadro 3-13 - Estatística descritiva das variáveis dos Grupos Portugueses	112
Quadro 3-14 - Estatística descritiva das variáveis da amostra Ibérica	113
Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica – Modelo 1.....	115
Quadro 3-16 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica – Modelo 2	116
Quadro 3-17 – Índice <i>Malmquist</i>	117
Quadro 3-18 – Grupos de metas de eficiência	118
Quadro 3-19 - Metas de eficiência aplicáveis aos gastos de exploração	118
Quadro 3-20 – Evolução Metas de eficiência	119
Quadro 3-21 - Parâmetros a aplicar no período regulatório 2024-2027 na atividade de Distribuição de gás.....	121
Quadro 3-22 - Resumo parâmetros IOPP.....	124
Quadro 4-1 - Parâmetros aplicados nos vários períodos de regulação.....	138
Quadro 4-2 – Definição dos proveitos teóricos para 2021	142
Quadro 4-3 - Resultados dos Modelos Paramétricos - Peso da Componente dos Gastos Fixos.....	145
Quadro 4-4 – Resultados dos Questionários - Peso da Componente dos Gastos Fixos.....	146
Quadro 4-5 – Peso dos FSE no OPEX Real.....	147
Quadro 4-6 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período de Regulação	148
Quadro 4-7 - Decomposição do Índice de <i>Malmquist</i>	149
Quadro 4-8 - Parâmetros a aplicar no período regulatório 2024-2027	150

Quadro 4-9 - Base de custos para 2024.....	151
Quadro 4-10 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2021.....	156
Quadro 4-11-Análise Descritiva da Amostra – Empresas / Grupos Económicos – 2013 a 2021.....	157
Quadro 4-12 – Análise descritiva por categoria de dimensão	159
Quadro 4-13 – Análise descritiva por setor de atividade.....	161
Quadro 4-14 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório	162
Quadro 4-15 -Testes ANOVA	163
Quadro 5-1 - Taxa de juro sem risco para o período 2024 a 2027.....	183
Quadro 5-2 - <i>Gearing</i> definido para o período 2024 a 2027.....	186
Quadro 5-3 - Rácio de endividamento definidos pelos reguladores europeus.....	187
Quadro 5-4 - Prémios de risco do mercado definidos pelos reguladores europeus.....	192
Quadro 5-5 - Prémio de risco de mercado para o período 2024 a 2027	193
Quadro 5-6 - Betas do ativo e do capital próprio dos grupos cotados para o período 2024 a 2027	197
Quadro 5-7 - Dados das empresas comparáveis consideradas.....	198
Quadro 5-8 - Betas do ativo e do capital próprio dos grupos cotados e betas do ativo das atividades reguladas para o período 2024 a 2027	201
Quadro 5-9 - Prémio de risco da dívida definido para o período 2024 a 2027	206
Quadro 5-10 - Custo do capital alheio definido para o período 2024 a 2027.....	206
Quadro 5-11 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor de gás definidas para o período 2024 a 2027	207
Quadro 5-12 - Custo de capital da atividade de Distribuição de gás e das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo gás.....	208
Quadro 5-13 - Custo de Capital do OLMC estimado para 2024.....	209

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução dos gastos líquidos de rendimentos da REN Atlântico (preços constantes de 2022).....	7
Figura 2-2 - Evolução dos indutores (GWh, MWh) e do valor unitário da eletricidade (€/MWh).....	8
Figura 2-3 - Evolução dos gastos da REN Atlântico por naturezas (preços constantes de 2022).....	8
Figura 2-4 - Gastos unitários da REN Atlântico em função da energia regaseificada (preços constantes de 2022)	9
Figura 2-5 - Gasto unitário da eletricidade por energia ativa (preços constantes de 2022)	10
Figura 2-6 – Rubricas consideradas na base de custos 2024	14
Figura 2-7 - Evolução dos gastos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, sem gastos com eletricidade (preços correntes).....	15

Figura 2-8 - Evolução da quantidade de GNL regaseificado e do consumo de energia ativa.....	16
Figura 2-9 – Evolução das parcelas fixa e variável dos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	19
Figura 2-10 – Estrutura de recuperação dos gastos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	20
Figura 2-11 – Evolução dos gastos com eletricidade da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	21
Figura 2-12 - Evolução dos gastos líquidos de rendimentos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2022).....	29
Figura 2-13 - Evolução dos gastos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2022).....	30
Figura 2-14 - Gastos unitários da atividade de Armazenamento Subterrâneo em função da energia extraída/injetada (preços constantes de 2022)	31
Figura 2-15 - Evolução dos gastos reais e dos rendimentos permitidos associados ao OPEX (preços correntes)	34
Figura 2-16 - Evolução da energia injetada/extraída	36
Figura 2-17 - Evolução dos gastos líquidos de rendimentos da atividade de Transporte de gás (preços constantes de 2022).....	41
Figura 2-18 - Evolução dos gastos da atividade de Transporte de gás por naturezas (preços constantes de 2022)	42
Figura 2-19 - Gastos unitários da atividade de Transporte de gás em função da capacidade utilizada na ótica comercial (preços constantes de 2022)	43
Figura 2-20 - Evolução dos gastos da atividade de Transporte de gás sem gastos de transporte de GNL por rodovia (preços correntes).....	46
Figura 2-21 - Evolução da capacidade utilizada na ótica comercial	47
Figura 2-22 - Evolução dos gastos líquidos de proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG (preços constantes de 2022).....	56
Figura 2-23 - Evolução dos gastos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG por naturezas (preços constantes de 2022).....	57
Figura 2-24 – Estrutura dos gastos aceites da atividade de Gestão Técnica Global do SNG por naturezas (preços constantes de 2022)	58
Figura 2-25 - Evolução dos gastos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços correntes)	59
Figura 2-26 - Ativos do OLMCA afetos ao setor do gás.....	64
Figura 2-27 - Gastos reais da atividade de OLMC do gás (preços constantes de 2022).....	65
Figura 2-28 - Evolução dos gastos reais e dos proveitos permitidos associados ao TOTEX (preços correntes)	66
Figura 3-1 - VAB da Indústria <i>per Capita</i> por Área de Concessão / Licença em 2021	72
Figura 3-2 - VAB da indústria estimado per capita e Gás distribuído por p.a. - 2021.....	73

Figura 3-3 - Evolução da distribuição de gás.....	74
Figura 3-4 - Evolução do peso de cada operadora no total do volume de gás distribuído	75
Figura 3-5 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária).....	76
Figura 3-6 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária) por empresa.....	76
Figura 3-7 - Evolução do número de pontos de abastecimento	77
Figura 3-8 - Evolução do número de pontos de abastecimento – por empresa.....	78
Figura 3-9 - Evolução da saturação da rede.....	78
Figura 3-10 - Saturação da Rede por Área de Concessão / Licença em 2021	79
Figura 3-11 - Gás distribuído por ponto de abastecimento	80
Figura 3-12 - Gás distribuído por Ponto de Abastecimento, por Área de Concessão / Licença em 2021.....	80
Figura 3-13 - Evolução do OPEX líquido – Concessionadas (preços constantes 2022).....	81
Figura 3-14 - Evolução do OPEX líquido – Licenciadas (preços constantes 2022).....	82
Figura 3-15 – Indicadores de desempenho em 2021.....	84
Figura 3-16 - Evolução do OPEX unitário por unidade distribuída - Concessionadas.....	85
Figura 3-17 - Evolução do OPEX unitário por unidade distribuída – Licenciadas	85
Figura 3-18 - Evolução do OPEX unitário por ponto de abastecimento - Concessionadas	86
Figura 3-19 - Evolução do OPEX unitário por ponto de abastecimento – Licenciadas.....	86
Figura 3-20 - Base de custos – resultado do <i>Price-Cap</i>	87
Figura 3-21 - Saturação das redes e gastos de exploração por ponto de abastecimento em 2021.....	89
Figura 3-22 - Maturidade de atividade operacional e gastos de exploração por volume de Gás distribuído em 2021.....	91
Figura 3-23 – Maturidade da atividade operacional e gastos de exploração por pontos de abastecimento em 2021	91
Figura 3-24 - Maturidade de atividade operacional e gastos de exploração por quilómetros de rede em 2021.....	92
Figura 3-25 - Gás distribuído por ponto de abastecimento e gastos de exploração por volume de Gás distribuído em 2021	93
Figura 3-26 – Rubricas consideradas na base de custos 2024	95
Figura 3-27 – Definição da base de custos para 2024.....	96
Figura 3-28 – Base de custos para 2024 e evolução do OPEX.....	98
Figura 4-1 - Evolução do número médio de clientes	128
Figura 4-2 - Número médio de clientes, por CURr	129
Figura 4-3 - Caracterização individual dos CURr (Preços constantes 2022).....	129
Figura 4-4 - Evolução dos proveitos permitidos nos 11 CURr (preços correntes).....	131
Figura 4-5 - Gastos unitários por cliente (11 CURr) (preços constantes 2022)	132

Figura 4-6 – Gastos por grupo económico (preços constantes de 2022).....	133
Figura 4-7 - Custos unitários por cliente, por grupo económico (preços constantes de 2022)	134
Figura 4-8 – Comparativo dos FSE e do nível de atividade	136
Figura 4-9 – Rubricas consideradas na base de custos 2024	140
Figura 4-10 – Definição da componente fixa e variável da Base de Custos em 2021	142
Figura 4-11 – Componente Fixa e Variável Para 2024	143
Figura 4-12- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE	155
Figura 4-13 – Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	159
Figura 4-14 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters 1 > 2 000 000 Clientes</i>	167
Figura 4-15- Análise DEA aplicada ao <i>Clusters 2 > 350 000 Clientes</i>	167
Figura 4-16- Análise DEA aplicada ao <i>Clusters 3 > 80 000 Clientes</i>	168
Figura 4-17-Análise DEA aplicada ao <i>Clusters 4 < 80 000 Clientes</i>	169
Figura 5-1 - <i>Yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa	174
Figura 5-2 - <i>Yields</i> das obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bunds).....	175
Figura 5-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	176
Figura 5-4 - <i>Yields</i> das obrigações soberanas de Portugal, Alemanha e Países Baixos 5 anos	177
Figura 5-5 - Inflação em Portugal e na Zona Euro.....	178
Figura 5-6 - <i>Yields</i> das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano.....	182
Figura 5-7 - <i>Gearing</i> ALLIANZ, EDP, GALP e REN	185
Figura 5-8 - Evolução do prémio de risco de mercado	190
Figura 5-9 - Betas dos ativos dos reguladores europeus	199
Figura 5-10 – Beta das atividades do Grupo REN.....	200
Figura 5-11 - Custo médio da dívida da EDP, GALP, Floene, REN, Sonorgás	202
Figura 5-12 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da ALLIANZ, EDP, GALP e da REN com maturidade entre 2025 e 2029 e das OT a 5 anos.....	203
Figura 5-13 - Metodologia de indexação nas atividades de média e baixa pressão do gás para o período 2024 a 2027.....	211
Figura 5-14 - Metodologia de indexação Metodologia de indexação nas atividades de alta pressão do gás para o período 2024 a 2027	212
Figura 6-1 - Evolução dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás associados à energia saída da rede de transporte.....	214
Figura 6-2 – Montantes diferidos e anuidades resultantes do mecanismo de diferimento dos desvios associados à procura de gás	215

1 INTRODUÇÃO

A regulação por incentivos pretende induzir as empresas a desenvolverem os processos mais eficientes e a tomarem as decisões economicamente mais racionais, com vista à diminuição dos gastos e à melhoria da qualidade dos seus processos, procurando deixar às empresas margens de decisão suficientes para a prossecução destes objetivos.

A duração do período de regulação de 4 anos determina a capacidade da ERSE adaptar a evolução do contexto em que as atividades reguladas se desenvolvem. Para este fim, a ERSE recorre às revisões das metodologias regulatórias plasmadas na regulamentação em vigor ou, no quadro das metodologias existentes, redefine 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.

É neste quadro conceptual que são definidos no presente documento os parâmetros de regulação a aplicar às atividades reguladas para o período de regulação 2024-2027, justificando as metodologias adotadas, bem como os valores definidos. Os principais¹ parâmetros definidos são as bases de custos para o ano de 2024, os indutores de custos e as metas de eficiência a aplicar nos anos 2025, 2026 e 2027 e o custo de capital.

Refira-se que os parâmetros definidos no presente documento materializam os objetivos plasmados na revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás colocada em discussão através da Consulta Pública n.º 114, designadamente assegurar a sustentabilidade económica das atividades reguladas do setor do gás, num contexto de descarbonização dos setores económicos e de transição energética.

¹ Decorrente da revisão do Regulamento Tarifário acima referido foi proposto o Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás, cujos parâmetros se encontram descritos no presente documento. Refira-se que este documento define ainda os custos de referência da atividade de comercialização, assim como os parâmetros do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura de gás na atividade de transporte de gás.

Os parâmetros são aplicados às empresas reguladas, nomeadamente, à REN Atlântico, S.A., à REN Armazenagem, S.A., à REN Gasodutos, S.A., à ADENE (na sua vertente de Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador do Setor do Gás), aos 11 Operadores da Atividade de Distribuição (Beiragás, S.A., Dianagás, S.A., Duriensegás, S.A., Medigás, S.A., Lisboaagás, S.A., Lusitaniagás, S.A., Paxgás, S.A., REN Portgás, S.A., Setgás, S.A., Sonorgás, S.A., Tagusgás, S.A.) e aos 11 Operadores da Atividade de Comercialização de Último Recurso Retalhista (Beiragás, S.A., Dianagás, S.A., Duriensegás, S.A., Medigás, S.A., Lisboaagás, S.A., Comercialização, S.A., Lusitaniagás Comercialização, S.A., Paxgás, S.A., EDP Gás Serviço Universal, S.A., Setgás, S.A., Sonorgás, S.A., e Tagusgás, S.A.)².

A definição dos parâmetros regulatórios foi precedida de uma avaliação do desempenho das empresas face às metas propostas no período de regulação que termina em 2023, realizada no documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás», tendo-se avaliado as diferenças entre os proveitos permitidos e os gastos reais das empresas, assim como a aderência entre os indutores³ de custos utilizados e a evolução dos gastos reais para determinação dos indutores mais adequados. Esta avaliação foi efetuada com especial incidência nos anos de 2020 e de 2021, os dois últimos anos em que as empresas apresentaram contas fechadas e auditadas, no seguimento da qual se procurou assegurar, com a redefinição dos parâmetros, uma partilha do desempenho económico por todos os agentes do setor.

A estrutura do documento e respetivos conteúdos são os seguintes:

- 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 de regulação anterior nas atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo, Transporte de gás e Gestão Técnica Global do SNG, assim como as consequentes redefinições dos parâmetros a aplicar no período de regulação 2024 a 2027, designadamente as bases e as estruturas de gastos e as metas de eficiência.

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

² Recorde-se que as atividades de distribuição e de comercialização de último recurso retalhista estão integradas nas empresas Beiragás, S.A., Dianagás, S.A., Duriensegás, S.A., Medigás, S.A., Paxgás, S.A., Sonorgás, S.A., e Tagusgás, S.A. nas respetivas áreas de concessão ou de licenciamento decorrente da determinação legal.

³ 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).

Na preparação do período de regulação que se inicia em 2024 é realizada uma análise detalhada dos resultados decorrentes da aplicação da metodologia do tipo *price cap*, tendo em conta as especificidades de cada empresa / grupo económico (9 dos 11 operadores estão integrados no mesmo grupo económico), ou seja, é avaliado o desempenho de cada empresa, em particular, e a evolução da atividade de Distribuição no seu todo. 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 econométricas com vista à definição dos parâmetros para o próximo período de regulação. Na definição dos parâmetros para a atividade de Distribuição de gás as bases e as estruturas de gastos foram revistas, assim como as metas de eficiência.

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

A definição de custos de referência para a atividade de Comercialização retalhista tem por objetivo, para além de dar cumprimento ao quadro legal vigente (artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020⁴, de 28 de agosto), i) definir uma base sustentada para cálculo dos proveitos a recuperar pelos CUR; ii) prestar informação útil à definição dos parâmetros para este período de regulação e iii) uma aproximação entre as abordagens regulatórias do setor do gás e do setor elétrico. Adicionalmente, foram estabelecidos os parâmetros regulatórios a aplicar para este período regulatório à atividade dos CURr, os quais servem de base ao cálculo dos proveitos permitidos destas empresas. Tendo em conta o atual quadro legislativo, que condicionará fortemente a atividade de Comercialização dos CURr, 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 gastos e das metas de eficiência a aplicar, de modo a incentivar o progressivo escalonamento da sua estrutura de gastos.

- 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

⁴ Na redação da Declaração de Retificação n.º 40-C/2020, de 27 de outubro.

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 incerteza financeira conduziu à manutenção do mecanismo de indexação das taxas de remuneração à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro.

2 PARÂMETROS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Para a definição dos parâmetros do presente período de regulação no setor do gás, a ERSE avaliou as metodologias de regulação e parâmetros definidos nos períodos de regulação dos anos de 2016 a 2023 aplicadas aos gastos de exploração das atividades reguladas, tendo mantido as metodologias aplicadas, com recalibração dos parâmetros aplicados nestes períodos de regulação.

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.. As atividades desenvolvidas por estas entidades são realizadas ao abrigo de contratos de concessão com a duração de 40 anos, celebrados com o Estado Português.

2.2 ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

2.2.1 ENQUADRAMENTO

O Terminal de GNL consiste no conjunto de infraestruturas destinadas à receção de navios metaneiros, armazenamento 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..

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

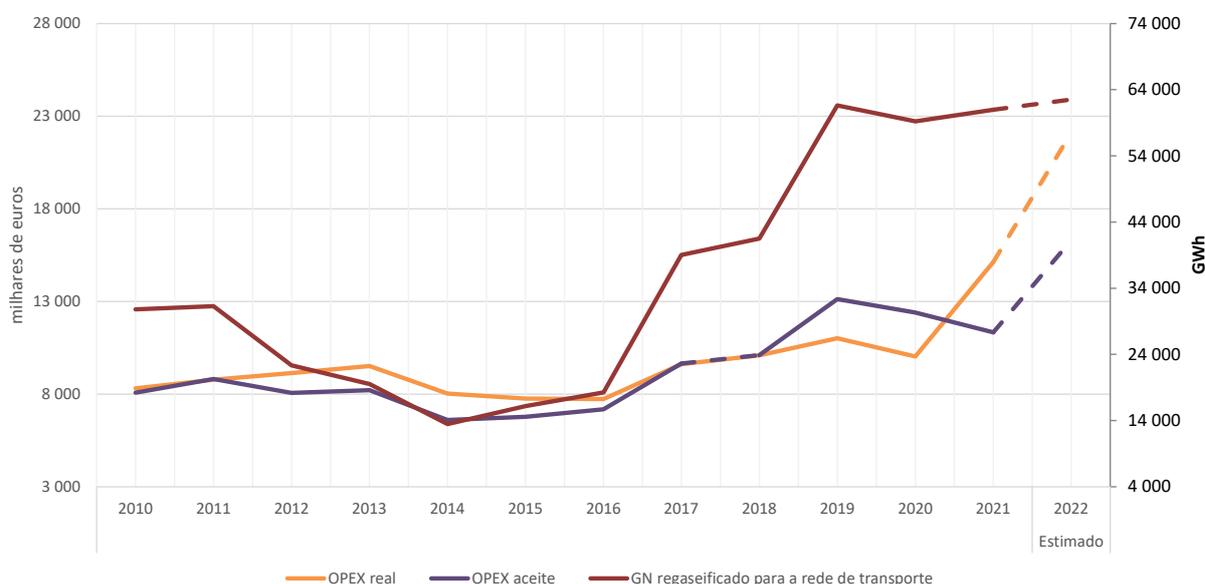
O Terminal de GNL tem sido um vetor importante do Sistema Nacional de Gás (SNG), tendo nos últimos anos uma importância crescente nas quantidades de gás natural entradas em território nacional. Refira-se que nos anos de 2020 e de 2021, o gás natural que entrou no sistema nacional de gás através do Terminal de GNL, representou 92% a 94%, do total do gás natural entrado em Portugal. Além disso, no que respeita à gestão técnica do SNG, 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 RNTG 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 vigorou até ao ano gás 2016-2017, altura em que ocorreu o final da aplicação do mecanismo de alisamento do custo com capital. Desde a entrada em exploração do terceiro tanque, não se verificaram investimentos significativos no Terminal de GNL. Ao longo de 2023 e do período de regulação 2024-2027 deverão ocorrer alguns investimentos mais significativos, como sejam a implementação de infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás natural entre navios, dando seguimento às orientações da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, bem como outros investimentos complementares, que deverão ascender a cerca de 15 milhões de euros (equipamento para *transshipment*, braços de descarga e 4ª baía de enchimento). Acresce ainda a necessidade da REN adquirir gás de enchimento para constituição do nível mínimo de existências no Terminal de GNL, investimento previsto para 2023 que ascende a cerca de 31 milhões de euros.

A Figura 2-1 apresenta a evolução dos gastos da empresa líquidos de rendimentos (OPEX real) para o período 2010 a 2021 e a estimativa para 2022. É também apresentada a evolução dos proveitos permitidos (OPEX aceite) até 2021, em sede de ajustamentos (valores reais até 2021 e a estimativa para 2022). Para melhor compreender a forte relação existente entre a regaseificação de energia no Terminal de GNL e os gastos de OPEX (na sua componente de gastos com a eletricidade), apresenta-se a evolução da energia regaseificada de 2008 a 2021 e a estimativa para 2022.

Figura 2-1 - Evolução dos gastos líquidos de rendimentos da REN Atlântico
(preços constantes de 2022)



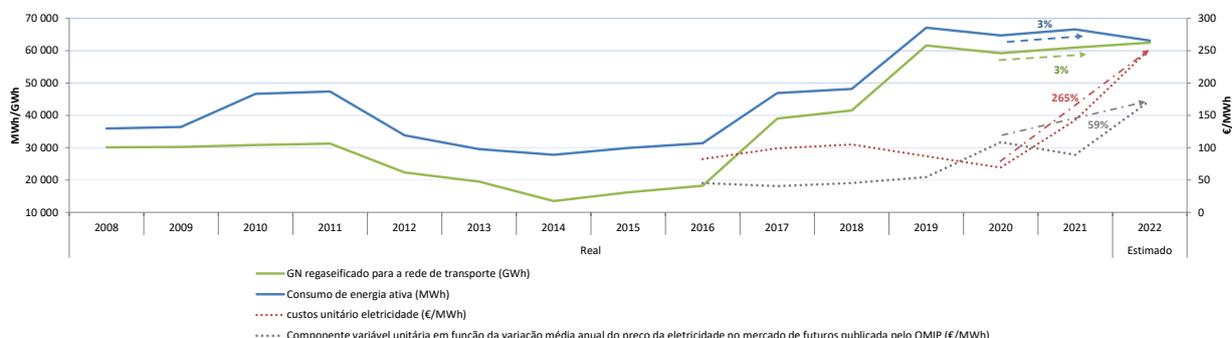
Fonte: ERSE – OPEX aceite e previsões GN regaseificado e REN – OPEX real – dados e valores reais GN regaseificado,

O diferencial entre OPEX real e o OPEX aceite ocorrido no período 2012 a 2016 deve-se a uma quebra da quantidade de energia regaseificada, tal como se pode observar na Figura 2-1, com implicação nos proveitos permitidos do operador do Terminal de GNL. Tal sucedeu porque, de acordo com a metodologia aplicada nos dois períodos de regulação compreendidos entre 2010-2011 e 2015-2016, entre 30% e 40% dos gastos aceites com OPEX⁵ estavam indexados às quantidades de gás regaseificado pelo Terminal de GNL. Entre 2017 e 2018, verificou-se uma aproximação entre o OPEX real e o OPEX aceite, que foi influenciada pelo crescimento observado nos indutores de custo, consumo de energia e quantidades de GN regaseificado, como se pode observar na Figura 2-2. Nos anos de 2019 e 2020 os gastos aceites ultrapassam os gastos reais, face ao grande crescimento ocorrido a partir de 2018 ao nível das quantidades de gás regaseificado. Em 2021 e 2022, não obstante as quantidades de gás regaseificado se manterem a um nível bastante elevado, os gastos aceites em 2021 e estimados aceitar em 2022 voltam a ser bastante inferiores aos gastos reais da empresa. Tal sucede pelo facto de a parcela dos gastos aceites que se encontra indexada à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP não ter acompanhado o crescimento dos gastos unitários da eletricidade incorridos pelo Terminal de GNL, tal como se apresenta na Figura 2-2. Com efeito, enquanto os gastos da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP, cresceram entre 2020 e 2022, 59%, os

⁵ Componente dos proveitos permitidos que está associada ao OPEX com a aplicação de uma metodologia do tipo *price cap-X*.

gastos reais unitários da eletricidade incorridos pelo Terminal de GNL cresceram, no mesmo período, cerca de 265%.

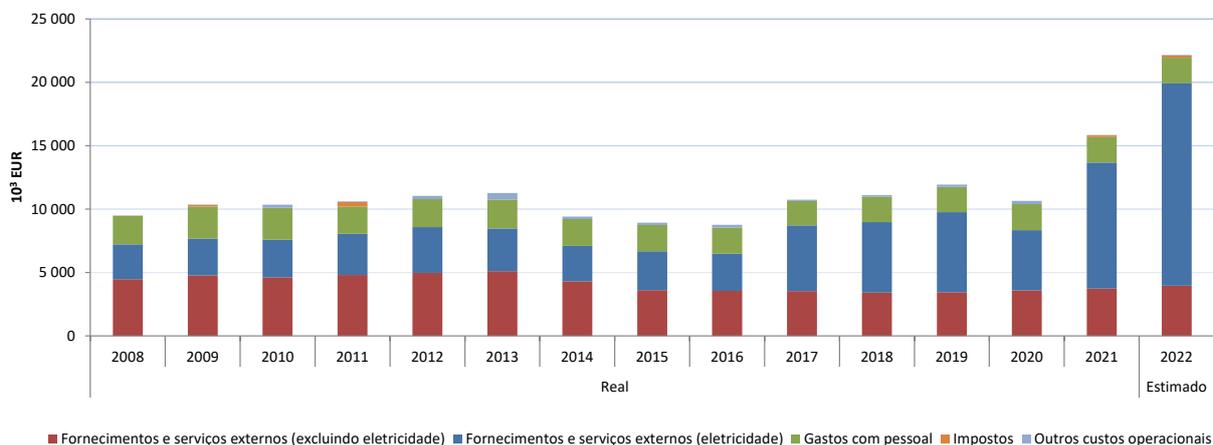
Figura 2-2 - Evolução dos indutores (GWh, MWh) e do valor unitário da eletricidade (€/MWh)



Fonte: ERSE – previsões de GN regaseificado, custos unitários de eletricidade e componente variável unitária em função do preço OMIP e REN – valores reais de GN regaseificado

A Figura 2-3 apresenta a evolução dos gastos com OPEX do Terminal de GNL, por naturezas, apresentados pela empresa, correspondendo a valores reais de 2008 a 2021 e estimados para 2022.

Figura 2-3 - Evolução dos gastos da REN Atlântico por naturezas (preços constantes de 2022)



Fonte: ERSE e REN

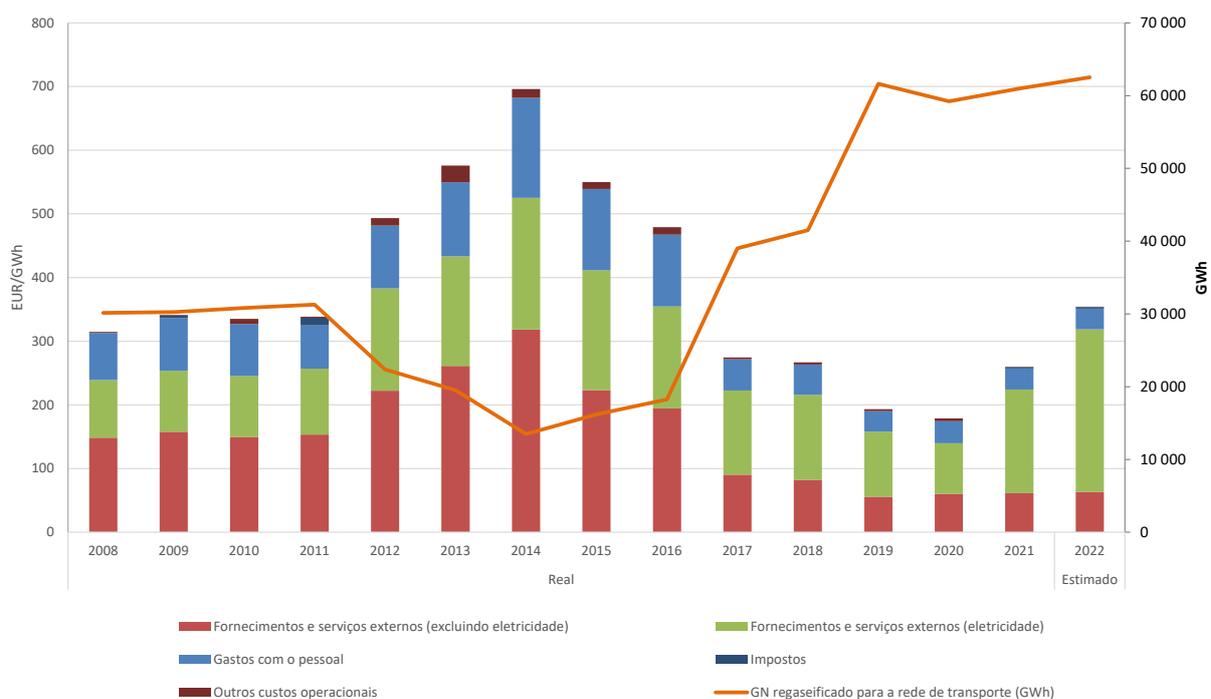
Verifica-se que a partir de 2017 um acréscimo dos gastos, por via do aumento dos custos com a eletricidade, facto que se acentuou significativamente no ocorrido nos anos de 2021 e na estimativa de 2022. Os gastos com a eletricidade estão relacionados em grande parte com as quantidades de GNL regaseificado, com os processos de recirculação de GNL nas instalações e com o custo unitário da

eletricidade (que conforme é visível na Figura 2-2 tem aumentado). Excluindo os gastos com a eletricidade, há uma relativa estabilidade de gastos, independentemente das oscilações das quantidades de gás natural injetado na rede de transporte, indiciando uma componente de gastos fixos elevada.

Assim, o principal gasto relaciona-se com a eletricidade consumida, que representou entre 2008 e 2016, em média 30% dos gastos totais reais com OPEX. Entre 2017 e 2022 (estimativa), esses gastos passam a representar cerca de 55% dos gastos totais com OPEX, tendo atingido em 2021 os 63% dos gastos reais.

A Figura 2-4 apresenta para o Terminal de GNL os gastos de OPEX em termos unitários, tendo em conta a quantidade de energia regaseificada (a preços constantes de 2022).

**Figura 2-4 - Gastos unitários da REN Atlântico em função da energia regaseificada
(preços constantes de 2022)**

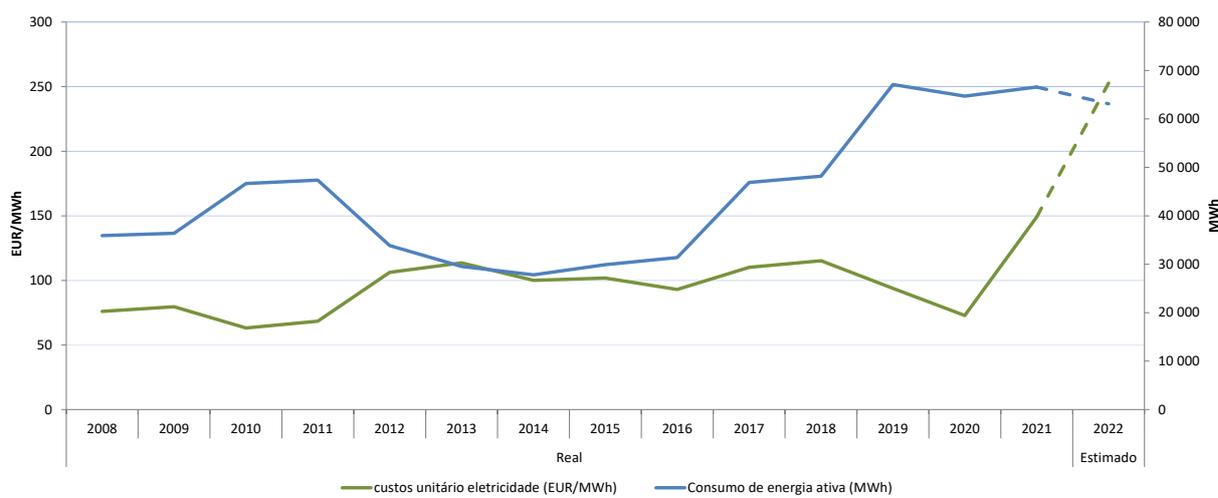


Fonte: ERSE e REN

Os gastos apresentados correspondem a valores reais de 2008 a 2021 e estimados para 2022 pela REN. Assiste-se a partir de 2015 à redução dos gastos unitários em função da energia regaseificada, facto que se acentuou entre 2017 e 2019 com o acréscimo significativo das quantidades de energia regaseificada, contribuindo para a estabilização dos gastos unitários. Com a estabilização em alta das quantidades de gás regaseificado, ocorrida a partir de 2019, e com o crescimento dos gastos com a eletricidade a partir de 2021, verificou-se a partir desse ano um crescimento dos gastos reais unitários.

Conforme referido, os gastos com a eletricidade são a principal natureza de gastos incorridos na atividade do Terminal de GNL. A Figura 2-5 apresenta o gasto unitário da eletricidade por energia regaseificada (a preços constantes de 2022) no Terminal de GNL, comparando-o com o consumo de energia (os valores apresentados para 2022 correspondem às estimativas da REN).

**Figura 2-5 - Gasto unitário da eletricidade por energia ativa
(preços constantes de 2022)**



Fonte: ERSE e REN

2.2.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

2.2.3.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

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

No primeiro período de regulação foi aplicado um mecanismo de alisamento do valor dos ativos fixos, 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 de regulação (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 do 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 regaseificado. A parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e as duas parcelas variáveis evoluíam anualmente em função de $IPIB_{s-1}-X$, com um fator de eficiência de 1% ao ano.

No segundo período de regulação procedeu-se à redução do período de alisamento do custo com capital, de 40 anos, para 10 anos. Esta alteração deveu-se essencialmente à dificuldade encontrada em efetuar previsões de investimento de evolução de quantidades para um período temporal tão longo.

No período de regulação 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% nesse período. 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 de regulação 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 período de regulação 2013-2014 a 2015-2016 considerou-se que a evolução do gasto com a energia não evoluía em função do IPIB, tendo subjacentes outros fatores de maior imprevisibilidade. Desta forma, a ERSE aplicou a evolução dos gastos 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 gastos de eletricidade, e os gastos com os acessos, aceites em base anual como *pass-through*.

No período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, os gastos com OPEX⁶ continuaram a ser recuperados através de uma parcela fixa que passou a representar 80% dos gastos, e de uma parcela variável, indexada à energia regaseificada no terminal de GNL, com um peso de 20% dos gastos. Neste período de regulação, os gastos com a eletricidade continuam a ser indexados à variação da média anual do preço de eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP. Para todas as parcelas de proveitos passou a aplicar-se um fator de eficiência de 2% ao ano. Uma alteração significativa, ocorrida no Terminal de GNL, neste período de regulação, foi o final da aplicação do mecanismo de alisamento do custo com capital, cujo último ano de aplicação foi o ano gás 2016-2017.

No período de regulação anterior (2020 a 2023)⁷, o apuramento anual do OPEX da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi efetuado de acordo com as componentes de gastos apresentadas no quadro que se segue.

Quadro 2-1 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período de regulação 2020 a 2023

		Peso das componentes	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ EUR)		80%	-	IPIB _{s-1} - X	2,0%
Parcela variável (EUR/MWh)	GN regaseificado para a rede de transporte (GWh)	20%	Energia regaseificada injetada na rede de transporte		
Custo com energia consumida (EUR/kWh)		100%	Consumo de energia ativa	Δ média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicada pelo OMIP - X	2,0%

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.

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 de regulação são aplicadas as metas de eficiência

⁶ 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)

⁷ No período de regulação anterior o início e fim de cada período de regulação passou a coincidir com o ano civil.

sobre esta base de custo, levando à sua diminuição, em termos reais, ao longo do período. No final do período de regulação, 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 gastos apresentado pelas empresas.

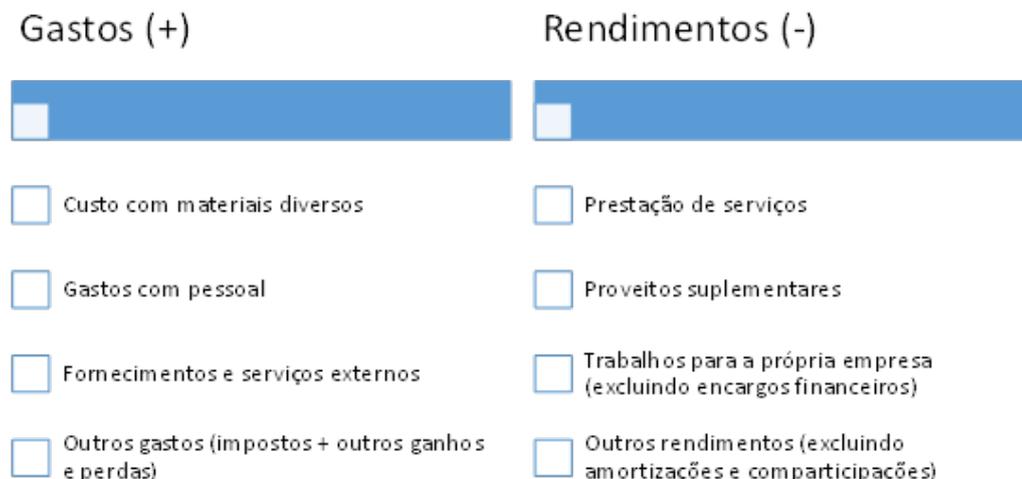
Tendo em conta o diferencial verificado entre gastos reais e proveitos permitidos associados ao OPEX (ver Figura 2-1) e face à análise e avaliação da evolução dos custos desta atividade, procedeu-se a uma revisão da base de custos, numa perspetiva de partilha de ganhos entre empresa e consumidores. O princípio geral da partilha, entre clientes e empresas, dos resultados alcançados por estas últimas face às metas definidas no passado pelo regulador, a ter em conta no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos regulatórios das atividades sujeitas a regulação por incentivos encontra-se consagrado na redação do Regulamento Tarifário em vigor.

A metodologia de definição da base de custos de 2024 para as atividades reguladas foi, de um modo geral, idêntica nas várias atividades de redes, variando unicamente, os indutores de custo aplicados para cálculo dos gastos unitários e para determinar a evolução da atividade.

Na definição da nova base de custos, para além da análise de desempenho das empresas é tida em conta a realidade económica que se prevê para os anos de aplicação dos novos parâmetros.

Outros aspetos a salientar são as rubricas de gastos e rendimentos que contribuem para o cálculo do OPEX líquido. Assim, para efeitos da definição da base de custos das atividades de alta pressão, consideraram-se as seguintes rubricas:

Figura 2-6 – Rubricas consideradas na base de custos 2024



Para a fixação de parâmetros da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para o período de regulação 2024-2027, a ERSE procedeu à análise da evolução dos gastos de exploração (OPEX) da atividade, tendo em conta as particularidades já mencionadas anteriormente⁸.

Para a definição da base de custos para 2024, e após a avaliação da evolução dos gastos reais das empresas, totais e unitários, e do *gap* existente entre os gastos reais e os gastos aceites, a ERSE decidiu seguir a seguinte metodologia na definição da base de custos:

- Considerar a partilha dos gastos reais e aceites dos anos de 2020 e 2021 com uma ponderação de 75% de gastos reais e 25% de gastos aceites (promovendo o princípio de partilha de ganhos consagrado no Regulamento Tarifário).
- Gastos unitários calculados com base na estrutura de custos teórica do atual período de regulação e na média das quantidades de gás natural regaseificado de 2020 e 2021. Foram consideradas as quantidades de 2020 e de 2021, ao contrário, do efetuado nas atividades de distribuição de gás e de comercialização em que se considera apenas quantidades de 2021, devido à grande volatilidade das quantidades que caracteriza as atividades em alta pressão.

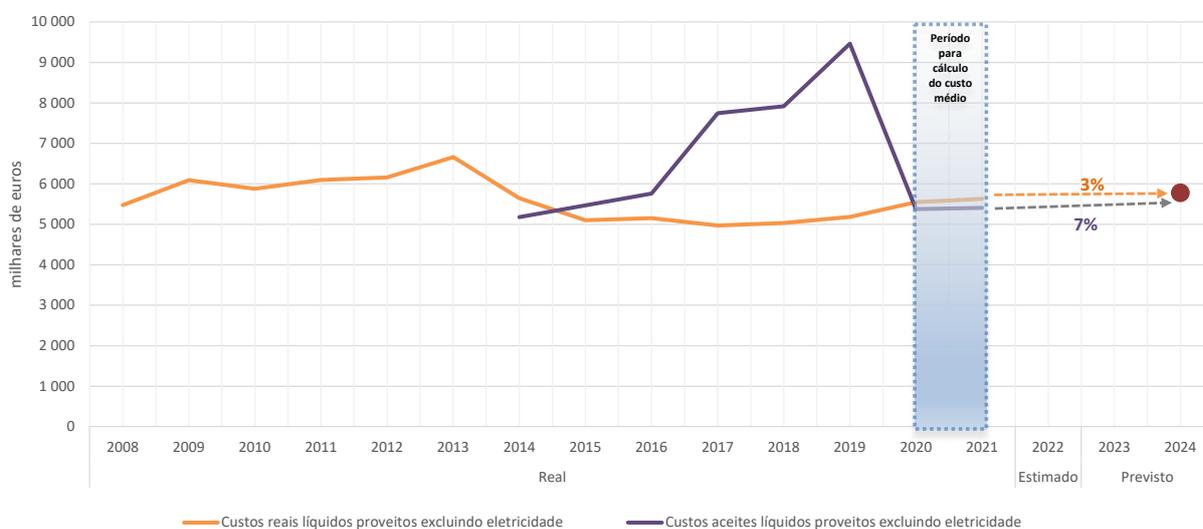
⁸ Primeiro período de regulação com OPEX por custos aceites e períodos de regulação seguintes com OPEX por incentivos.

- Transposição dos valores dos gastos unitários de 2021 para 2024 considerando-se a aplicação do fator de eficiência do atual período de regulação e o deflator do PIB previsto para cada ano.
- Gastos unitários previstos para 2024 aplicados às quantidades previstas para 2024 do indutor de custo da atividade, quantidade de energia regaseificada.

Dada a proximidade entre os gastos reais e aceites, nos anos de 2020 de 2021, a partilha de ganhos foi bastante reduzida, sendo o valor da base de custos para 2024, bastante próximo dos gastos reais e aceites, em 2021, último ano de contas reais auditadas.

A Figura 2-7 permite comparar a evolução dos gastos 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 gastos com eletricidade.

Figura 2-7 - Evolução dos gastos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, sem gastos com eletricidade (preços correntes)



Fonte: ERSE – custos aceites excluindo eletricidade e REN – custos reais excluindo eletricidade

O Quadro 2-2 apresenta a base de custos a considerar para o ano de 2024.

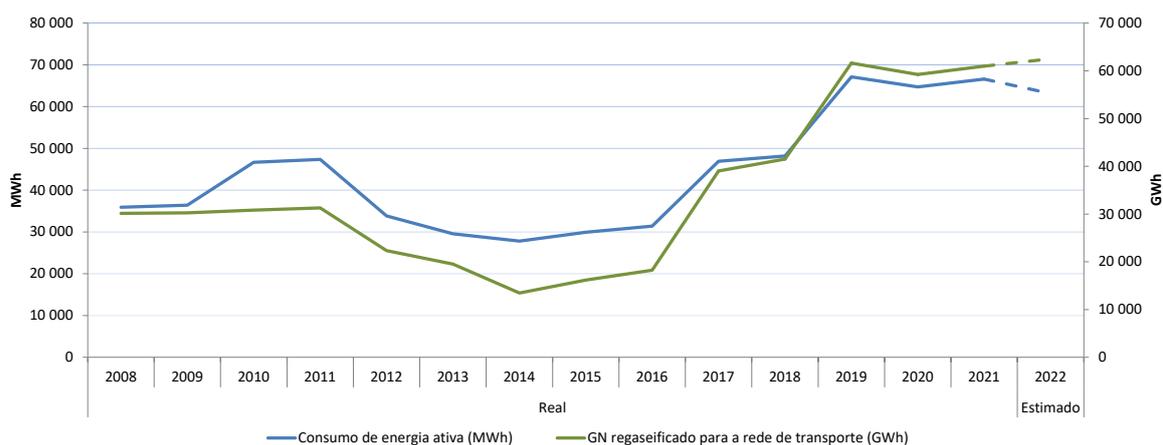
Quadro 2-2 - Base de custos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL para 2024

	2024
Parcela fixa (10 ³ EUR)	5 201
Componente variável unitária em função do GN regaseificado para a rede de transporte (EUR/MWh)	0,010782
Componente variável unitária em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado spot (EUR/kWh)	0,110447

2.2.3.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Os indutores de custo de natureza física utilizados no Terminal de GNL, no período de regulação compreendido entre o ano 2020 e o ano 2023 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 2022⁹ é apresentada na Figura 2-8.

Figura 2-8 - Evolução da quantidade de GNL regaseificado e do consumo de energia ativa



Fonte: GN regaseificado para a rede de transporte – dados ERSE e consumo de energia ativa - dados REN

⁹ Valores reais de 2008 a 2021 e valor estimado em 2022.

Em 2014 a quantidade de gás regaseificada verificou uma quebra acentuada devido 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 recuperação iniciada em 2016 também pode encontrar justificação no aumento de consumo de gás natural para produção de energia elétrica observada a partir daquele ano. Os últimos 3 anos com valores reais (2019 a 2021) registam os valores mais elevados de gás natural regaseificado ao longo de todo o período em análise perspetivando-se uma ligeira diminuição nos anos seguintes apesar de se manterem previsões de níveis elevados de gás natural regaseificado.

Tal como tem sido referido, as variáveis físicas associadas ao desenvolvimento da atividade não influenciam da mesma forma a evolução dos gastos, sendo que as variáveis que influenciam de um modo mais significativo os gastos são considerados indutores de custos. Estes correspondem às variáveis cuja evolução reflete-se diretamente no nível de gastos da empresa, desta forma os indutores de custo deverão refletir o ritmo de evolução da atividade das empresas. Assim, importa identificar as variáveis que apresentam uma forte correlação com o nível de gastos de exploração da atividade. O quadro seguinte apresenta o grau de correlação e respetivo teste (*Pearson*), entre um conjunto de variáveis físicas e os gastos incorridos na atividade do terminal incluindo e excluindo a componente de gastos com a eletricidade dada a volatilidade e relevância desta natureza de gastos.

Quadro 2-3 – Coeficiente de Correlação entre Gastos e Variáveis Físicas

	Custos Reais (incluindo Eletricidade)	Custos Reais (excluindo Eletricidade)	Gás Gaseificado	Consumo de Energia Ativa	Capacidade de Emissão (GWh)	Capacidade de Emissão (m ³)	Capacidade de Armazenagem (GWh)	Capacidade de Armazenagem
<i>Pearson's Correlation Coefficient</i>								
Custos Reais (incluindo Eletricidade)	1,000							
Custos Reais (excluindo Eletricidade)	-0,034 (0,901)	1,000						
Gás Gaseificado	0,766 (0,001***)	-0,272 (0,347)	1,000					
Consumo de Energia Ativa	0,698 (0,006***)	-0,226 (0,438)	0,979 (<0,0005***)	1,000				
Capacidade de Emissão (GWh)	0,339 (0,235)	-0,208 (0,475)	0,112 (0,703)	-0,038 (0,898)	1,000			
Capacidade de Emissão (m ³)	0,349 (0,222)	-0,240 (0,409)	0,133 (0,650)	-0,015 (-0,959)	0,944 (<0,0005***)	1,000		
Capacidade de Armazenagem (GWh)	0,362 (0,203)	-0,364 (0,201)	0,138 (0,639)	-0,052 (-0,861)	0,822 (<0,0005***)	0,822 (<0,0005***)	1,000	
Capacidade de Armazenagem (m ³)	0,36 (0,207)	-0,348 (0,223)	0,130 (0,659)	-0,060 (0,838)	0,822 (<0,0005***)	0,822 (<0,0005***)	1,000 (<0,0005***)	1,000

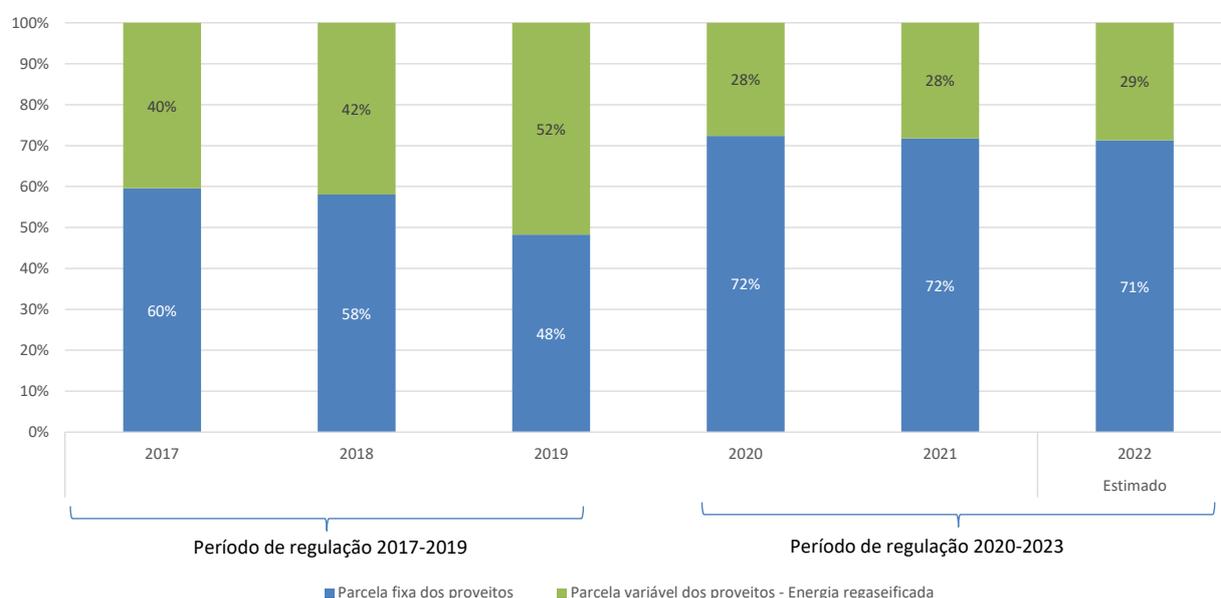
Da análise do quadro anterior observa-se uma correlação estatisticamente significativa entre as variáveis gás gaseificado e consumo de energia ativa com os gastos de exploração. Contudo, as variáveis físicas deixam de estar correlacionadas com os gastos de exploração quando estes não incluem os gastos com eletricidade. A correlação estatisticamente significativa entre o gás gaseificado e o consumo de energia ativa justifica-se pelas razões técnicas do processo, nomeadamente, o facto do processo de gaseificação implicar o consumo de energia. Estes resultados podem ser justificados com a natureza da estrutura de gastos da empresa analisada no ponto seguinte. No entanto, da análise anterior também se concluiu que a componente dos gastos de exploração, excluindo os gastos de energia, apresenta uma reduzida variação com o nível de atividade, assumindo uma natureza maioritariamente fixa. Desta forma, justifica-se que o peso da energia regaseificada e injetada na rede de transporte enquanto indutor seja ainda menor do que o considerado atualmente, face à natureza principalmente fixa dos gastos de exploração, que se revelou de forma mais clara no período de regulação que termina em 2023 (ver Quadro 2-2).

2.2.3.3 DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA DE GASTOS

Dado o acentuado crescimento da procura de gás natural ocorrida, primeiro em 2017, e, posteriormente, em 2019, as quantidades de energia regaseificada pelo Terminal de GNL apresentaram, conforme referido anteriormente, um crescimento muito significativo. Por este motivo, os pesos teóricos das parcelas fixa e variável dos proveitos¹⁰, nunca se verificaram, conforme é visível na Figura 2-9, sendo que o peso da parcela variável, que evolui em função das quantidades de gás regaseificado, foi ao longo do período superior ao previsto, representando em média 28% dos proveitos. Da análise efetuada na seção anterior verificou-se que apenas o gás gaseificado e o consumo de energia ativa apresentam uma correlação estatisticamente significativa com os gastos quando estes incluíam os gastos de eletricidade. Este resultado pode comprovar uma elevada correlação destes indutores com a componente de gastos de eletricidade e um elevado peso das componentes de gastos com uma natureza mais fixa nos restantes gastos de exploração.

¹⁰ Para o período de regulação 2020 a parcela fixa foi fixada em 80% e a parcela variável em 20%.

Figura 2-9 – Evolução das parcelas fixa e variável dos proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



Fonte: ERSE

Face ao exposto, justifica-se a calibração de cada componente de gasto, por forma a repor para 2024 uma repartição entre parcela fixa e variável mais próxima da realidade da atividade. Neste sentido, procede-se a uma alteração da estrutura de gastos atribuindo o peso de 90% para a componente fixa e o peso de 10% para a componente que varia em função da energia regaseificada, perspetivando-se que a estabilização do nível de utilização do Terminal de GNL, com quantidades de energia regaseificada ao nível das verificadas desde 2019, permita manter essa relação entre a parcela fixa a parcela variável.

No quadro seguinte apresenta-se a estrutura de gastos a vigorar na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

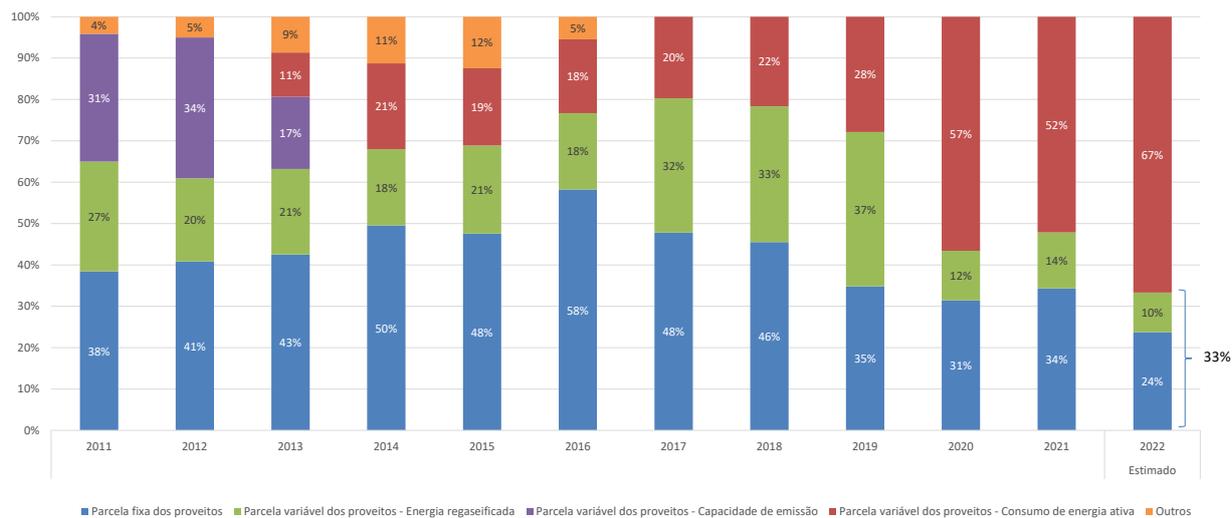
Quadro 2-4 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período de Regulação

Atividade	Gastos Fixos	Gastos Variáveis
Terminal	90%	10%

Tal como referido anteriormente, os gastos de eletricidade assumem uma componente importante nos gastos totais da atividade do Terminal de GNL, tendo crescido significativamente no ano de 2021, estimando-se a mesma tendência para 2022. Desde 2014, foi definido que uma parte dos gastos da atividade é recuperada pela parcela indexada ao consumo de energia ativa, no Terminal de GNL. Esta

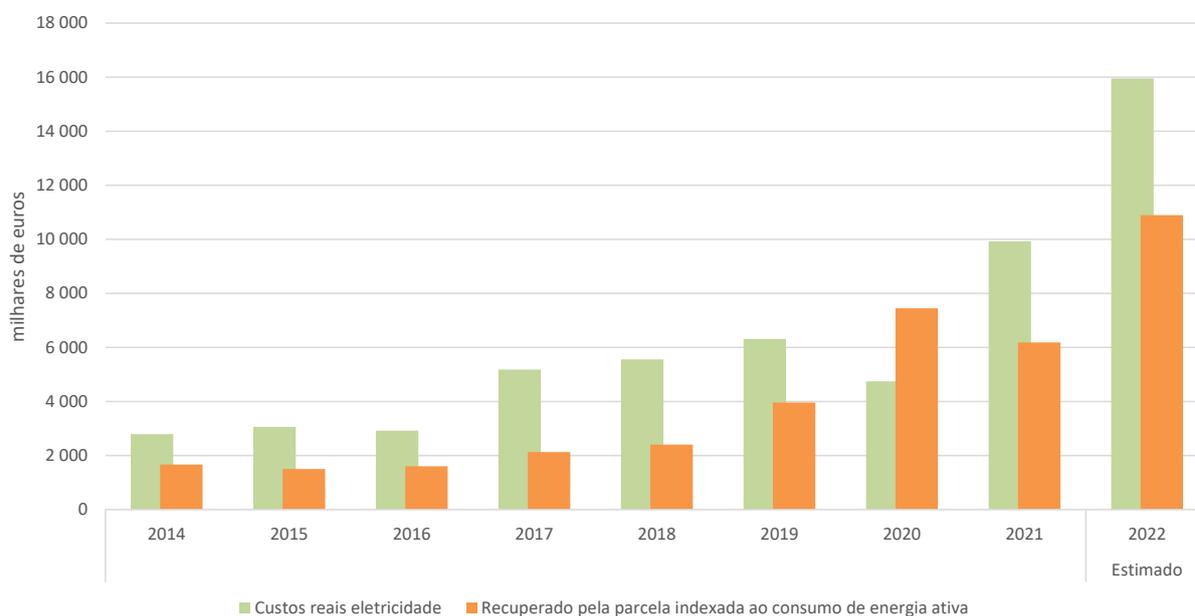
parcela evolui anualmente em função da variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP e um fator de eficiência, que nos períodos de regulação 2016-2017 a 2018-2019 e 2020 a 2023, foi de 2% ao ano. Tal é evidenciado na Figura 2-10 apresentada de seguida.

Figura 2-10 – Estrutura de recuperação dos gastos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



A Figura 2-11 permite observar que até 2021, com exceção do ano de 2020, apenas uma parte dos gastos com eletricidade estava a ser recuperada pela componente de gastos indexada ao consumo de energia ativa.

Figura 2-11 – Evolução dos gastos com eletricidade da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



Fonte: ERSE – valor recuperado pela parcela indexada ao consumo de energia ativa e REN – gastos reais com eletricidade

No período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, verificou-se que apenas 51% dos gastos com a eletricidade foram recuperados através da parcela indexada à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP. Para o período de regulação 2020-2023, prevê-se que 94% dos gastos totais com a eletricidade possam ser recuperados com base no consumo de energia ativa, reforçando essa componente de gastos em relação aos anteriores períodos de regulação. Nos anos de 2020 e de 2021, para os quais já se conhecem valores reais, 93% dos gastos com eletricidade foram recuperados na parcela indexada à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP. Para o período de regulação que se inicia em 2024, a ERSE após ponderar os comentários do Conselho Tarifário e da REN à proposta de tarifas para o ano gás 2023-2024 e de parâmetros para o período de regulação 2024 a 2027, decidiu alterar a sua proposta de metodologia para aceitação dos custos de eletricidade na atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Esta nova metodologia teve, em grande parte, em conta a proposta da REN, consistindo na indexação do preço da eletricidade à variação mensal do preço *spot*, acrescida de uma margem de comercialização. A metodologia difere do proposto pela REN pelo valor da margem de comercialização, de 3%, e por aplicar um fator de eficiência, de 1%, a contar a partir do segundo ano do período de regulação e por fixar um intervalo para aceitação dos custos com a eletricidade, sob a forma de um *cap* e de um *floor*. Este intervalo visa limitar a obtenção de ganhos ou de perdas supranormais e, deste modo, mitigar as incertezas associadas a esta nova metodologia. Neste sentido, o montante do custo aceite determinado por este

procedimento estará limitado ao seguinte intervalo de valor [Custo Real x 0,90; Custo real x 1,10]. Para a fixação do valor do valor base de 2024 procedeu-se à indexação do custo da eletricidade para 2024 ao preço da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP previsto para dezembro de 2023, que consta do seguinte quadro.

Quadro 2-5 - Preço médio da eletricidade no mercado de futuros publicado pelo OMIP

Entrega em:	Preço médio (EUR/MWh)	Variação anual
2020	56,843	-4,2%
2021	47,690	-16,1%
2022	93,473	96,0%
2023	177,201	89,6%
2024	107,231	-39,5%

Ao valor previsto de 107,231 EUR/MWh acresce uma margem de comercialização de 3%, resultando num valor base para 2024 de 110,447 EUR/MWh.

2.2.3.4 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

As atividades reguladas do setor do gás, em particular, as atividades associadas a infraestruturas, caracterizam-se pela existência de monopólios naturais devido aos atributos específicos destas atividades. Uma regulação eficaz da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL pode melhorar a eficiência de gastos. Contudo, uma regulação baseada apenas no preço do "custo do serviço" tende a não incentivar os operadores desta atividade a minimizar gastos. Sem uma forma de regulação por incentivos, as empresas em situação de monopólio sem serem reguladas tenderão, naturalmente, a utilizar o seu poder de mercado e a fixar preços acima do gasto mínimo resultando em ineficiências para o sistema. Esta abordagem regulamentar baseada em incentivos tem sido amplamente aplicada e pode incluir incentivos dinâmicos que envolvam a definição de metas de eficiência ao longo de um período definido. Este processo de fixação de metas para as empresas reguladas envolve o grande desafio de responder às seguintes questões: o que são gastos razoáveis e qual é um nível-alvo razoável para os gastos? Para responder a estas questões, os reguladores têm considerado a análise de *benchmark* como um método para avaliar o potencial de eficiência em que o nível de eficiência dos *peers* é comparado entre si, ajudando a definir metas de eficiência.

No entanto, o exercício de encontrar empresas semelhantes que possam ser classificados como *peers* é extremamente difícil. Esta complexidade é ainda mais evidente na atividade de receção, armazenamento

e regaseificação de GNL pelo número reduzido de operadores e por cada instalação apresentar características muito distintas. Com o objetivo de mitigar esta dificuldade, para o presente estudo, a ERSE e a Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) realizaram um processo colaborativo de partilha de informação económica e física dos operadores das infraestruturas de gás de ambos os países. No caso atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL identificou-se quatro operadores / infraestruturas espanholas para a realização do exercício de *benchmarking* considerando os dados económicos e físicos do período de 2017 a 2021. Por razões de confidencialidade dos dados, não se apresenta a respetiva identificação das empresas ou infraestruturas congéneres da REN Atlântico. Por forma a permitir uma adequada comparabilidade dos dados, os dados económicos foram harmonizados por via da paridade do poder de compra dos dois países, bem como, analisados a preços constantes por via do deflator dos respetivos países.

O quadro seguinte apresenta uma breve análise descritiva dos dados relativos a estes operadores.

Quadro 2-6 – Análise Descritiva (Valores Médios Harmonizados de 2017 a 2021)

Operador	OPEX (10³ €)	Gás Gaseificado (GWh)
Operador ES 01	20 125	16 680
Operador ES 02	14 652	16 210
Operador ES 03	100 052	112 802
Operador ES 04	20 249	45 406
REN Atlântico	13 305	52 472

METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA E RESULTADOS

As características da amostra e a revisão da literatura científica sustentam a decisão de se recorrer a uma metodologia não paramétrica para estimar os níveis de eficiência das empresas, em particular, a metodologia DEA. Recorde-se que esta metodologia é baseada na programação linear matemática, que procura calcular a eficiência numa empresa relativamente às empresas que são consideradas mais eficientes na utilização dos seus *inputs* e que, deste modo, definem a fronteira de gastos eficientes da população analisada. Estes modelos podem ser orientados para os *outputs*, procurando maximizar o vetor de *output* para uma determinada quantidade de *input* (*output-oriented*), enquanto os modelos orientados para os *inputs* minimizam os *inputs* para uma determinada quantidade de *output* (*input-oriented*). No caso concreto da presente análise da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, o nível do *output* (energia gaseificada) está definido e observado, interessando minimizar os *inputs* (gastos de exploração) que permitem satisfazer as necessidades de realização desse *output*. Este facto leva à utilização da abordagem *input-oriented*.

Tal como refere Hirschhausen et al. (2006), na metodologia DEA faz sentido considerar rendimentos variáveis à escala no caso em que as empresas não são livres para decidir sobre a sua dimensão, sendo a abordagem de rendimentos constante mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa. No quadro seguinte apresenta-se os resultados dos níveis de eficiência obtidos em cada uma das abordagens do DEA, bem como, o posicionamento da REN Atlântico relativamente aos seus *peers*.

Quadro 2-7 – Níveis de Eficiência

Empresas	Ano	CRS_TE	Empresas	Ano	VRS_TE
Operador ES 01	2018	0,02	Operador ES 01	2017	0,49
Operador ES 01	2017	0,16	Operador ES 04	2021	0,52
Operador ES 02	2017	0,17	Operador ES 01	2021	0,56
Operador ES 02	2018	0,17	Operador ES 04	2018	0,58
Operador ES 02	2019	0,18	Operador ES 03	2021	0,58
Operador ES 03	2021	0,19	Operador ES 01	2020	0,62
Operador ES 01	2020	0,19	Operador ES 04	2020	0,62
Operador ES 03	2018	0,21	Operador ES 01	2018	0,63
Operador ES 01	2021	0,21	Operador ES 04	2017	0,64
Operador ES 03	2017	0,23	Operador ES 03	2018	0,64
Operador ES 01	2019	0,25	Operador ES 01	2019	0,65
Operador ES 03	2020	0,25	Operador ES 04	2019	0,70
Operador ES 03	2019	0,26	REN Atlântico	2021	0,72
Operador ES 02	2020	0,28	Operador ES 02	2021	0,73
Operador ES 02	2021	0,29	Operador ES 02	2020	0,78
Operador ES 04	2018	0,31	Operador ES 03	2017	0,79
Operador ES 04	2017	0,32	Operador ES 02	2019	0,79
Operador ES 04	2021	0,41	Operador ES 02	2017	0,86
Operador ES 04	2019	0,60	Operador ES 02	2018	0,87
Operador ES 04	2020	0,61	Operador ES 03	2020	0,94
REN Atlântico	2017	0,67	REN Atlântico	2018	0,97
REN Atlântico	2018	0,69	REN Atlântico	2017	1,00
REN Atlântico	2021	0,69	REN Atlântico	2019	1,00
REN Atlântico	2019	0,94	REN Atlântico	2020	1,00
REN Atlântico	2020	1,00	Operador ES 03	2019	1,00

Além da análise dos resultados obtidos com a metodologia DEA, o procedimento de definição da meta de eficiência teve ainda em conta os seguintes fatores:

- Análise da evolução dos gastos da atividade.
- Ajuste da base de custos para uma maior aproximação dos gastos aceites aos gastos reais.
- Necessidade de eventual adaptação da estrutura de gastos.
- Alteração da estrutura de gastos assumindo o peso de 90% para os gastos fixos.

Tendo em conta as análises dos resultados dos níveis de eficiência, a evolução dos gastos e dos proveitos permitidos associados ao OPEX, nomeadamente, a aproximação entre os gastos reais e aceites da atividade, entendeu-se reduzir a meta de eficiência, aplicada à componente fixa e à parcela variável em função da energia regaseificada, para 1,5% ao ano. Esta meta de eficiência corresponde aos incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,5% para as infraestruturas de rede, conforme descrito no ponto 3.3.4. Na componente energia, será aplicado um fator de eficiência de 1% ao ano, com vista a incentivar a empresa a uma maior eficiência na negociação e contratação de fornecimento de energia elétrica. Esta meta de eficiência corresponde aos incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,0% para a atividade de comercialização, conforme descrito no capítulo 4.3.4. Esta opção justifica-se por a componente de gastos de energia ser determinada pela capacidade de negociação da REN Atlântico com os comercializadores de energia.

2.2.3.5 SÍNTESE DOS PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

O quadro seguinte 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 de regulação 2024 a 2027.

Quadro 2-8 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL no período de regulação 2024-2027

	Peso das componentes	Base de custos em 2024	Driver de custo	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ EUR)	90%	5 201	-	IPIB _{s-1} - X	1,5%
Parcela variável (EUR/MWh)	GN regaseificado para a rede de transporte (GWh)	10%	0,010782		
Custo com energia consumida (EUR/kWh)	-	0,110447	Consumo de energia ativa	Δ média anual do preço da eletricidade no mercado spot - X. O custo aceite está limitado ao seguinte intervalo de variação: [Custo real x 0,90 ; Custo real x 1,10]	1,0%

Nota – ⁽¹⁾ Face à inexistência de informação que permitisse à ERSE separar os custos entre a energia propriamente dita e os custos com as componentes de acessos, mecanismo ibérico, impostos e taxas, que passam a ser aceites como um *pass-through*, o valor apresentado inclui a totalidade dos custos para as várias componentes. Este valor será corrigido quando a ERSE obter a informação que permita efetuar essa segregação e para tal, será solicitada à REN informação detalhada dos custos.

Refira-se que a evolução da base de custos de 2024 para os anos civis seguintes, 2025 a 2027, é efetuada de acordo com a seguinte expressão na componente fixa e na componente variável em função da energia regaseificada:

$$OPEX_s = \text{Parcela Fixa}_{s-1} * (1 + IPIB_{s-1} - X_s) + \text{Valor unitário por MWh/dia}_{s-1} * (1 + IPIB_{s-1} - X_s) * \text{GN regaseificado para a rede de transporte}_s$$

Em que:

s = ano civil

X = Meta de eficiência fixada

e $\Delta spot - X$ na componente variável que evolui em função da média anual do preço da eletricidade no mercado *spot*. A taxa de variação anual *spot* ($\Delta spot$) é calculada com base nas variações mensais *spot* para Portugal do Mibel, ponderadas pelas quantidades reais de energia elétrica consumida em cada mês. Para o cálculo das variações mensais do preço para Portugal, serão usados os valores reais mensais do preço medio aritmético diário (EUR/MWh) publicados pelo OMIE. A $\Delta spot$ para o ano s é calculada com base nas variações mensais em cadeia (face ao mês anterior) das médias das cotações diárias, em cada mês do ano s. O valor considerado para o primeiro mês de referência para o cálculo de $\Delta spot$, dezembro de 2023, corresponderá ao preço medio aritmético diário do mercado *spot* para Portugal nesse mês, publicado pelo OMIE, adicionado de uma margem de 3%.

Esta componente deve recuperar os gastos relacionados com a energia, enquanto os restantes gastos suportados com a aquisição de eletricidade (acessos, mecanismo ibérico, impostos e taxas) passam a ser considerados um gasto *pass-through* reconhecidos fora do âmbito de aplicação de metas de eficiência.

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 $\Delta spot$.

2.3 ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

2.3.1 ENQUADRAMENTO

Em Portugal, o armazenamento subterrâneo de gás 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, 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, enquanto o processo de extração é efetuado com recurso a sistemas de tratamento do gás, 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 SNG 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 62/2020, de 28 de agosto, 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, o armazenamento subterrâneo de gás, 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, 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 e a construção de três cavernas adicionais no mesmo local (RCM n.º 108/2006, de 3 de agosto).

No decorrer do período regulatório 2013-2014 a 2015-2016, a atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás sofreu novamente diversas alterações de considerável relevância:

- Entrada em exploração em 2013 de 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 maio de 2015, por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem, S.A. do controlo dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás por trespasses da concessão parcial, nomeadamente duas cavidades já existentes e os direitos de construção de duas novas cavidades.

Assim, 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.

Nos últimos anos não se têm verificado alterações ao nível das infraestruturas de armazenamento subterrâneo. Contudo, para o novo período de regulação 2024-2027 estão previstos alguns investimentos importantes, nomeadamente a construção de duas novas cavidades no Carricho, uma no valor de 41 milhões de euros, com entrada em exploração em 2026, e outra com investimento previsto de 45 milhões de euros, com entrada em exploração prevista para 2027. Estes valores não incluem os gastos com gás de enchimento cuja estimativa, de acordo com a REN, só será efetuada numa fase mais avançada do projeto. Estes investimentos surgem de uma determinação constante na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, para permitir acomodar no armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança nacionais.

2.3.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

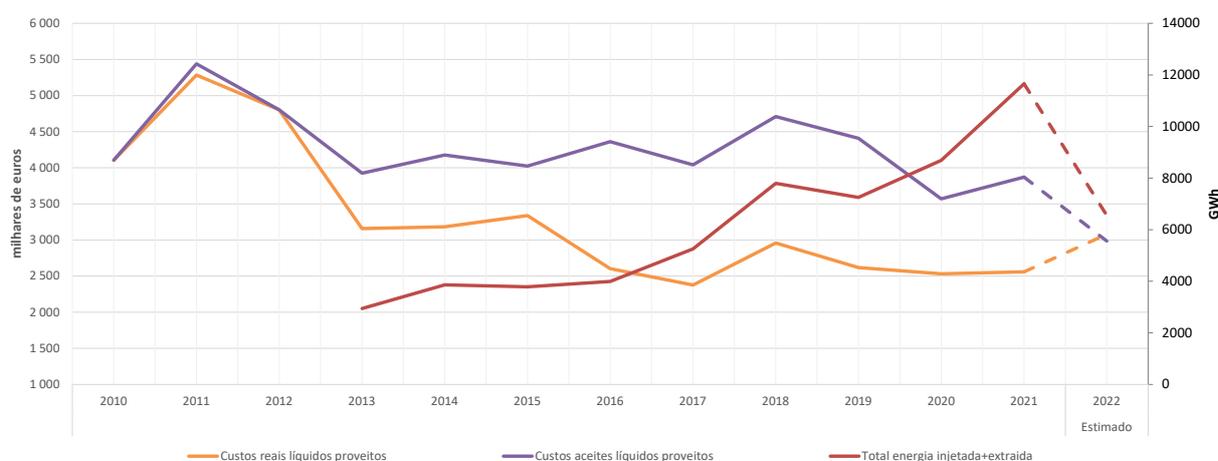
Para a análise da evolução dos gastos de exploração, a ERSE teve em consideração os seguintes aspetos:

- O facto de a atividade ter sido regulada, até ao período de regulação terminado em 2012-2013, por gastos aceites em base anual.
- A atividade ter deixado de ser exercida por dois operadores em 2015, tendo passado a ser exercida apenas pela REN Armazenagem.

- Evolução dos gastos reais e aceites ao longo do período em análise.

A Figura 2-12 apresenta a evolução dos gastos reais da atividade de Armazenamento Subterrâneo, líquidos de rendimentos para o período 2010 a 2021 e a estimativa para 2022. É também apresentada a evolução dos gastos aceites¹¹ pela ERSE líquidos de rendimentos até 2021, em sede de ajustamentos e a estimativa para 2022.

Figura 2-12 - Evolução dos gastos líquidos de rendimentos da atividade de Armazenamento Subterrâneo (preços constantes de 2022)



Fonte: ERSE – Gastos aceites e previsões de energia injetada + extraída e REN – Gastos reais – dados e valores reais de energia injetada + extraída

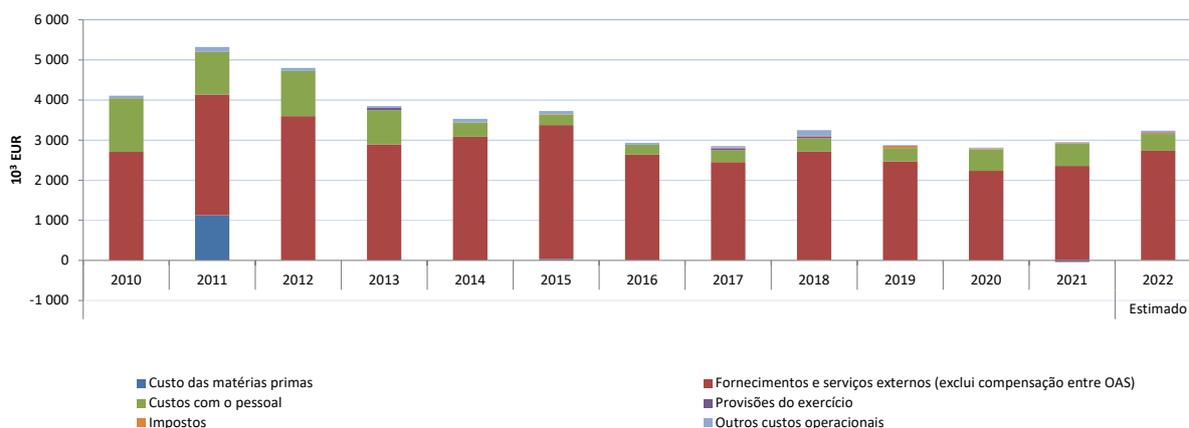
Verifica-se que a regulação por custos aceites implicou a quase inexistência de diferenças entre os gastos incorridos pela empresa líquidos de rendimentos e os gastos aceites para efeitos tarifários até 2012. A partir do ano gás 2013-2014, a metodologia de regulação da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás foi alterada para uma metodologia do tipo *price cap* sobre os gastos de exploração, tendo-se verificado uma diminuição acentuada dos mesmos em 2013 e 2014. A partir de 2015, com a atividade a passar a ser exercida apenas por uma única empresa, ocorreu uma nova redução dos gastos reais. Nos últimos dois períodos de regulação os gastos reais da atividade têm-se mantido relativamente estáveis. Contudo, os gastos aceites foram bastante superiores aos gastos reais embora tenha ocorrido uma diminuição da diferença no início do período de regulação em curso que se iniciou em 2020. As elevadas quantidades de gás injetado/extraído, nos anos de 2020 e de 2021, não permitiram uma maior aproximação dos gastos aceites aos gastos reais, pois conforme descrito anteriormente esse é o indutor de custos variáveis da

¹¹ Componente dos proveitos permitidos que está associada ao OPEX com a aplicação de uma metodologia do tipo *price cap-X*.

atividade. Apresenta-se, também a evolução da energia injetada/extraída, desde a introdução de mecanismos de regulação por incentivos na atividade (ano gás 2013-2014).

A Figura 2-13 apresenta a evolução dos gastos com OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás, apresentados pela empresa, entre 2010 e 2022, por naturezas.

**Figura 2-13 - Evolução dos gastos da atividade de Armazenamento Subterrâneo
(preços constantes de 2022)**

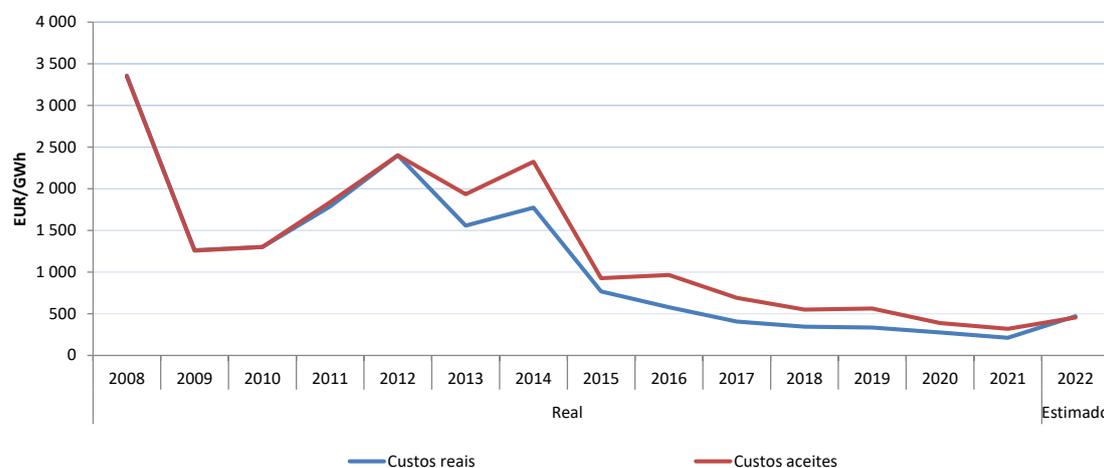


Fonte: ERSE e REN

Tal como nas restantes atividades de Alta Pressão, na atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás são os gastos com fornecimentos e serviços externos a representar a maior parcela dos gastos totais. Refira-se que estes valores não incluem as compensações entre operadores de armazenamento subterrâneo, ocorridas até 2015.

A Figura 2-14 apresenta a evolução dos gastos unitários reais e aceites de OPEX da REN Armazenagem, tendo em conta a energia extraída/injetada, e os gastos de OPEX apresentados pela empresa.

Figura 2-14 - Gastos unitários da atividade de Armazenamento Subterrâneo em função da energia extraída/injetada (preços constantes de 2022)



Fonte: ERSE e REN

Os gastos unitários por energia extraída/injetada crescem até 2012. A partir de 2015, a partir do momento em que a atividade passou a ser desempenhada apenas por uma entidade, ocorreu um decréscimo significativo dos gastos unitários, devido, também, ao efeito conjugado da estabilização dos gastos e do aumento significativo da energia extraída/injetada.

2.3.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

2.3.3.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

Nos dois primeiros períodos de regulação, 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 maio 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 gastos, enquanto o outro operador recuperava um montante inferior. Com a aquisição, em 2015, por parte da REN Armazenagem, S.A. à Transgás Armazenagem, S.A. do controlo dos ativos de armazenamento subterrâneo de gás por trespasse 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 de regulação 2013-2014 a 2015-2016, a metodologia de regulação da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás foi alterada para uma metodologia do tipo *price cap* sobre os gastos de exploração, com parcelas fixa e variável. A definição dos parâmetros de regulação para a atividade de Armazenamento Subterrâneo revelou-se um desafio de dificuldade 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 gastos 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.

No período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, o apuramento anual do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás passou a ser operada apenas por uma única empresa. Nas análises efetuadas, considerou-se que o melhor indutor de custos a aplicar à atividade seria a energia injetada/extraída, uma vez que a capacidade de armazenamento, utilizada no período de regulação anterior, para a REN Armazenagem, era pouco volátil, revestindo-se praticamente de um carácter fixo. O apuramento do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo passou a ser efetuado através de uma parcela fixa com um peso de 85% e de uma parcela variável, indexada à energia injetada/extraída, com um peso de 15%.

No período de regulação anterior, 2020 a 2023, foram mantidas as metodologias de regulação aplicadas desde 2016. Contudo, de acordo com as análises efetuadas foram redefinidos os pesos das componentes fixa e variável, que passaram a ser os indicados no quadro seguinte.

Quadro 2-9 - Parcelas para a determinação do OPEX dos operadores de Armazenamento Subterrâneo no período de regulação 2020 a 2023

		Peso das componentes	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ EUR)		70%	IPIB _{s-1} - X	3,0%
Parcela variável (EUR/MWh)	Energia extraída/injetada	30%		

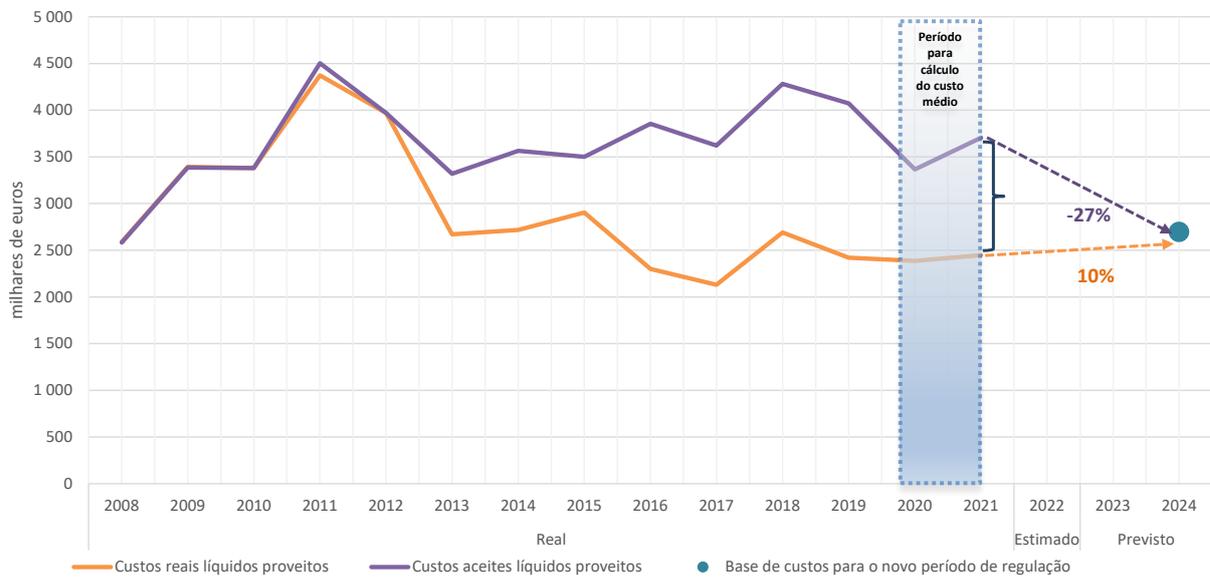
Para a definição da base de custos para 2024, o processo foi semelhante às restantes atividades de redes. Após a avaliação da evolução dos gastos reais da empresa, totais e unitários, e do *gap* existente entre os gastos reais e os gastos aceites, a ERSE decidiu seguir a seguinte metodologia na definição da base de custos:

- Considerar a partilha dos gastos reais e aceites dos anos de 2020 e 2021 com uma ponderação de 75% de gastos reais e 25% de gastos aceites (promovendo o princípio de partilha de ganhos consagrado no Regulamento Tarifário). A aplicação desta estrutura de partilha de ganhos, para o apuramento da base de custos, deve-se ao facto dos custos reais da atividade serem, desde 2013, inferiores aos custos aceites. Assim, procura-se desta forma melhor adequar as bases de custos aceites pela ERSE à estrutura de custos reais existente, mantendo o princípio de partilha justa de ganhos constante do Regulamento Tarifário do gás.
- Gastos unitários calculados com base na estrutura de gastos teórica do período de regulação anterior e na média das quantidades de gás injetado/extraído de 2020 e 2021. Foram consideradas as quantidades de 2020 e de 2021, ao contrário, do efetuado nas atividades de distribuição de gás e de comercialização em que se considera apenas quantidades de 2021, devido à grande volatilidade das quantidades que caracteriza as atividades em alta pressão.
- Transposição dos valores dos gastos unitários de 2021 para 2024 considerando-se a aplicação do fator de eficiência do período de regulação anterior e o deflator do PIB previsto para cada ano.

- Gastos unitários previstos para 2024 aplicados às quantidades previstas para 2024 do indutor de custo da atividade, quantidade de energia injetada/extraída.

A Figura 2-15 permite comparar a evolução dos gastos reais de exploração da atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás com os proveitos permitidos associados ao OPEX, incluindo o valor calibrado da nova base de custos para 2024.

Figura 2-15 - Evolução dos gastos reais e dos rendimentos permitidos associados ao OPEX (preços correntes)



Fonte: Gastos aceites líquidos de proveitos – dados ERSE e gastos reais líquidos de proveitos – dados REN

Seguidamente apresenta-se a base de gastos a considerar para o ano de 2024:

Quadro 2-10 - Base de custos da REN Armazenagem para 2024

		Parcelas de custo em 2024
Parcela fixa (10 ³ EUR)		2 426
Parcela variável (EUR/MWh)	Energia extraída/injetada	0,040375

Para os anos de 2025 a 2027 será aplicada a metodologia de IPB – X na componente fixa e nas componentes variáveis.

2.3.3.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

No período de regulação 2013-2014 a 2015-2016 foi introduzido nesta atividade uma metodologia de regulação por incentivos, em que foram aplicados dois indutores de gastos para fazer evoluir a componente variável dos proveitos, a energia injetada/extraída e a capacidade de armazenamento. Apenas o segundo indutor foi aplicado à Transgás Armazenagem, enquanto os dois restantes indutores foram aplicados à atividade da REN Armazenagem, uma vez que a operação das instalações de superfície era efetuada por esta empresa, ou seja, as operações de injeção e extração de gás eram efetuadas pela REN Armazenagem.

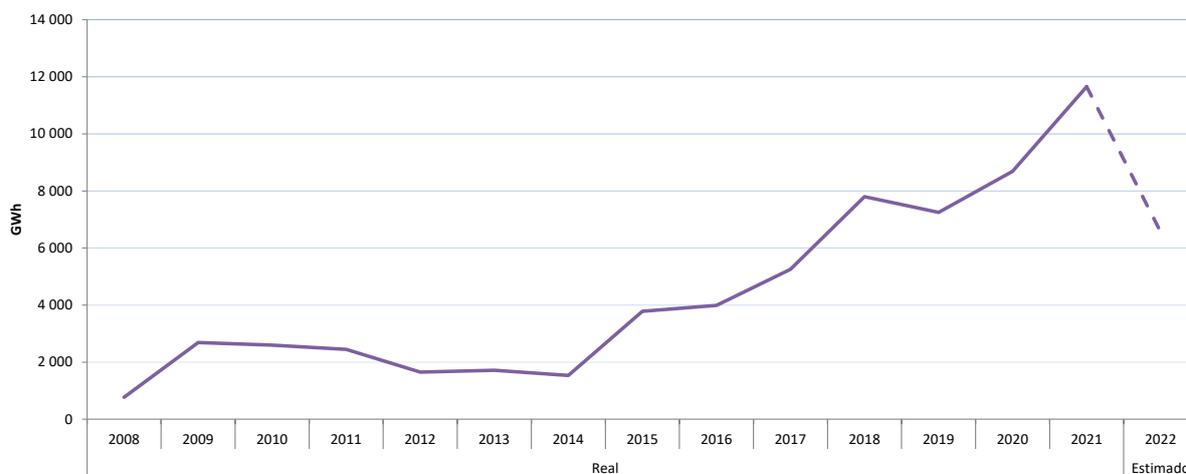
A escolha de indutores para a atividade de Armazenamento Subterrâneo revela-se de alguma dificuldade, dada a pouca variabilidade de algumas grandezas físicas. Desde 2017, após a entrada em exploração das últimas cavidades, a capacidade de armazenamento estabilizou, tornando-se na prática uma componente fixa. Desta forma, apenas a energia injetada e extraída e a energia armazenada poderiam funcionar como potenciais indutores de custos. Contudo, verifica-se que esta última variável não apresenta qualquer correlação com os gastos reais da atividade (Quadro 2-11). Apesar da energia injetada e extraída não apresentar uma correlação estatisticamente significativa com o nível de gastos, constitui a variável física relacionada com o nível da atividade que evidencia produzir um maior efeito sobre o nível de gastos comparativamente às restantes variáveis.

Quadro 2-11 – Coeficiente de Correlação entre Gastos e Variáveis Físicas

	<i>Gastos Reais</i>	<i>Energia Injetada e Extraída</i>	<i>Energia Armazenada</i>
<i>Pearson's Correlation Coefficient</i>			
Gastos Reais	1,000		
Energia Injetada e Extraída	0,442 (0,457)	1,000	
Energia Armazenada	0,008 (0,990)	0,262 (0,670)	1,000

Assim, mantém-se a validade da decisão efetuada no período de regulação 2016-2017 a 2018-2019 de utilizar apenas um indutor de custo de natureza física na atividade de Armazenamento Subterrâneo, a energia injetada/extraída. A Figura 2-16 apresenta a evolução dessa variável física entre 2008 e 2022.

Figura 2-16 - Evolução da energia injetada/extraída



Fonte: ERSE e REN

Assim, para o novo período de regulação 2024 a 2027 optou-se pela manutenção do indutor energia injetada/extraída, apesar da sua volatilidade, pela sua facilidade de cálculo e por refletir de uma forma mais robusta a evolução e o nível da atividade. Recordar-se que este indutor corresponde ao referencial da energia injetada/extraída na ótica física em detrimento do referencial na ótica comercial utilizado no período de regulação anterior a 2020-2023.

2.3.3.3 DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA DE GASTOS

A análise da evolução dos gastos (ver ponto 2.3.2) permitiu observar uma ligeira tendência de decréscimo, entre 2013 e 2019, apesar de alguma volatilidade neste período, e uma estabilização dos gastos nos anos seguintes. O decréscimo dos gastos unitários por energia injetada e extraída decorre, em grande medida, do incremento das quantidades. A análise efetuada na seção anterior permitiu observar uma relação muito pouco expressiva entre variáveis físicas e o nível dos gastos. Em conjunto, estes factos permitem concluir que a estrutura de gastos da atividade de armazenagem apresenta uma componente de variabilidade muito reduzida. Face ao exposto, para o período de regulação de 2024-2027 incrementa-se o peso da componente fixa dos gastos, que passa de 70% para 90%. Desta forma, no quadro seguinte apresenta-se a estrutura de gastos a vigorar na atividade de armazenamento subterrâneo.

Quadro 2-12 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período de Regulação

Atividade	Gastos Fixos	Gastos Variáveis
Armazenamento	90%	10%

2.3.3.4 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

Tal como referido para a da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a atividade de armazenamento subterrâneo também se caracteriza pela natureza de monopólio natural no SNG português. Assim, pelas razões anteriormente apontadas, também nesta atividade é aplicada uma regulamentação baseada em incentivos e na definição de objetivos regulamentares para a evolução dos gastos culminando no processo de fixação de metas de eficiência.

Nesta atividade também se procurou realizar uma análise de *benchmark*, considerando o processo colaborativo com a CNMC anteriormente referido, como um método para avaliar o potencial de eficiência em que o nível de eficiência dos *peers* é comparado entre si, suportando a decisão de definição das metas de eficiência. No entanto, se para as diferentes infraestruturas de alta pressão, o exercício de encontrar concorrentes semelhantes que possam ser classificados como *peers* é muito difícil, esta complexidade é ainda mais evidente na atividade de armazenamento subterrâneo pelo número reduzido de operadores na Península Ibérica e, essencialmente, por as soluções técnicas de armazenamento subterrâneo serem completamente distintas entre os dois países. No caso português, o armazenamento subterrâneo é uma infraestrutura composta por seis cavidades de armazenamento de gás numa formação salina natural, no

caso espanhol, as infraestruturas de armazenamento são em aquíferos, jazigos esgotados de hidrocarbonetos ou ainda cavernas. Assim, no caso da atividade do armazenamento subterrâneo não foi possível efetuar uma análise de *benchmarking* a nível ibérico. Desta forma, a ERSE continua, à semelhança do ocorrido em anteriores períodos de regulação, a deparar-se com a dificuldade de estabelecer a comparação do desempenho (*benchmarking*) com empresas similares de outros países a operar nas mesmas atividades.

Assim, o procedimento de definição da meta de eficiência teve em conta os seguintes fatores:

- Análise da evolução dos gastos da atividade.
- Ajuste da base de gastos para uma maior aproximação dos gastos aceites aos gastos reais (estes últimos apresentaram-se sempre inferiores aos gastos aceites desde 2013).
- Necessidade de eventual adaptação da estrutura de gastos, devido às novas cavernas.

Tendo em conta as análises em termos de evolução dos gastos e dos proveitos permitidos associados ao OPEX, nomeadamente a aproximação entre os gastos reais e aceites da atividade, entendeu-se reduzir a meta de eficiência comparativamente ao aplicado no período de regulação anterior, fixando-a em 1,5%, valor que reflete os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico estipulados em 1,5% para as infraestruturas de rede de gás, conforme descrito no ponto 3.3.4

2.3.3.5 SÍNTESE DOS PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

O quadro seguinte 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 de regulação 2024 a 2027.

Quadro 2-13 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Armazenamento Subterrâneo no período regulatório 2024-2027

		Peso das componentes	Parcelas de custo em 2024	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ EUR)		90%	2 426	IPIB _{s-1} - X	1,5%
Parcela variável (EUR/MWh)	Energia extraída/injetada	10%	0,040375		

Refira-se que a evolução da base de custos de 2024 para os anos civis seguintes, 2025 a 2027, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$OPEX_s = Parcela\ Fixa_{s-1} * (1 + IPIB_{s-1} - X_s) + Valor\ unitário\ Eur/MWh_{s-1} * (1 + IPIB_{s-1} - X_s) * Energia\ extraída\ / \text{injetada}_s$$

Em que:

s = ano civil

X = Meta de eficiência fixada

2.4 ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE GÁS E DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

2.4.1 ENQUADRAMENTO

A atividade de Transporte de gás consiste na veiculação de gás na rede interligada de alta pressão, ligando os pontos de entrada no SNG 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 RNTG é exercida pela REN Gasodutos, em regime de serviço público, e está sujeita à regulação da ERSE. 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 SNG, de forma a assegurar a independência e transparência do seu exercício.

A REN Gasodutos, na sua atividade de Transporte de gás, é responsável por assegurar a oferta de capacidade da rede, a longo prazo, para atender pedidos razoáveis de transporte de gás, 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 do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, garantir o planeamento e prever a utilização da RNTIAT, bem como a construção e gestão técnica da RNTG, de forma a permitir a manutenção da segurança de abastecimento e o acesso de terceiros à rede. Cabe-lhe também facultar aos utilizadores da RNTG 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.

2.4.2 CARACTERIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE GÁS E DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

Nos últimos anos, o gasoduto perdeu alguma importância ao nível da entrada de gás natural no sistema nacional em detrimento do terminal de GNL, facto a que não é alheio o término do contrato em regime de *take-or-pay* para fornecimento de gás natural, com a Sonatrach. Nos anos de 2020 e de 2021, o gás natural entrado em Portugal através das interligações de Campo Maior e de Valença representou apenas entre 8% e 6% do gás entrado em Portugal.

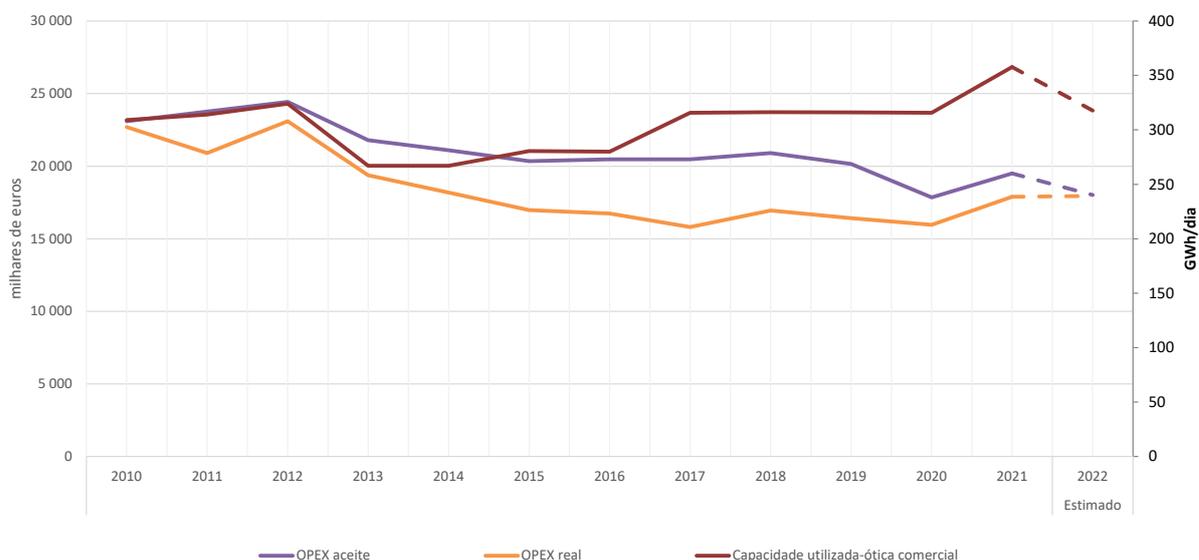
Os proveitos da atividade de Transporte de gás são recuperados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

Para a fixação de parâmetros da atividade de Transporte de gás para o período de regulação 2024 a 2027, a ERSE procedeu à análise da evolução dos gastos de exploração (OPEX) da atividade, tendo em conta as particularidades desta atividade, designadamente o facto de no primeiro período de regulação ter-se aplicado uma regulação sem metas de eficiência e nos seguintes períodos de regulação se terem aplicado diferentes metas de eficiência.

A Figura 2-17 apresenta a evolução dos gastos da empresa líquidos de proveitos para o período 2010 a 2021 e a estimativa para 2022. É também apresentada a evolução dos gastos aceites¹², associados ao OPEX, em sede de ajustamentos, até 2022.

¹² Componente dos proveitos permitidos que está associada ao OPEX com a aplicação de uma metodologia do tipo *price cap-X*.

Figura 2-17 - Evolução dos gastos líquidos de rendimentos da atividade de Transporte de gás
(preços constantes de 2022)



Fonte: ERSE – OPEX aceite e previsões capacidade utilizada na ótica comercial e REN – OPEX real – dados e valores reais de capacidade utilizada na ótica comercial

Desde 2010, com a implementação de uma regulação por incentivos, verifica-se uma diferença entre o OPEX aceite e o OPEX real. A partir de 2012 registou-se uma tendência descendente dos gastos reais líquidos de rendimentos da REN, que se manteve até 2020. A partir de 2021 ocorreu uma inversão dessa tendência e os gastos voltaram a crescer. Desde 2013 verifica-se um agravamento da diferença entre OPEX real e OPEX aceite que, contudo, desvaneceu um pouco nos últimos dois anos com contas reais auditadas (2020 e 2021). Verifica-se, também, que desde 2010, o OPEX real é sempre inferior ao OPEX aceite, atingindo a maior diferença em 2017. Entre 2010 e 2021, anos com contas reais e auditadas, a diferença média anual entre o OPEX aceite e o OPEX real foi a preços constantes de 2022 de cerca de 2,7 milhões de euros.

A Figura 2-18 apresenta a evolução dos gastos apresentados pela empresa ao nível da atividade de Transporte de gás entre 2010 e 2022, por naturezas.

Figura 2-18 - Evolução dos gastos da atividade de Transporte de gás por naturezas
(preços constantes de 2022)

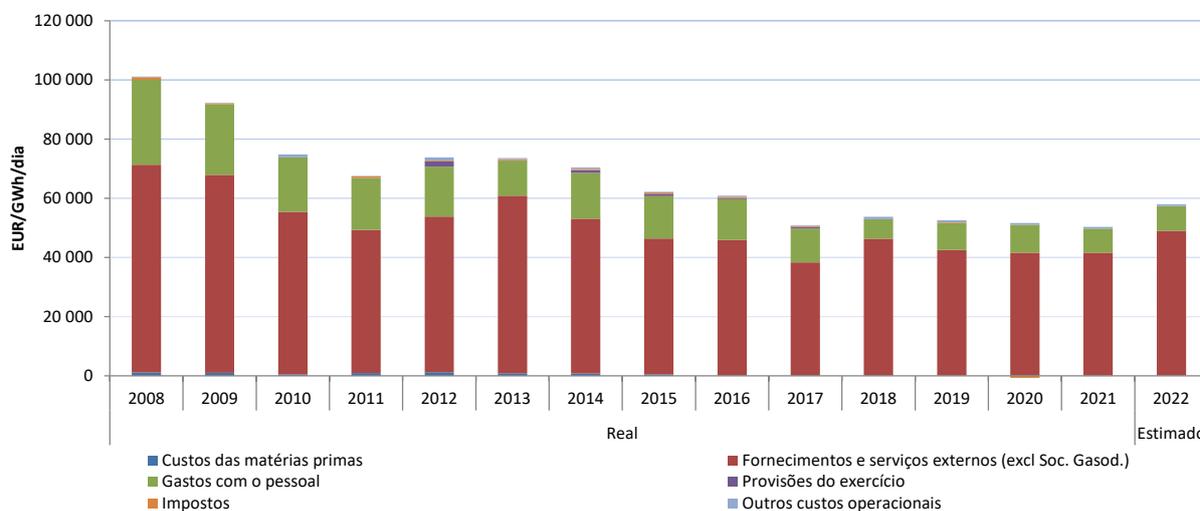


Fonte: ERSE e REN

Os fornecimentos e serviços externos, principal natureza de gastos da atividade de Transporte, encontram-se desagregados entre i) outros gastos com fornecimento e serviços externos e ii) gastos com subcontratos (resultantes do transporte de GNL por rodovia). À semelhança do aplicado nos anteriores períodos de regulação, os gastos com transporte de GNL por rodovia, são aceites fora do âmbito da aplicação de metas de eficiência, havendo critérios estabelecidos pela ERSE de controlo destes gastos através da fixação anual de um preço.

A Figura 2-19 apresenta, em termos unitários, a evolução dos gastos de OPEX apresentados pela empresa, a preços constantes de 2022, da atividade de Transporte de gás, tendo em conta o indutor de custos utilizado nesta atividade, capacidade utilizada na ótica comercial. Refira-se que para esta análise são deduzidos os gastos imputados a trabalhos para a própria empresa. São também deduzidos os gastos líquidos de rendimentos, ocorridos até 2012, resultantes do relacionamento com as Sociedades de Gasodutos.

Figura 2-19 - Gastos unitários da atividade de Transporte de gás em função da capacidade utilizada na ótica comercial
(preços constantes de 2022)



Fonte: ERSE e REN

Entre 2014 e 2017 ocorreu um decréscimo dos gastos unitários devido a uma redução dos gastos líquidos de rendimentos. Após um ligeiro acréscimo em 2018 os gastos unitários em função da capacidade utilizada na ótica comercial, mantiveram-se estáveis até 2021. Refira-se que o acréscimo se deveu ao aumento dos gastos dos subcontratos relacionados com o transporte de GNL por camiões cisterna. Para 2022 estima-se um acréscimo dos gastos unitários que se deve sobretudo à redução estimada para o indutor capacidade utilizada na ótica comercial.

2.4.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

2.4.3.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

Ao longo do primeiro período de regulação (2007-2008 a 2009-2010) a atividade de Transporte de gás foi regulada por custos aceites, com remuneração dos ativos 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 fixos, 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 de regulação (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. Neste período de regulação, foi também, abandonado o mecanismo de alisamento do CAPEX.

No período de regulação 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 gastos com transporte por rodovia de GNL para abastecimento de UAG's foram aceites como *pass-through*. No entanto, a ERSE considerou que, na salvaguarda dos interesses dos consumidores de gás, deveria ser imposto um racional de eficiência para a aceitação dos referidos gastos. Neste sentido, a ERSE determinou que passariam a ser publicados anualmente os custos unitários de referência com o transporte de gás por rodovia, sendo esse o valor máximo a aceitar nas tarifas anuais.

Para o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, a ERSE alterou a estrutura de recuperação dos gastos da atividade. Deu-se um maior peso à componente fixa dos proveitos, que passou para 60%, uma vez que relativamente à parcela variável, os indutores, quilómetros de rede e número de GRMS, deixaram de ser utilizados, pois os mesmos praticamente não tinham alterações anuais, funcionando na prática como parcelas fixas. Relativamente à parcela variável, manteve-se apenas como indutor de gastos a capacidade utilizada na ótica comercial, com um peso de 40%, tendo sido aplicado um fator de eficiência de 3% ao ano. Relativamente aos gastos com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG's, entendeu-se que se justificava a manutenção da mesma metodologia do anterior período de regulação.

Assim, no período de regulação anterior, 2020 a 2023, foram redefinidos os pesos das componentes fixa e variável, que passaram a ser os indicados no quadro seguinte.

Quadro 2-14 - Parcelas para a determinação do OPEX da atividade de Transporte de gás no período de regulação 2020 a 2023

		Peso das componentes	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ EUR)		60%	IPIB _{s-1} - X	3,0%
Parcela variável (EUR/MWh/dia)	Capacidade utilizada na ótica comercial (MWh/dia)	40%		

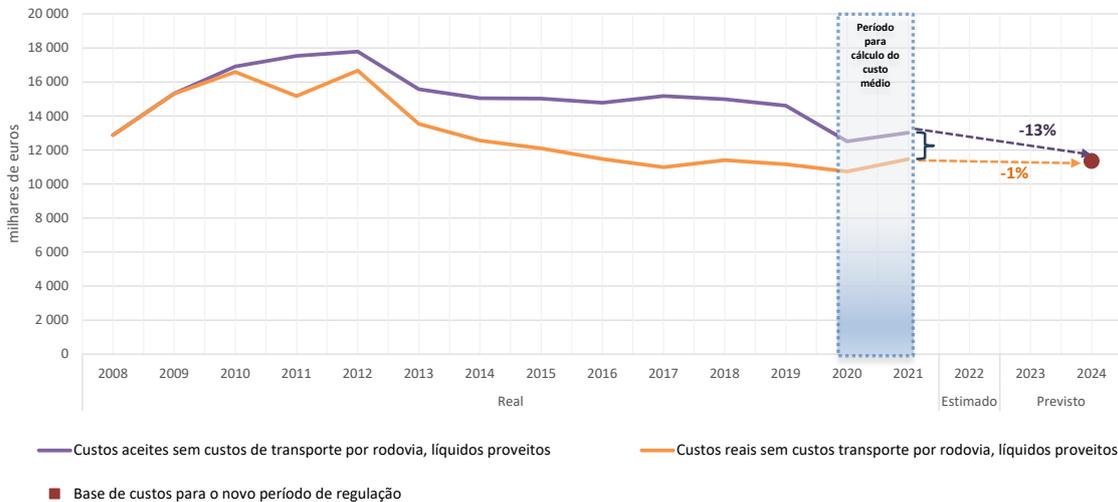
Face ao exposto anteriormente e face à análise e avaliação da evolução dos gastos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX, com uma trajetória de gastos aceites sistematicamente superior aos gastos reais da atividade, entendeu-se que se justificava uma revisão da base de custos.

Para a definição da base de custos para 2024, o processo foi semelhante às restantes atividades de redes, isto é, teve-se em consideração os valores de 2020 e de 2021, numa proporção de 75% gastos reais e de 25% proveitos permitidos, que se transpôs para 2024 tendo em conta a metodologia a evolução do indutor de custos e o IPIB deduzido da meta de eficiência definida no período de regulação que termina em 2023. A aplicação desta estrutura de partilha de ganhos, para o apuramento da base de custos, deve-se ao facto dos custos reais da atividade serem, desde 2011, inferiores aos custos aceites. Assim, procura-se desta forma melhor adequar as bases de custos aceites pela ERSE à estrutura de custos reais existente, mantendo o princípio de partilha justa de ganhos constante do Regulamento Tarifário do gás.

O indutor de custos utilizado para cálculo dos gastos unitários e para a determinação da evolução da atividade, foi a capacidade utilizada na ótica comercial ao longo do período. 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 gastos e, por outro, continuar a incentivar a empresa em diminuir os seus gastos, permitindo que a empresa retenha parte dos ganhos de eficiência obtidos.

A Figura 2-20 permite comparar a evolução dos gastos reais de exploração da atividade de Transporte de gás com os proveitos permitidos associados ao OPEX, incluindo o valor calibrado da nova base de custos. Estes valores não incluem os gastos de transporte de GNL por rodovia, cuja aceitação é efetuada através de um mecanismo de preço máximo definido pela ERSE.

Figura 2-20 - Evolução dos gastos da atividade de Transporte de gás sem gastos de transporte de GNL por rodovia (preços correntes)



Fonte: ERSE – gastos aceites e REN – gastos reais

Para o período de regulação 2024 a 2027, os gastos com o transporte de GNL por rodovia para abastecimento de UAG’s, continuam a ser aceites em base anual e para salvaguarda dos interesses dos consumidores de gás, continuam a estar abrangidos por um racional de eficiência na sua aceitação.

Neste sentido, a ERSE continua a publicar anualmente os gastos unitários de referência com o transporte de gás por rodovia, sendo esse o valor máximo a aceitar nas tarifas anuais.

Seguidamente, apresenta-se a base de custos a considerar para o ano de 2024. Refira-se que os gastos de fornecimentos e serviços externos que sejam imputados a trabalhos para a própria empresa, devido à sua volatilidade, por estarem relacionados com o maior ou menor nível de investimento da empresa, não estão considerados nesta base de custos.

Quadro 2-15 - Base de custos da atividade de Transporte de gás da REN Gasodutos para 2024

		2024
Parcela fixa (10 ³ EUR)		10 214
Parcela variável (EUR/MWh/dia)	Capacidade utilizada na ótica comercial (MWh/dia)	3,827720

Para os anos seguintes, 2025 a 2027, será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e na componente variável.

2.4.3.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Desde o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019 passou-se a utilizar apenas um indutor de custo de natureza física na atividade de Transporte de gás, a capacidade utilizada na ótica comercial. A Figura 2-21 apresenta a evolução dessa variável física entre 2008 e 2024.

Figura 2-21 - Evolução da capacidade utilizada na ótica comercial



Fonte: ERSE – valores previsionais e REN – valores reais

No entanto, fechado o período de regulação importa reavaliar se este indutor corresponde à variável física que influencia de um modo mais significativo os gastos. Neste sentido, o quadro seguinte apresenta o grau

de correlação entre um conjunto de variáveis físicas e os gastos incorridos na atividade de transporte, considerando os dados históricos de 2008 a 2021 e apenas os dados referentes ao último quinquênio.

Quadro 2-16 – Coeficiente de Correlação entre Gastos e Variáveis Físicas

	<i>Custos Reais</i>	<i>Extensão da Rede</i>	<i>Energia Transportada</i>	<i>Capacidade Utilizada</i>
<i>Pearson's Correlation Coefficient (Período de 2008 a 2021)</i>				
Custos Reais	1,000			
Extensão da Rede	-0,441 (0,114)	1,000		
Energia Transportada	-0,112 (0,704)	0,279 (0,333)	1,000	
Capacidade Utilizada	0,392 (0,166)	0,319 (0,266)	0,752 (0,002)	1,000
<i>Pearson's Correlation Coefficient (Período de 2017 a 2021)</i>				
Custos Reais	1,000			
Energia Transportada	-0,319 (0,600)		1,000	
Capacidade Utilizada	0,905 (0,035)**		-0,256 (0,678)	1,000

Da análise do quadro anterior observa-se que as três variáveis físicas não apresentam uma correlação estatisticamente significativa com os gastos de exploração se considerarmos os dados históricos da atividade. A extensão da rede e a energia transportada apresentam uma relação negativa com o nível de gastos. Estes resultados podem ser justificados devido ao nível reduzido de variabilidade destas variáveis físicas. Nomeadamente, a extensão da rede mantém-se inalterável desde 2013 e a energia transportada também tem apresentado uma variabilidade muito reduzida. Assim, a diminuição dos gastos observada (ver ponto 2.4.2) determina uma diminuição do gasto unitário e uma correlação negativa das duas variáveis. Considerando os dados do último quinquênio, permitindo considerar os anos dos últimos dois períodos de regulação, observa-se uma correlação positiva e estatisticamente significativa da capacidade utilizada com o nível de gastos. Este resultado valida a opção desde o período de regulação 2016-2017 a 2018-2019 pela utilização desta variável como único indutor na atividade de Transporte de gás.

A capacidade utilizada na ótica comercial resulta num valor máximo de 24 meses da capacidade utilizada, o que diminuiu a volatilidade do indutor.

Para o novo período de regulação compreendido entre 2024 e 2027, será mantido como indutor de custos a capacidade utilizada na ótica comercial e os gastos com transporte de GNL por rodovia, continuam a ser aceites como um *pass-through*, com limite no valor aceite nas tarifas anuais, tendo em conta os valores dos gastos unitários de referência com o transporte de gás por rodovia, publicados anualmente.

2.4.3.3 DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA DE GASTOS

Na análise da Figura 2-20, relativa à evolução dos gastos da atividade de transporte de gás sem gastos de transporte de GNL por rodovia, observou-se uma elevada estabilidade nos últimos anos. Os dados históricos evidenciam ser a componente dos gastos relacionais com o transporte por rodovia a apresentar uma maior variabilidade, enquanto as restantes naturezas de gastos apresentam-se constantes. Estes factos evidenciam que a estrutura de gastos das restantes naturezas inclui uma componente fixa significativa. Face ao exposto, no cálculo das parcelas da base de custos da atividade de Transporte de gás da REN Gasodutos para 2024, tendo em conta o valor definido na base de custos controláveis, aumentou-se o peso da parcela fixa para 90%.

Desta forma, no quadro seguinte apresenta-se a estrutura de gastos a vigorar na atividade de transporte.

Quadro 2-17 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período de Regulação

Atividade	Gastos Fixos	Gastos Variáveis
Transporte	90%	10%

2.4.3.4 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

A ERSE participou entre 2017 e 2020 num projeto de *benchmarking* à eficiência económica das empresas de transporte de gás, CEER-TCB18. A realização deste estudo realçou a enorme dificuldade de comparabilidade internacional, mesmo na atividade de Transporte de gás, uma atividade em que este exercício é menos complexo, não implicando, contudo, esta menor complexidade, uma simplicidade e facilidade na realização destas análises. Entretanto, iniciou-se formalmente em 2021 um projeto de *benchmark* dos gastos das empresas responsáveis pelo transporte e gestão dos sistemas elétrico e de gás europeus (CEER-TCB21), que se prolonga ainda durante o ano de 2023. Desta forma, a publicação das conclusões deste estudo apenas irá ocorrer em meados do ano 2023 não sendo possível considerar as mesmas na presente análise.

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

A atividade de Transporte é a única atividade de alta pressão que é contemplada nos relatórios do CEER, “Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2022”, de janeiro de 2023. O quadro seguinte, suportado nos dados reportados pelos Reguladores Europeus ao CEER para efeitos do relatório anual “Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks”, apresenta os tipos e metodologias de regulação para os operadores da rede de transporte de gás, bem como, várias abordagens no que respeita à aplicação de fatores de eficiência, tanto ao nível do OPEX como do CAPEX¹³. Nos casos em que não se encontrou identificação do valor da meta de eficiência aplicada recorreu-se à análise dos documentos deliberativos disponibilizados nos respetivos sites de cada regulador nacional. Decorrente deste último procedimento foi permitido à ERSE verificar que as metas de eficiência aplicadas pelas suas congéneres europeias variam entre 0% e 3,78%.

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 cap*, *price cap* e em menor número *cost-plus*. 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, tal como para Portugal, uma aplicação tão generalizada de fatores de eficiência ao nível do CAPEX.

¹³ *Capital expenditure*

Quadro 2-18 - 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>Áustria</i>	<i>Price Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 1,5%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Bélgica</i>	<i>Revenue Cap com incentivos ao controlo de custos e à qualidade</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>República Checa</i>	<i>Revenue Cap para o transporte no mercado interno e Price Cap para o transporte internacional de gás</i>	<i>Fator de eficiência de 0,511%. Para empresas com redução de custos superior a 15% o fator de eficiência é de 0,2%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Alemanha</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>É aplicado um fator de eficiência aos custos variáveis (definido a partir de um benchmark nacional)</i>	<i>Fator de eficiência dependendo de cada TSO</i>
<i>Dinamarca</i>	<i>Cost-Plus</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
<i>Estónia</i>	<i>Rate-of-return</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Espanha</i>	<i>Revenue Cap baseado numa taxa de remuneração e mecanismos de incentivos</i>	<i>Não existe um fator de eficiência explícito mas os proveitos são fixados tendo em conta os custos de uma empresa eficiente</i>	<i>Não existe um fator de eficiência explícito mas são aplicados custos eficientes</i>
<i>Finlândia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 0%.</i>	<i>Não tem</i>
<i>França</i>	<i>Revenue Cap (OPEX) com mecanismos de incentivos e alguns custos pass-through</i>	<i>Fator de eficiência aplicado ao OPEX líquido total</i>	<i>Não tem</i>
<i>Reino Unido</i>	<i>Revenue Cap baseado em rate-of-return com aplicação de incentivos</i>	<i>Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking</i>	<i>Fator de eficiência implícito, com base em benchmarking</i>
<i>Grécia</i>	<i>Cost Plus</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Hungria</i>	<i>Revenue Cap com aplicação de incentivos</i>	<i>Fator de eficiência de 1,5%, ou o valor da inflação caso este seja menor</i>	<i>Não tem</i>
<i>Irlanda</i>	<i>Revenue cap baseado em rate-of-return com aplicação de incentivos</i>	<i>O fator de eficiência de 0%. Os custos não controláveis são um pass-through. São aplicado alguns incentivos para minimizar os custos pass-through</i>	<i>Não tem</i>
<i>Itália</i>	<i>Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e cost-plus (CAPEX)</i>	<i>Fator X de 0,8% anual (média para o setor, uma vez que são definidos fatores específicos por empresa)</i>	<i>Não tem</i>
<i>Lituânia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>A empresa é incentivada a diminuir os seus custos operacionais obtendo assim um aumento da taxa de remuneração dos ativos</i>	<i>Não tem</i>
<i>Luxemburgo</i>	<i>Revenue cap com regulação por incentivos</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem, mas há uma análise criteriosa dos investimentos a aceitar, com regras de acordo com o tipo de investimento</i>
<i>Letónia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência aplicado ao TOTEX. Entre 1 de janeiro de 2020 e 30 de setembro de 2022 o fator de eficiência foi de 0%</i>	<i>Fator de eficiência aplicado ao TOTEX. Entre 1 de janeiro de 2020 e 30 de setembro de 2022 o fator de eficiência foi de 0%</i>
<i>Países Baixos</i>	<i>Revenue cap com regulação por incentivos</i>	<i>Fator de eficiência aplicado ao TOTEX</i>	<i>Fator de eficiência aplicado ao TOTEX</i>
<i>Polónia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Não tem</i>	<i>Não tem</i>
<i>Portugal</i>	<i>Modelo híbrido: Price Cap (OPEX) e rate-of-return (CAPEX)</i>	<i>Fator de eficiência de 3%</i>	<i>Não tem</i>
<i>Suécia</i>	<i>Revenue Cap</i>	<i>Fator de eficiência de 1% aplicado ao OPEX controlável</i>	<i>Não tem</i>
<i>Eslovénia</i>	<i>Revenue cap com regulação por incentivos</i>	<i>Fator de eficiência</i>	<i>Não tem</i>
<i>Roménia</i>	<i>Revenue cap com regulação por incentivos</i>	<i>Fator de eficiência varia por empresa com um valor máximo de 2,0%</i>	<i>Não tem</i>

Fonte: CEER, "Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2022", January 2023

Tal como na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, na atividade de transporte também foi realizado um exercício de *benchmarking* em resultado do processo colaborativo com a CNMC que permitiu a obtenção da informação económica e física dos operadores das infraestruturas de gás de ambos os países.

No caso atividade de transporte identificaram-se quatro operadores / infraestruturas espanholas para a realização do exercício de *benchmarking* considerando os dados económicos e físicos do período de 2017 a 2021. Por razões de confidencialidade dos dados, estes operadores não são identificados. Por forma a permitir uma adequada comparabilidade dos dados, os dados económicos foram harmonizados por via da paridade do poder de compra dos dois países, bem como, analisados a preços constantes por via do deflador dos respetivos países. Adicionalmente, também foram excluídas duas observações por terem sido consideradas *outliers*.

O quadro seguinte apresenta uma breve análise descritiva dos dados relativos a estes operadores. Refira-se que a extensão da rede constitui a única variável física passível de ser utilizada em resultado da disponibilidade de dados. Como a análise efetuada não segue uma abordagem dinâmica, considera-se adequada a consideração deste indutor. Adicionalmente, esta variável permite efetuar uma análise comparativa mais robusta por ser um indutor mais estável.

Quadro 2-19 – Análise Descritiva (Valores Médios Harmonizados de 2017 a 2021)

Operador	OPEX (10 ³ €)	Rede (Km)
Operador ES 01	4 906	499
Operador ES 02	1 674	130
Operador ES 03	129 767	10 072
Operador ES 04	5 909	646
REN Gasodutos	18 339	1 375

METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA E RESULTADOS

Tal como ocorreu na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, as características da amostra e a revisão da literatura científica sustentam a decisão de recorrer-se a uma metodologia não paramétrica, em particular, a metodologia DEA. No presente caso, a análise da atividade de transporte considera-se como *output* a extensão da rede interessando minimizar os *inputs* (gastos de exploração) que permitem satisfazer as necessidades de realização desse *output*. Este facto leva à utilização da abordagem

input-oriented. No quadro seguinte apresenta-se os resultados dos níveis de eficiência obtidos em cada uma das abordagens do DEA.

Quadro 2-20 – Níveis de Eficiência

Empresas	Ano	CRS_TE	Empresas	Ano	VRS_TE
Operador ES 02	2021	0,38	Operador ES 02	2021	0,39
REN Gasodutos	2021	0,58	REN Gasodutos	2021	0,74
REN Gasodutos	2018	0,63	REN Gasodutos	2018	0,80
REN Gasodutos	2019	0,64	REN Gasodutos	2019	0,82
Operador ES 03	2019	0,64	Operador ES 01	2017	0,83
Operador ES 03	2017	0,65	REN Gasodutos	2020	0,83
Operador ES 03	2020	0,65	Operador ES 02	2019	0,84
REN Gasodutos	2020	0,65	Operador ES 04	2020	0,85
Operador ES 03	2018	0,66	Operador ES 01	2018	0,85
REN Gasodutos	2017	0,67	Operador ES 01	2019	0,86
Operador ES 03	2021	0,67	REN Gasodutos	2017	0,86
Operador ES 02	2019	0,80	Operador ES 04	2021	0,87
Operador ES 01	2017	0,82	Operador ES 01	2020	0,88
Operador ES 04	2020	0,85	Operador ES 02	2020	0,89
Operador ES 01	2018	0,85	Operador ES 01	2021	0,89
Operador ES 01	2019	0,85	Operador ES 03	2019	0,96
Operador ES 02	2020	0,86	Operador ES 03	2017	0,96
Operador ES 04	2021	0,87	Operador ES 03	2020	0,97
Operador ES 01	2020	0,88	Operador ES 03	2018	0,99
Operador ES 01	2021	0,89	Operador ES 04	2017	0,99
Operador ES 02	2018	0,96	Operador ES 03	2021	1,00
Operador ES 04	2017	0,99	Operador ES 02	2018	1,00
Operador ES 04	2018	1,00	Operador ES 04	2018	1,00

Além da análise dos resultados obtidos com a metodologia DEA, o procedimento de definição da meta de eficiência teve ainda em conta a revisão em baixo do valor da base de custos, que reflete o princípio de partilha de ganhos, numa ponderação de 75% dos gastos reais e 25% dos gastos aceites nos dois últimos anos com valores reais e auditados, 2020 e 2021, o que permitiu aproximá-la do nível de gastos

apresentado pela empresa. Desta forma será aplicada uma meta de eficiência de 2%, superior à que seria aplicada caso a totalidade dos ganhos fossem transferidos para os consumidores, tendo também em consideração que este fator de eficiência agora definido engloba incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico. Refira-se que entre a proposta tarifária e a versão definitiva a ERSE reviu, por prudência, em baixa o valor da meta de eficiência de 3%, para 2%, fruto da ponderação dos comentários recebidos, do contexto económico incerto e da consideração do nível de exigência já implícito na definição da nova base de custos, que transfere para os consumidores a maior parte do diferencial entre os proveitos permitidos o nível de custos.

2.4.3.5 SÍNTESE DOS PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

O Quadro 2-21 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Transporte de gás, para o período de regulação 2024 a 2027.

Quadro 2-21 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Transporte de gás no período de regulação 2024 a 2027

		Peso das componentes	Parcelas de custo em 2024	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ EUR)		90%	10 214	IPIB _{s-1} - X	2,0%
Parcela variável (EUR/MWh/dia)	Capacidade utilizada na ótica comercial (MWh/dia)	10%	3,827720		

Refira-se que a evolução da base de custos de 2024 para os anos civis seguintes, 2025 a 2027, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$OPEX_s = Parcela\ Fixa_{s-1} * (1 + IPIB_{s-1} - X_s) + Valor\ unitário\ por\ MWh/dia_{s-1} * (1 + IPIB_{s-1} - X_s) * Capacidade\ utilizada\ na\ ótica\ comercial_s$$

Em que:

s = ano civil

X = Meta de eficiência fixada

Os gastos com o transporte de gás por rodovia continuam a ser aceites fora do âmbito destas parcelas, sujeitos ao regime de preços de referência pela ERSE.

2.4.4 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SNG

2.4.4.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

A atividade de Gestão Técnica Global do SNG foi, até ao final do primeiro semestre de 2016, regulada por custos aceites. No quarto período de regulação, 2016-2017 a 2018-2019, passou a ser aplicada uma regulação por incentivos ao nível dos gastos com serviços adquiridos a empresas do mesmo grupo empresarial.

Após avaliar a metodologia aplicada durante esse período de regulação, a ERSE concluiu que a mesma não atingiu os objetivos pretendidos, tendo ocorrido um afastamento entre os gastos reais e os gastos aceites, com estes a atingirem um valor superior aos anteriores. Este afastamento ocorreu pelo facto da empresa ter diminuído nesse período os gastos com a aquisição de serviços do grupo.

No período de regulação 2020 a 2023, a ERSE implementou uma alteração da metodologia de regulação da atividade de Gestão Técnica Global do SNG para uma metodologia de regulação por incentivos mais abrangente.

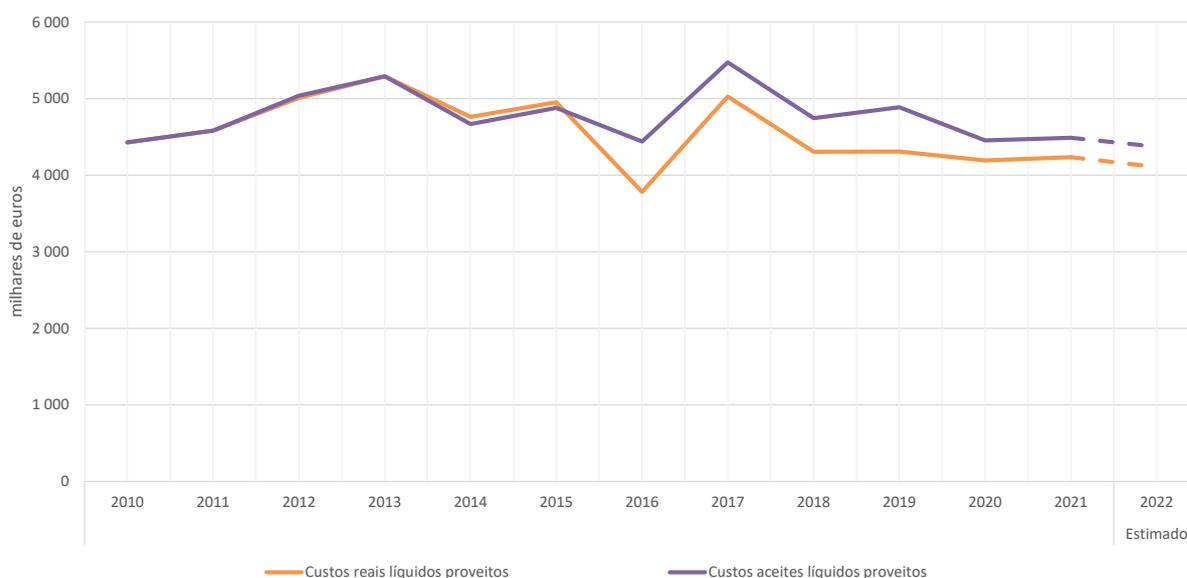
Para alargar o âmbito de aplicação das metas de eficiência ao nível da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, a ERSE estabeleceu critérios relativamente à natureza mais fixa de alguns gastos, que resultem simultaneamente de obrigações da empresa, enquanto Gestor Técnico e Global do Sistema. Estes gastos, com carácter mais fixo e menos controláveis pela empresa, passaram a ser considerados como gastos *pass-through* ficando fora do montante de gastos sujeitos à aplicação de metas de eficiência. Nesse particular encontram-se os gastos resultantes de obrigações do Gestor Técnico e Global do Sistema, nomeadamente o acesso a plataformas de informação e alguns gastos informáticos imprescindíveis ao desempenho da atividade. Para os restantes gastos, sujeitos a aplicação de metas de eficiência, aplicou-se um fator de eficiência de 2% ao ano, idêntico ao já tinha sido aplicado no período de regulação anterior conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 2-22 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Gestão Técnica Global do SNG no período de regulação 2020 a 2023

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

A Figura 2-22 apresenta a evolução dos gastos apresentados pela empresa líquidos de proveitos para o período 2010 a 2021, e os gastos aceites pela ERSE para o mesmo período e a estimativa para 2022. A regulação por custos aceites implicou até 2015 a quase igualdade entre os gastos incorridos pela empresa líquidos de proveitos e os gastos aceites para efeitos tarifários. Posteriormente a 2016, com a aplicação de uma metodologia de regulação por incentivos a uma parte dos gastos, verificou-se um afastamento entre os gastos aceites e os gastos reais da atividade. Esse afastamento teve uma maior expressão no período 2016 a 2019, tendo atenuado ligeiramente em 2020, ano em que se passou a considerar que apenas os gastos não controláveis com o acesso a plataformas de informação e alguns gastos informáticos imprescindíveis ao desempenho da atividade, se encontravam fora da aplicação de metas de eficiência.

Figura 2-22 - Evolução dos gastos líquidos de proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG (preços constantes de 2022)

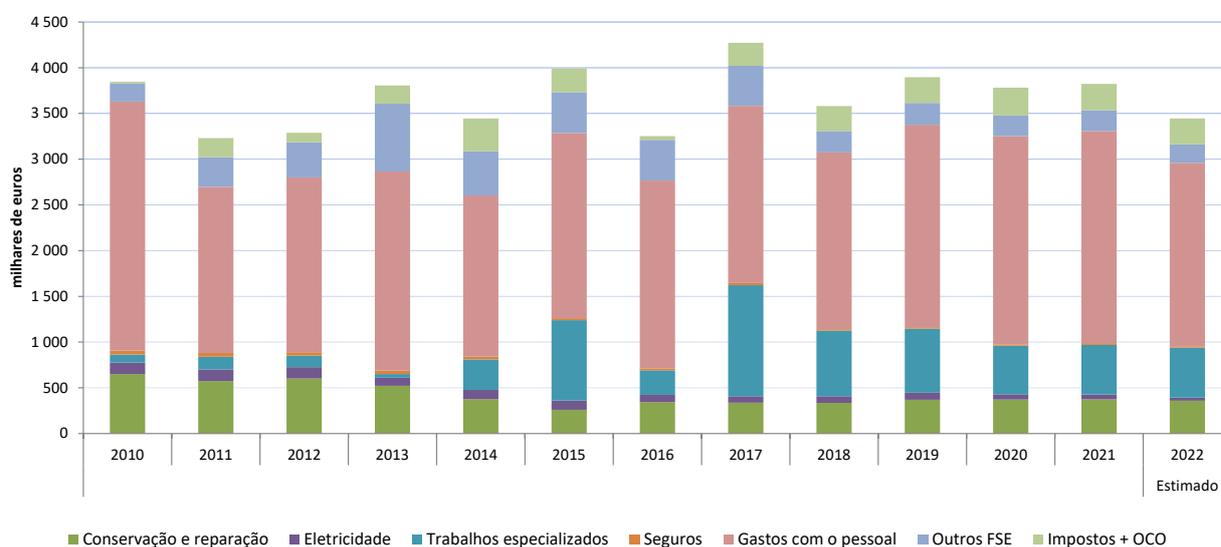


Fonte: Gastos aceites líquidos de proveitos – dados ERSE e gastos reais líquidos de proveitos – dados REN

Verifica-se, até 2013 uma tendência crescente dos gastos reais líquidos de proveitos, período, após o qual, os gastos de OPEX entraram numa fase descendente, até 2016. Em 2017, os gastos voltaram a subir, mais significativamente, como resultado do aumento ocorrido ao nível da rubrica de fornecimentos e serviços externos, voltando a decrescer nos anos subsequentes.

A Figura 2-23 apresenta a evolução, real e estimada, dos gastos apresentados pela empresa, ao nível da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, entre 2010 e 2022, por naturezas.

Figura 2-23 - Evolução dos gastos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG por naturezas (preços constantes de 2022)

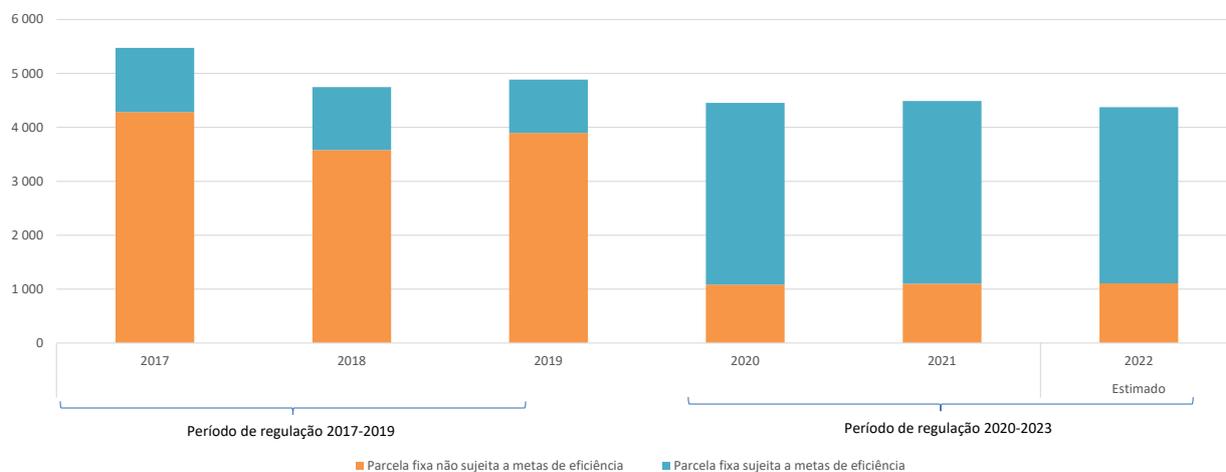


Fonte: ERSE e REN

As principais naturezas de gastos são, os trabalhos especializados, ao nível dos fornecimentos e serviços externos, e os gastos com pessoal, que em conjunto representaram em 2021, cerca de 75% dos gastos de OPEX da empresa.

A alteração da metodologia de repartição dos gastos sujeitos a metas de eficiência e dos gastos *pass-through*, efetuada no início do atual período de regulação, permitiu que cerca de 75% dos gastos aceites na atividade de GTGS passem a estar sujeitos à aplicação de metas de eficiência, ao contrário do que sucedia no período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, em que os gastos sujeitos à aplicação de metas de eficiência foram, em média 22%, tal como se pode observar na figura seguinte.

Figura 2-24 – Estrutura dos gastos aceites da atividade de Gestão Técnica Global do SNG por naturezas (preços constantes de 2022)



Fonte: ERSE e REN

Face à evolução dos gastos de OPEX da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, a ERSE mantém para o próximo período de regulação a metodologia de aceitação de gastos de OPEX, com uma parcela de gastos *pass-through*, que é composta pelos gastos reportados pela empresa e aceites pela ERSE por não os considerar controláveis por esta, relacionados com obrigações legais, e uma parcela variável, que evolui em função do IPIB-X, e que abrange os restantes gastos com o OPEX da empresa. Em linha com a atividade de transporte de gás, a base de custos para 2024 da parcela variável foi determinada tendo em conta a ponderação dos gastos dos dois últimos anos com valores reais (2020 e 2021) na proporção de 75% dos gastos reais e de 25% dos gastos aceites. Os gastos reais e aceites, resultantes desta ponderação, foram atualizados para 2024 com o IPIB deduzido do fator de eficiência de 2% ao ano (equivalente ao aplicado no atual período regulatório).

A Figura 2-25 permite comparar a evolução dos gastos reais de exploração da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, incluindo o valor da nova base de custos.

Figura 2-25 - Evolução dos gastos reais e dos proveitos permitidos associados ao OPEX (preços correntes)



Fonte: Gastos aceites líquidos de proveitos – dados ERSE e gastos reais líquidos de proveitos – dados REN

No quadro abaixo é apresentado o valor da parcela fixa correspondente ao *revenue cap* a aplicar na atividade de Gestão Técnica Global do SNG para 2024.

Quadro 2-23 - Base de custos da atividade de Gestão Técnica Global do SNG para 2024

	2024
Parcela fixa (10 ³ EUR)	3 274

Para os anos de 2025 a 2027 será aplicada a metodologia de IPIB – X para evolução da parcela fixa.

2.4.4.2 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

Para o período de regulação 2024 a 2027, a ERSE passa a aplicar na atividade de GTGS uma meta de eficiência de 1,5%, correspondente aos ganhos de eficiência resultantes do progresso tecnológico calculados para a infraestruturas de rede (vide ponto 3.3.4). Este valor, que foi revisto em baixa face à proposta levada a parecer do Conselho Tarifário (de 3%), apresenta-se ligeiramente inferior à meta de

eficiência aplicada na atividade de Transporte de gás, desempenhada pela mesma empresa, a REN Gasodutos, por ter-se tido em consideração, por um lado, os comentários recebidos que destacaram a especificidade desta atividade no contexto do SNG e, por outro, a dificuldade em se realizar qualquer exercício de *benchmarking* para esta atividade.

2.4.4.3 SÍNTESE DOS PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

O Quadro 2-24 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, para o período de regulação 2024 a 2027.

Quadro 2-24 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Gestão Técnica Global do SNG no período regulatório 2024 a 2027

	Parcelas de custo em 2024	Forma de evolução	Eficiência anual
Parcela fixa (10 ³ EUR)	3 274	IPIB _{s-1} - X	1,5%
Parcela fora do âmbito de aplicação de metas de eficiência (10 ³ EUR)	1 189		

Para os anos seguintes, 2025 a 2027, será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa. A parcela aceite fora do âmbito da aplicação de metas de eficiência é avaliada anualmente em função da razoabilidade dos valores apresentados pela empresa.

2.5 ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

2.5.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A Diretiva 2003/55/CE, de junho de 2003, estabeleceu as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revogou a Diretiva 98/30/CE. Esta Diretiva acelerou a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes, o mais tardar a partir de 1 de julho de 2007. Assim, com a liberalização do mercado, os consumidores de gás têm desde 2007 a possibilidade

de escolherem o seu fornecedor de gás, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador de gás. Esta possibilidade iniciou-se em janeiro de 2007 para os produtores de eletricidade em regime ordinário e alargou-se progressivamente até janeiro de 2010 aos restantes consumidores de gás.

Em face da liberalização, a legislação de bases do setor desde 2006 previu a figura do operador de mudança de comercializador, cuja atividade, por falta de regulamentação autónoma, foi atribuída transitoriamente ao operador da rede de transporte de gás.

Esta situação foi alterada pela publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador de eletricidade e gás, tendo sido atribuída à ADENE – Agência para a Energia.

Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador foi sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás, serem uma das formas de financiamento desta atividade (art. 6.º, n.º 1, al. c).

Nos termos deste Decreto-Lei, a atividade do operador logístico de mudança de Comercializador (OLMC) compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás pelo cliente final, a seu pedido, bem como as de colaborar na transparência dos respetivos mercados, disponibilizando aos clientes finais o acesso fácil à informação a que têm direito, nomeadamente a operacionalização das mudanças de comercializador, a gestão e manutenção da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e a prestação de informação personalizada aos consumidores de energia.

O ano gás 2018-2019 foi o primeiro ano de fixação pela ERSE de tarifas para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

A legislação de 2017, estabeleceu que os gastos com o OLMC não poderiam ser superiores aos gastos da atividade quando esta estava a ser desenvolvida no âmbito da REN Gasodutos (no caso do SGN) e da EDP Distribuição (no caso do SE). Assim, a ERSE teve que adequar os proveitos do OLMC a um valor máximo que permitisse não ultrapassar os valores dos gastos anteriormente incorridos por esses operadores no desempenho da atividade de mudança de comercializador.

No caso do setor do gás, foi relativamente simples encontrar um histórico dos montantes dependidos pela REN Gasodutos, no desempenho da atividade, uma vez que os mesmos se encontravam devidamente segregados nas contas reportadas pela empresa.

A proposta de gastos a considerar nos proveitos permitidos, enviada pelo OLMC à ERSE, contemplava um valor bastante superior ao limite máximo aceitável, em função do descrito anteriormente, uma vez que a ADENE, enquanto OLMC teve a necessidade de proceder a investimentos nos primeiros anos de desempenho da atividade. Assim, aplicou-se ao OLMC uma regulação por incentivos, com a aplicação de uma metodologia de *revenue cap* ao nível do OPEX e do CAPEX, em coerência com o já aplicado para o setor elétrico, com um valor correspondente à média de gastos da REN Gasodutos entre 2014 e 2017.

Em 2019, a ADENE foi reclassificada como Entidade Pública Reclassificada (EPR), tendo sido incluída no perímetro orçamental do estado, com efeitos a partir de 2020.

Posteriormente a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, contemplou algumas alterações na atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), introduzindo a função de agregador. Além dessa alteração o referido diploma estabeleceu que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA (Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador) passam a ser recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela tarifa de UGS. Embora estas alterações tenham sido introduzidas pelo diploma que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, é referido que as disposições para o OLMCA do setor elétrico são também aplicáveis ao SNG, com as necessárias adaptações.

O modelo de recuperação de gastos assentará na sua recuperação principalmente por via das receitas geradas pelo estabelecimento de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários. Complementarmente, os gastos não recuperados por estas receitas deverão ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS (e respetiva eliminação da tarifa autónoma de OLMC) paga por todos os consumidores de gás, o que permite a socialização do remanescente dos gastos do OLMC. Este modelo reflete, primeiramente, os gastos gerados pelos utilizadores nos respetivos agentes e distribui a diferença restante pelos consumidores.

Com a fixação de proveitos desde 2018 existe um histórico, que mesmo sendo curto, pode já evidenciar a evolução da atividade de OLMC do setor do gás. Desta forma pretende-se no início do período de regulação que se inicia em 2024, melhor calibrar a base de custos a aceitar em cada ano, mantendo a metodologia de regulação a aplicar. Independentemente do modelo híbrido de recuperação dos proveitos permitido do

OLMC, através de preço e o remanescente por aplicação de tarifa, a ERSE continua a definir o nível de proveitos permitidos espectáveis para assegurar o equilíbrio económico financeiro do operador.

Durante o período de regulação de 2020-2023, aplicou-se um fator de eficiência de 0% ao ano, idêntico ao que já tinha sido aplicado no período de regulação anterior conforme apresentado no Quadro 2-24.

Quadro 2-25 - Parcelas para a determinação do TOTEX da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador no período de regulação 2020 a 2023

	Forma de evolução	Eficiência anual
Componente fixa	$IPIB_{t-1} - X$	0,0%

2.5.2 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS

2.5.2.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

Desde que a ADENE passou a ser regulada pela ERSE na qualidade de OLMC do gás, em 2018, no decorrer do período de regulação 2017-2019 e durante o período de regulação 2020-2023, aplicou-se uma regulação por incentivos, assente numa metodologia de *revenue cap* ao nível do OPEX e do CAPEX, em coerência com o aplicado para o setor elétrico.

Para determinar a base de custos para o novo período de regulação, e após a avaliação da evolução dos gastos reais, dos gastos aceites¹⁴, e do *gap* existente entre os gastos reais e os gastos aceites, a ERSE decidiu seguir a seguinte metodologia:

- Segregação entre gastos reais de OPEX e CAPEX nos anos de 2020 e 2021, últimos dois anos com valores reais, aplicando essa estrutura de gastos ao TOTEX aceite em cada um desses anos;

¹⁴ Proveitos permitidos que recuperam montantes considerados eficientes de OPEX e de CAPEX.

- Considerar a partilha entre os gastos reais e aceites dos anos de 2020 e 2021, com uma ponderação de 75% de gastos reais e 25% de gastos aceites (promovendo o princípio de partilha de ganhos consagrado no Regulamento Tarifário);
- Transposição dos valores dos gastos unitários apurados, de 2021 para 2024 considerando-se a aplicação do fator de eficiência do período de regulação anterior (0% ao ano) e o deflator do PIB previsto para cada ano.
- Na parcela de CAPEX obtida para 2024, foi considerada uma taxa de remuneração dos ativos (WACC) de 1,85%, que será utilizada para o novo período de regulação, ao nível dos ativos do OLMCA. A explanação do apuramento desta taxa encontra-se no ponto 5.8. Nos períodos de regulação anteriores, a taxa de remuneração dos ativos, implícita no TOTEX, foi de 4,4%.

A Figura 2-26 apresenta a evolução dos ativos do OLMCA do setor do gás entre 2018 e 2022.

Figura 2-26 - Ativos do OLMCA afetos ao setor do gás

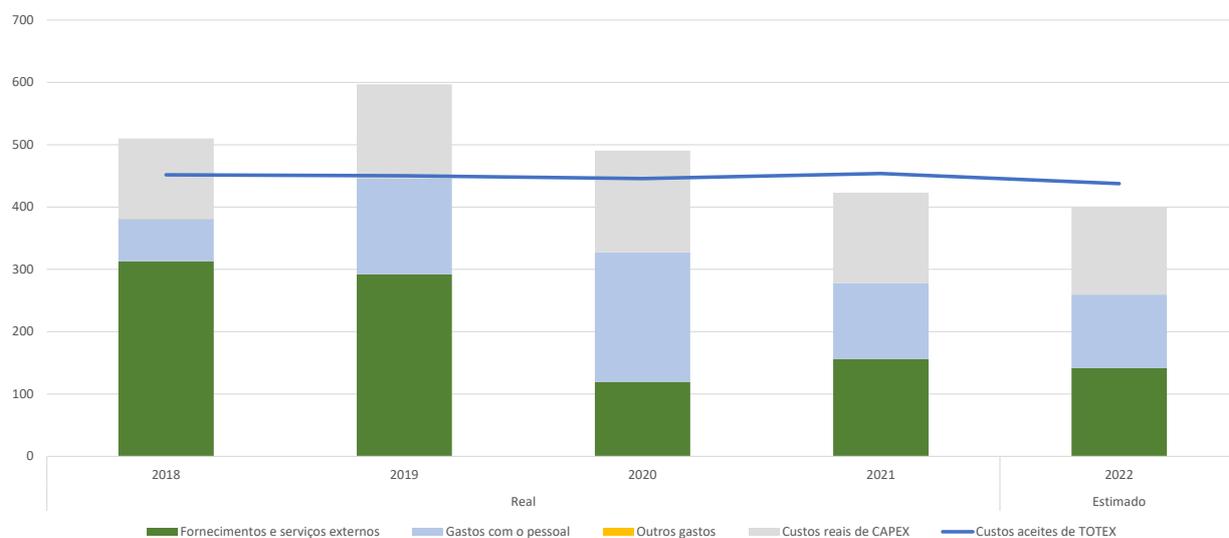


Fonte: Contas reguladas da ADENE

No ano de 2021, último ano com contas fechadas, o valor líquido do imobilizado ascendia a cerca de 324 milhões de euros, sendo a maior parcela referente aos ativos transferidos em 2018 da REN Gasodutos e do novo portal do OLMC – gás.

Na figura abaixo apresentam-se os gastos totais incorridos na atividade de OLMC do gás entre 2018 e 2022 e os gastos aceites pela ERSE por aplicação do TOTEX. No cálculo do CAPEX do OLMCA está implícita no atual período de regulação uma taxa de remuneração dos ativos de 4,4%.

Figura 2-27 - Gastos reais da atividade de OLMC do gás (preços constantes de 2022)



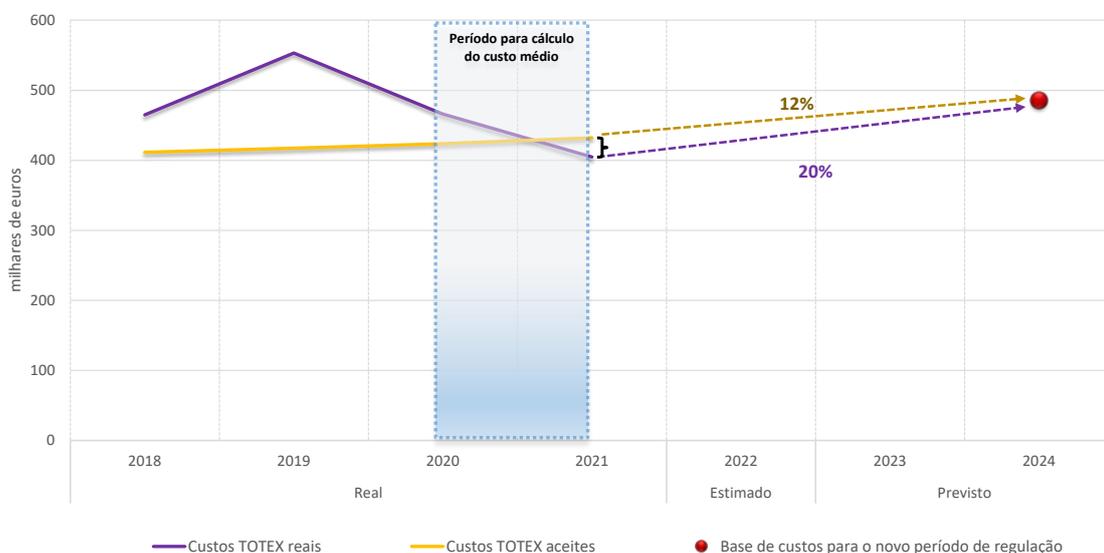
Fonte: Contas reguladas ADENE

A atividade da ADENE ficou marcada por factos que dificultam a análise histórica com base em contas reais fechadas. O ano de 2020 fica marcado pelo início da pandemia COVID-19, condicionando a atividade da ADENE e provocando alguns atrasos na realização de projetos inicialmente previstos, o que se refletiu numa redução muito substancial de gastos, nos anos de 2020 e de 2021, nomeadamente de Fornecimento e Serviços Externos (FSE). Este aspeto aleado à curta série de dados históricos dificulta a análise da forma de regulação aplicada ao OLMCA.

Para os anos de 2024 a 2027 manter-se-á a metodologia de regulação por incentivos, assente num *revenue-cap*, aplicado aos gastos totais, que variam em função de um fator de eficiência, bem como da evolução do IPIB.

A Figura 2-28 permite comparar a evolução dos gastos reais totais da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador com os proveitos permitidos associados ao TOTEX, incluindo o valor da nova base de custos para 2024.

Figura 2-28 - Evolução dos gastos reais e dos proveitos permitidos associados ao TOTEX (preços correntes)



Fonte: Gastos aceites líquidos de proveitos – dados ERSE e gastos reais líquidos de proveitos – dados ADENE

No quadro seguinte é apresentado o valor da parcela fixa correspondente ao *revenue cap* a aplicar na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para 2024

Quadro 2-26 - Base de custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para 2024

	2024
Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás aceites pela ERSE (10 ³ EUR)	486

Esta parcela evolui nos restantes anos do período de regulação, de 2025 a 2027, em função do IPIB deduzido de um fator de eficiência.

2.5.2.2 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

Tendo em consideração que a atividade de OLMC já é desempenhada pela ADENE desse 2018, em ambos os setores regulados (Elétrico e do Gás), tal sugere que haja alguma maturidade e estabilidade no

desenrolar da atividade e uma estabilização dos custos inerentes à mesma. Assim, para o período de regulação 2024 a 2027, a ERSE passará a aplicar uma meta de eficiência de 1,5%, correspondente aos ganhos decorrentes do progresso tecnológico.

2.5.2.3 SÍNTESE DOS PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

O Quadro 2-27 apresenta o resumo das decisões tomadas pela ERSE relativamente à forma de cálculo do OPEX da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, para o período de regulação 2024 a 2027.

Quadro 2-27 - Parcelas para a determinação do OPEX na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador no período de regulação 2024 a 2027

	2024	Forma de evolução	Eficiência anual
Custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador para o setor do gás aceites pela ERSE (10 ³ EUR)	486	IPIB _{s-1} - X	1,5%

Os proveitos permitidos do operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador são obtidos pelas receitas geradas pelo estabelecimento de um preço regulado aplicado ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA pago pelos comercializadores e agregadores cessionários e complementarmente, os gastos não recuperados por estas receitas serão recuperados pela parcela I da tarifa de UGS.

3 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 ENQUADRAMENTO

A fórmula de cálculo dos gastos de exploração líquidos da atividade de Distribuição de gás 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 gastos 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 gastos de exploração, para todo o período de regulação.

Antes da definição de parâmetros para o novo período de regulação, importa caracterizar a atividade de Distribuição de gás em Portugal, em particular, um conjunto de indicadores associados à evolução do setor e das empresas, que são um importante suporte na definição e decisão das variáveis já mencionadas. Esta caracterização assume uma elevada utilidade por permitir avaliar, criteriosamente, as metodologias utilizadas no anterior período¹⁵ para a definição dos parâmetros e se estas se encontram consolidadas ou se deverão ser ajustadas.

Registe-se que na definição dos indutores e metas de eficiência é realizado um estudo de *benchmarking*, que é apresentado em detalhe no ponto 3.3.4. Neste contexto, realça-se a análise de *benchmarking* do presente documento incluir, pela primeira vez na atividade de distribuição, uma amostra internacional de operadores da atividade de distribuição de gás. 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

¹⁵ Documento “Parâmetros de Regulação para o Período de 2020 a 2023”, que se encontra disponível em: <https://www.erse.pt/media/b14b0tac/parametros-de-regulacao.pdf>

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.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

As empresas que exercem a atividade de Distribuição de gás correspondem a seis empresas concessionadas (Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, REN Portgás, Setgás e Tagusgás) e cinco empresas licenciadas (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás). Destaque-se o facto do Grupo GALP ter concretizado, em março de 2021, a alienação do capital da empresa GGND, que detinha as empresas distribuidoras de gás, ao Grupo Allianz.

No Quadro 3-1 apresentam-se, para permitir aferir a maturidade de cada empresa, os dados relativos aos anos de atribuição das concessões/licenças de distribuição de gás, bem como a data de início da distribuição física de gás. Verifica-se que, apesar das primeiras concessões terem sido atribuídas em 1993, a distribuição de gás em Portugal apenas se iniciou em 1997, através da Portgás, Lisboagás, Lusitaniagás e da Setgás. De registar que algumas das licenças tem o seu término a médio prazo. Recordar-se que as concessões são atribuídas pelo prazo de 40 anos, enquanto o licenciamento por um prazo de 20 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
REN 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

O Quadro 3-2 apresenta alguns fatores que caracterizam as áreas de concessão/licença das empresas em 2021 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 ou de licenciamento (VAB estimado *per capita*, VAB da indústria estimado *per capita*) ou geográficos (densidade populacional).

Quadro 3-2 - Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2021

	Indicadores operacionais		Densidade populacional da área de concessão/licença	VAB da indústria estimado/per capita	VAB total estimado/per capita
	Saturação da rede	Gás distribuído / ponto de abastecimento			
	m/p.a.	m ³ gás eq./p.a.			
Beiragás	15	1 417	40	1 549	5 430
Dianagás	20	745	45	2 439	9 361
Duriensegás	16	626	84	893	5 270
REN Portgás	14	1 659	595	2 893	8 839
Lisboagás	9	723	810	1 524	16 484
Lusitaniagás	15	3 260	189	3 604	8 281
Medigás	12	354	333	240	4 935
Paxgás	11	255	29	702	5 454
Setgás	13	902	391	1 834	5 572
Sonorgás	29	552	32	792	4 017
Tagusgás	24	2 600	40	1 537	5 609
Média	16	1 190	235	1 637	7 205

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

Fonte: INE, Empresas do setor de gás, ERSE, Pordata.

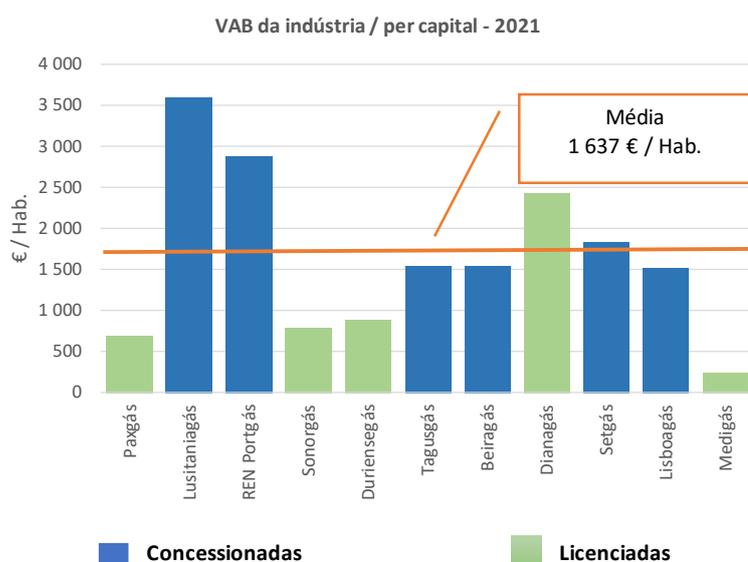
DENSIDADE DEMOGRÁFICA

Ao nível dos fatores demográficos verifica-se que as 11 empresas podem ser agregadas em três grupos. Um primeiro grupo é constituído por empresas urbanas, integrando a REN Portgás e a Lisboagás, cuja concessão integra as áreas metropolitanas do Porto e de Lisboa, 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 Setgás. Por último, um grupo com áreas de concessão/licença com baixa densidade populacional que inclui a Beiragás, a Dianagás, a Duriensegás, a Paxgás, a Sonorgás e a Tagusgás.

VALOR ACRESCENTADO BRUTO

A Figura 3-1 evidencia a relação do VAB da indústria estimado *per capita* por área de concessão/licença.

Figura 3-1 - VAB da Indústria *per Capita* por Área de Concessão / Licença em 2021

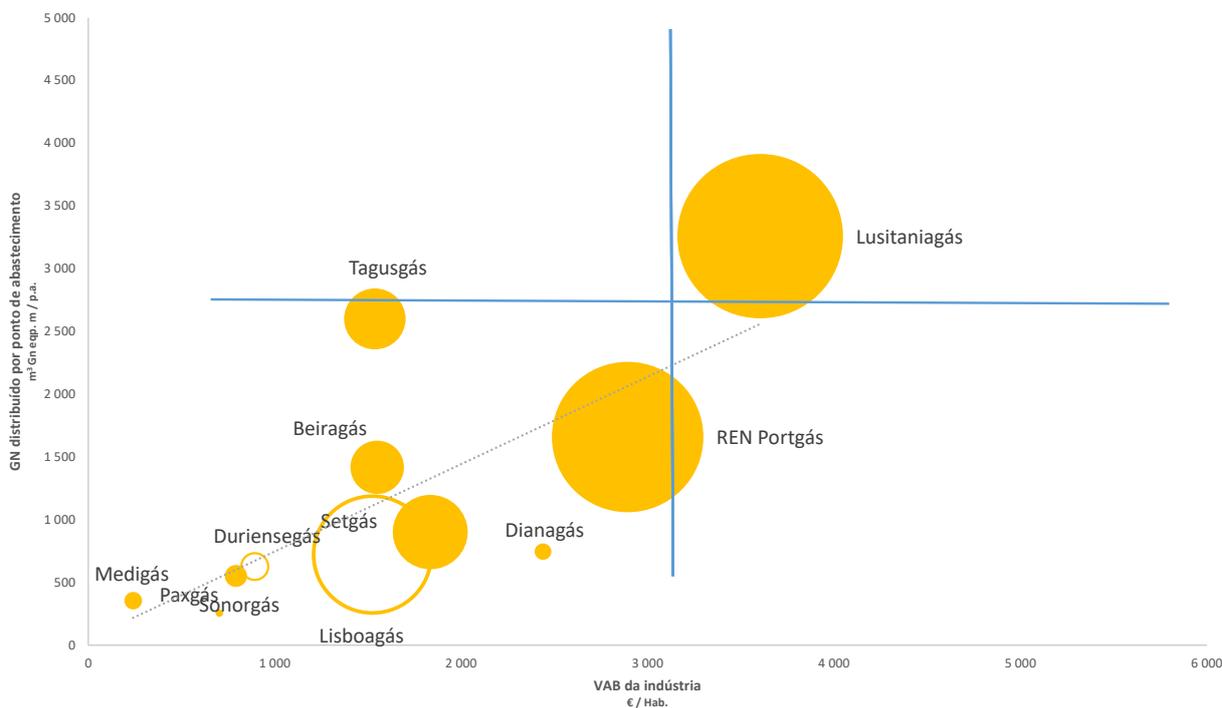


Fonte: INE e Empresas do setor de gás, Pordata

A Figura 3-2 evidencia a relação existente entre o VAB da indústria estimado *per capita* e o gás distribuído por ponto de abastecimento¹⁶.

¹⁶ A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás distribuído em 2021.

Figura 3-2 - VAB da indústria estimado per capita e Gás distribuído por p.a. - 2021



Fonte: INE, ERSE e Empresas do setor do gás, Pordata

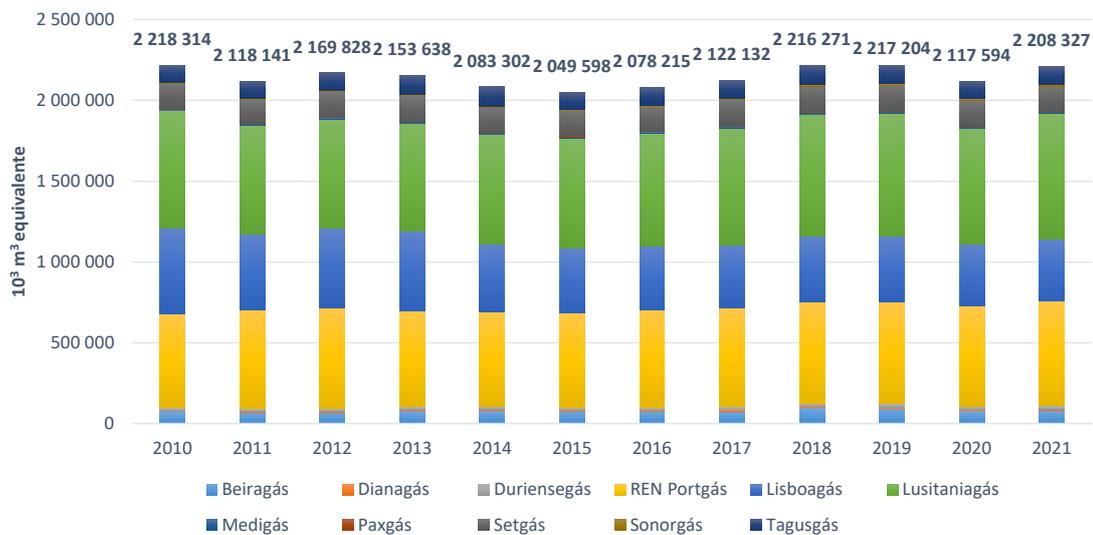
Pela análise da figura anterior verifica-se que as empresas se concentram maioritariamente no quadrante inferior, tendo ocorrido uma deslocação face a 2017¹⁷, onde as empresas se a concentravam junto ao ponto de interseção dos quadrantes.

DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

Neste ponto é apresentada a evolução da distribuição de gás pelas distribuidoras ao longo do período compreendido entre 2010 e 2021.

¹⁷ Ver documento “Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023” que se encontra disponível em: <https://www.erse.pt/media/b14b0tac/parametros-de-regulacao.pdf>

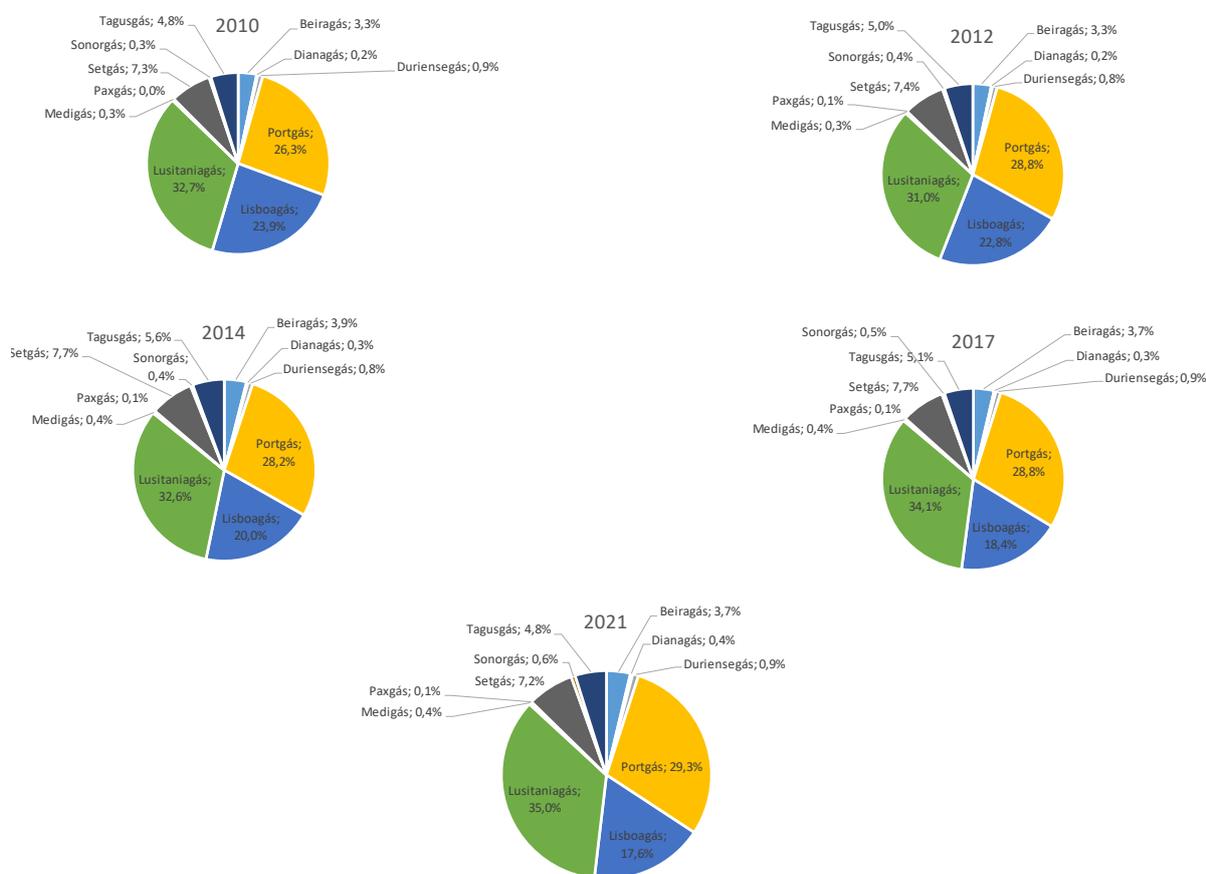
Figura 3-3 - Evolução da distribuição de gás



Fonte: ERSE e Empresas do setor do gás

No período observado assistiu-se a uma ligeira subida da distribuição de gás, com exceção do ano de 2020 justificado pela Pandemia Covid-19. Esta tendência ocorreu em todas as empresas, embora nas empresas mais recentes, se verifique com maior significado, como seria expectável.

Figura 3-4 - Evolução do peso de cada operadora no total do volume de gás distribuído



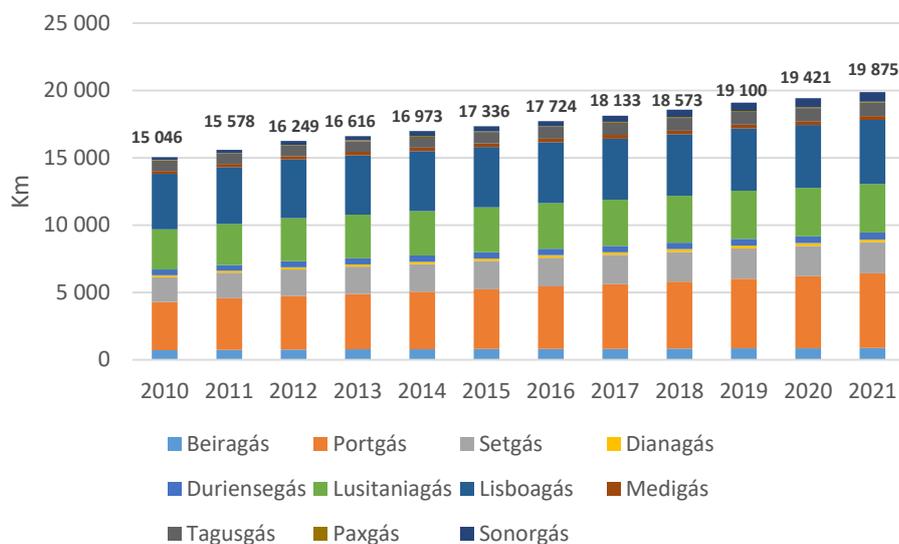
Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás

A Figura 3-4 apresenta o volume de cada empresa no total do volume de gás distribuído. Em 2021, as empresas licenciadas representaram apenas 2,4% do total das vendas. As três empresas de maior dimensão – Lusitaniagás, REN Portgás e Lisboagás – representaram 82% do total. Esta relevância tem-se mantido estável nos últimos anos.

EXTENSÃO DE REDE

A Figura 3-5 permite verificar que a rede de distribuição de gás em Portugal nos últimos dez anos passou de 15 046 km para 19 875 km em 2021, registando-se uma taxa média de crescimento de cerca de 2,5%.

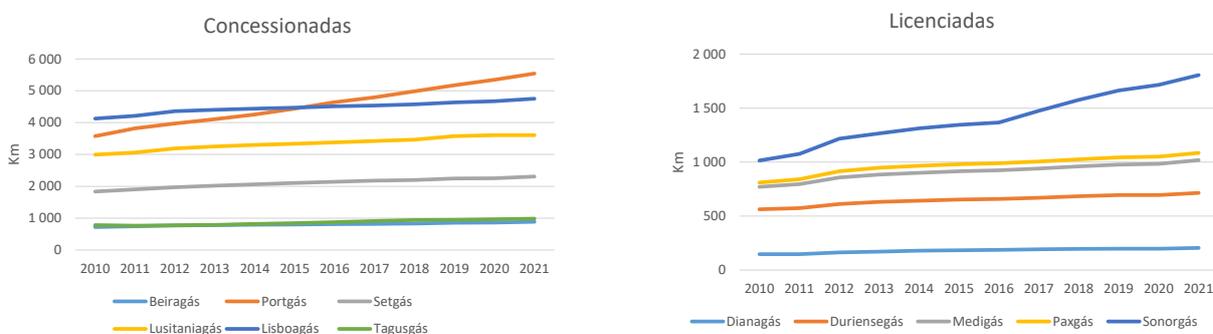
Figura 3-5 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária)



Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás

A Figura 3-6 apresenta, de forma mais explícita, a diferenciação entre as empresas concessionadas e as empresas licenciadas no que respeita aos investimentos em rede.

Figura 3-6 - Evolução da extensão da rede (primária e secundária) por empresa



Fonte: ERSE e Empresas do setor de gás

Os investimentos em redes têm-se mantido estáveis, verificando-se, em média, nos últimos dez anos um crescimento na ordem dos 2,3% e dos 5,4% nas concessionadas e nas licenciadas, respetivamente.

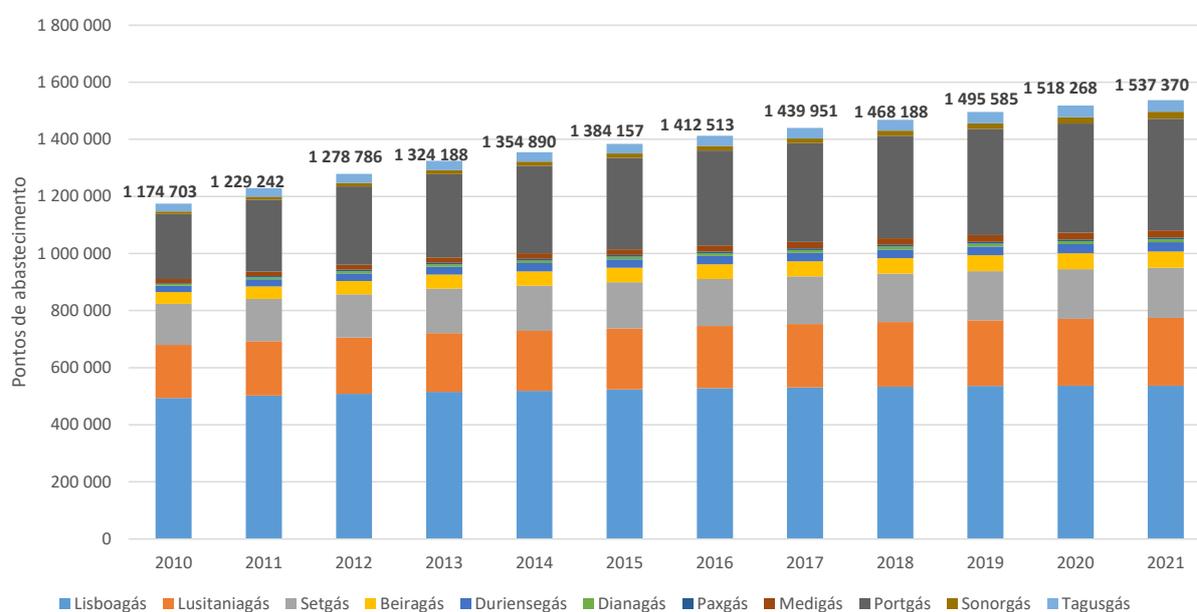
De salientar o crescimento verificado na REN Portgás que tem seguido uma estratégia de expansão da sua atividade, procurando chegar a todos os concelhos da sua área de concessão, o que se traduziu num crescimento médio anual da rede de 4%, a partir de 2012.

Nas empresas licenciadas, destaca-se, em termos individuais, o comportamento da Sonorgás, que registou um crescimento médio anual da sua rede de 13%, a partir de 2012, justificado com a expansão da rede aos 18 novos polos de consumo.

PONTOS DE ABASTECIMENTO

Na Figura 3-7 observa-se o crescimento do número de pontos de abastecimento entre 2010 e 2021. Nos últimos anos verificou-se uma taxa média anual de crescimento de 4%, no período de 2010 a 2013, decrescendo para uma taxa de cerca de 2% após este período.

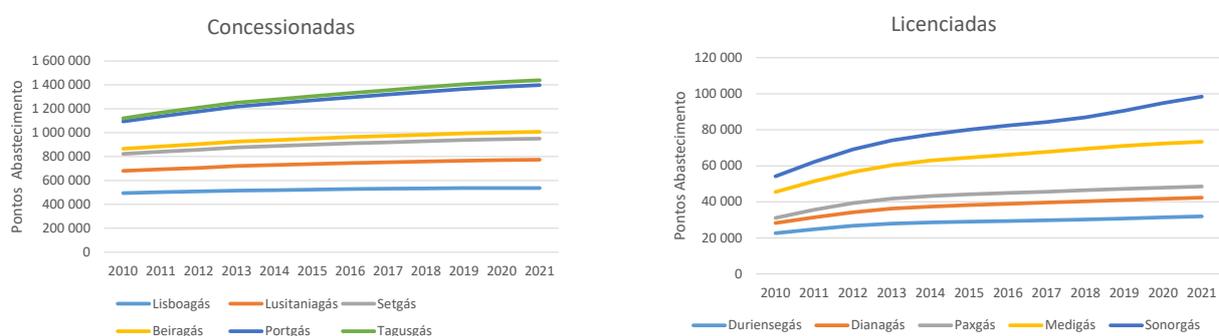
Figura 3-7 - Evolução do número de pontos de abastecimento



Fonte: ERSE e Empresas do setor do gás

A taxa de crescimento do número de clientes tem sido estável na generalidade das empresas de distribuição. Como seria de esperar, as empresas licenciadas têm taxas de crescimento mais elevadas comparativamente com as empresas concessionadas (Figura 3-8). Sendo de destacar, pelas razões acima explicadas, a Sonorgás que apresenta uma taxa superior comparativamente às suas congéneres.

Figura 3-8 - Evolução do número de pontos de abastecimento – por empresa

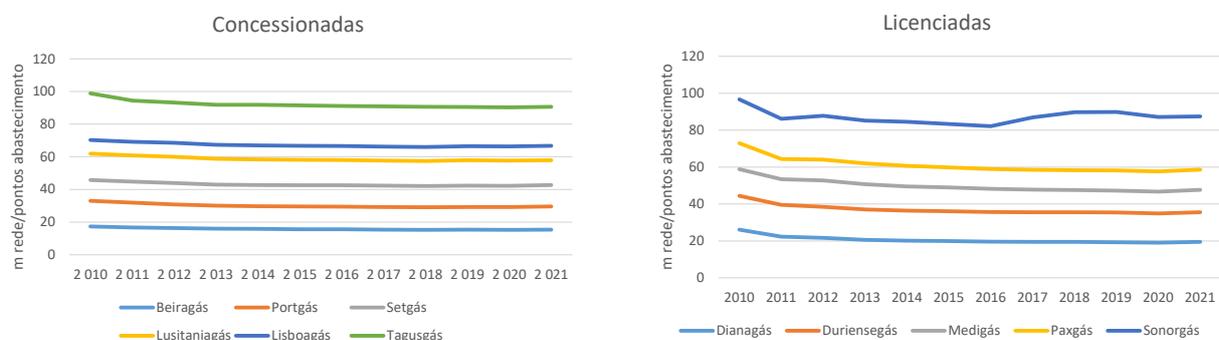


Fonte: ERSE e Empresas do setor do gás

SATURAÇÃO DA REDE

A Figura 3-9 apresenta a evolução da saturação da rede de 2010 a 2021, medida pela relação entre os metros de rede construída e o número de pontos de abastecimento dentro de cada área de concessão/licença.

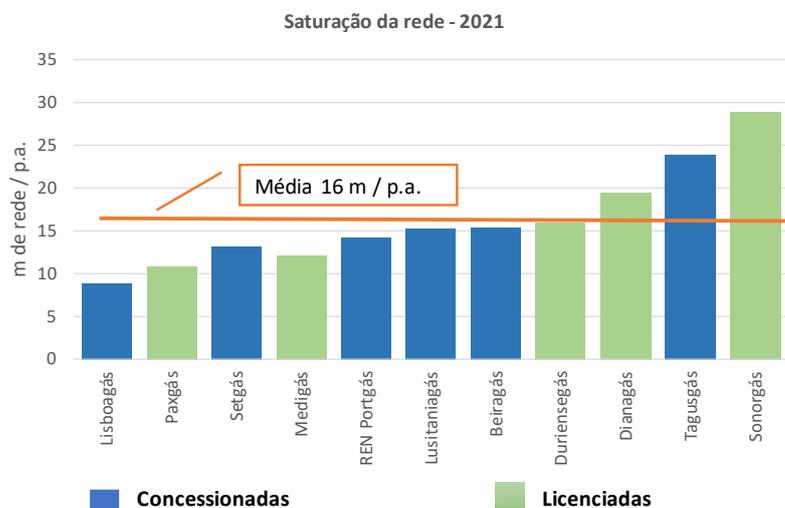
Figura 3-9 - Evolução da saturação da rede



Fonte: ERSE e Empresas do setor do gás

Da análise da figura anterior conclui-se que a saturação da rede apresenta uma estabilização na maioria das empresas. A exceção continua a ser a Sonorgás que, em virtude das novas licenças, expandiu a sua rede já em 2017, em preparação da ligação a novos pontos de abastecimento.

Figura 3-10 - Saturação da Rede por Área de Concessão / Licença em 2021



Fonte: ERSE e Empresas do setor do gás

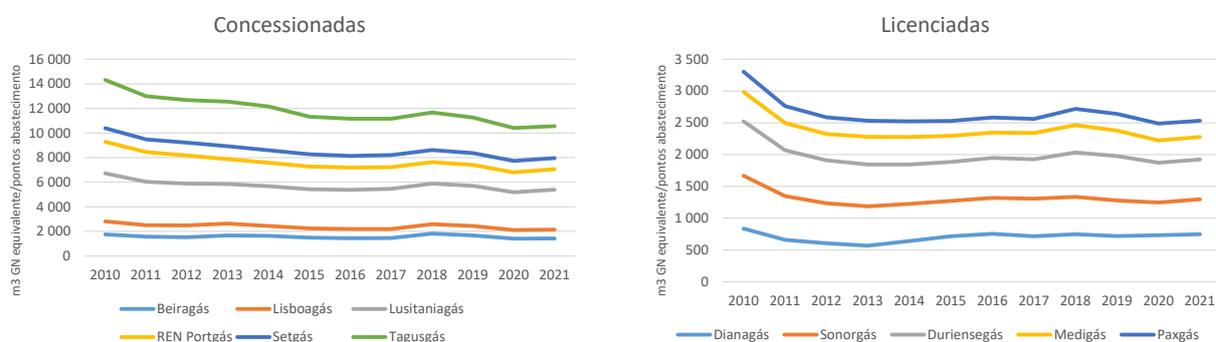
A Lisboagás e a Paxgás são as empresas que continuam a apresentar a maior saturação¹⁸ enquanto a Tagusgás e Sonorgás apresentam a menor saturação da rede.

GÁS DISTRIBUÍDO POR PONTO DE ABASTECIMENTO

A Figura 3-11 apresenta a evolução do consumo de gás por ponto de abastecimento no período de 2010 a 2021.

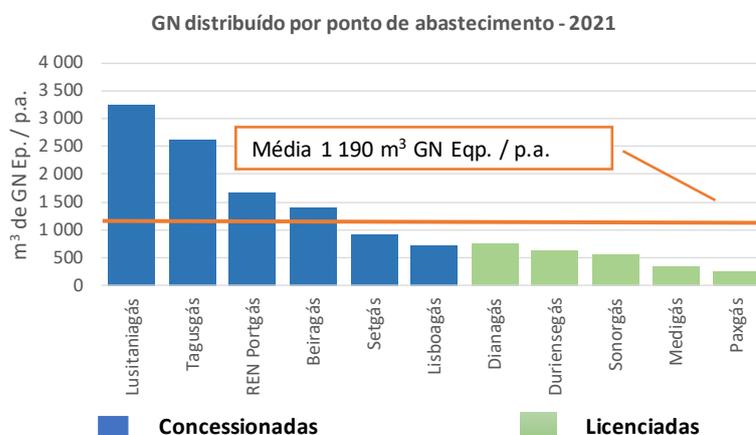
¹⁸ Quanto maior o valor do indicador m rede/p.a. menor a saturação

Figura 3-11 - Gás distribuído por ponto de abastecimento



Observa-se na maioria das empresas uma ligeira diminuição/estabilização do consumo de gás em volume por ponto de abastecimento. Em algumas empresas licenciadas assiste-se a uma ligeira retoma do gás distribuído por ponto de abastecimento a partir de 2014.

Figura 3-12 - Gás distribuído por Ponto de Abastecimento, por Área de Concessão / Licença em 2021



Fonte: ERSE e empresas do setor do gás

Em 2021, continua a observar-se uma divisão clara entre empresas concessionadas e licenciadas, sendo que as empresas licenciadas são as que veiculam um menor volume de gás por ponto de abastecimento.

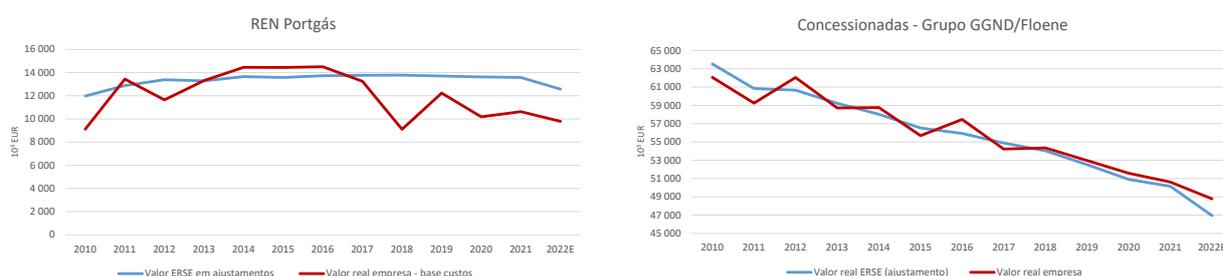
ANÁLISE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO E RELAÇÃO COM INDICADORES OPERACIONAIS

No início de mais um período de regulação é importante avaliar o comportamento das empresas no que respeita ao seu desempenho operacional. Pretende-se avaliar o nível do OPEX líquido real face ao OPEX aceite sujeito às metas de eficiência impostas pelo regulador, tanto em termos globais como em termos unitários, e apurar as razões para a existência de desvios.

A análise de desempenho mais detalhada das empresas reguladas é apresentada no documento “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do setor do Gás”.

De seguida apresenta-se a evolução do OPEX líquido real (valor real empresa) e OPEX aceite (valor ERSE em ajustamentos) desde 2010 para as empresas concessionadas. No caso das empresas do grupo Floene¹⁹ apresenta-se o valor agregado (Lisboagás, Lusitaniagás, Beiragás, Setgás e Tagusgás).

**Figura 3-13 - Evolução do OPEX líquido – Concessionadas
(preços constantes 2022)**



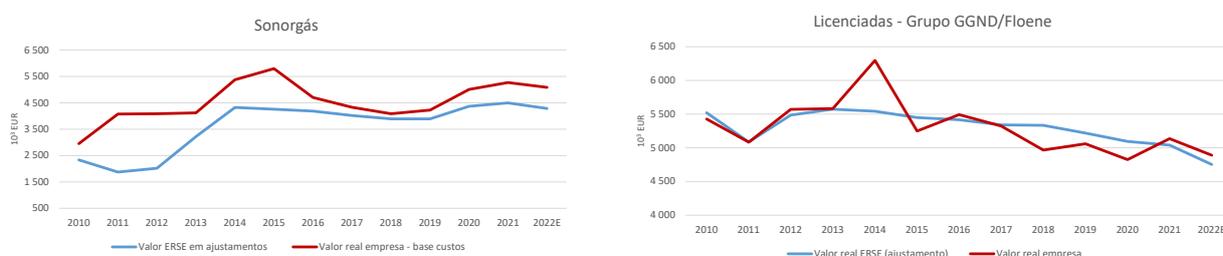
As evoluções apresentadas na Figura 3-13 mostram uma redução do OPEX líquido a partir de 2017, sendo ainda de registar, no caso do Grupo Floene uma aproximação entre os gastos reais e os gastos aceites²⁰ a partir de 2017. No caso da REN Portugal assiste-se a uma redução significativa do OPEX real comparativamente ao valor de OPEX aceite pela ERSE. Esta situação será internalizada na definição da nova base de custos para o próximo período de regulação.

¹⁹ Até final de 2022, o Grupo denominava-se GALP Gás Natural Distribuição (GGND)

²⁰ Componente dos proveitos permitidos que está associada ao OPEX com a aplicação de uma metodologia do tipo *price cap-X*.

De seguida, apresenta-se a mesma análise para as empresas licenciadas. Mais uma vez, as empresas do grupo GGND/Floene são apresentadas de forma agregada (Medigás, Paxgás, Dianagás e Duriensegás).

**Figura 3-14 - Evolução do OPEX líquido – Licenciadas
(preços constantes 2022)**



No caso das empresas licenciadas do grupo GGND destaca-se o crescimento acentuado dos gastos reais das empresas no ano de 2014 e em 2021. Estes movimentos são maioritariamente justificados pelo incremento da rubrica de gastos relativa a Fornecimentos e Serviços Externos. De destacar, igualmente, a quebra verificada no nível de OPEX real desde 2016, que resulta num diferencial face aos gastos aceites pela ERSE. Contudo, este hiato é eliminado com o incremento dos gastos reais verificado em 2021.

No caso da Sonorgás, os gastos reais e os gastos aceites seguem a mesma tendência embora em níveis distintos, sendo os gastos reais sempre superiores aos aceites.

Tal como já referido, e embora com algumas exceções em determinados anos, a trajetória dos gastos reais tem-se aproximado mais da trajetória dos gastos aceites. Apesar de existir ainda um *gap* entre as bases de custos e os gastos reais das empresas, a realidade revela que nos últimos anos as empresas têm apresentado uma maior capacidade em alcançar ou ultrapassar, no caso da REN Portgás, as metas de eficiência impostas pelo regulador.

A análise de desempenho das empresas não deve ser alheia à evolução da própria atividade de Distribuição de gás. Assim, decorrente da análise efetuada no ponto anterior, onde se caracterizou a atividade de Distribuição de gás, apresentam-se de seguida alguns indicadores operacionais que importa avaliar em simultâneo com os indicadores de desempenho.

Quadro 3-3 - Indicadores Operacionais em 2021

	Gastos de exploração líquidos ⁽¹⁾ EUR	Gastos de exploração por ponto de abastecimento €/ p.a.	Gastos de exploração por unidade distribuída €/ 1000 m3	Gastos de exploração por km de rede €/ km
Beiragás	3 799 933	66	47	4 304
Dianagás	1 321 975	126	169	6 466
Duriensegás	2 035 255	64	102	3 987
REN Portgás	10 629 179	27	16	1 917
Lisboagás	26 939 213	50	69	5 671
Lusitaniagás	9 623 005	41	12	2 670
Medigás	1 248 126	50	142	4 127
Paxgás	531 179	86	337	7 910
Setgás	6 642 218	38	42	2 882
Sonorgás	5 266 654	210	381	7 295
Tagusgás	3 610 709	88	34	3 680
Total	71 647 448			

Nota: ⁽¹⁾ Custos de exploração líquidos = Materiais diversos + FSE + Pessoal + impostos + outros custos de exploração – prestações de serviços – trabalhos para a própria empresa - proveitos suplementares - outros proveitos operacionais.

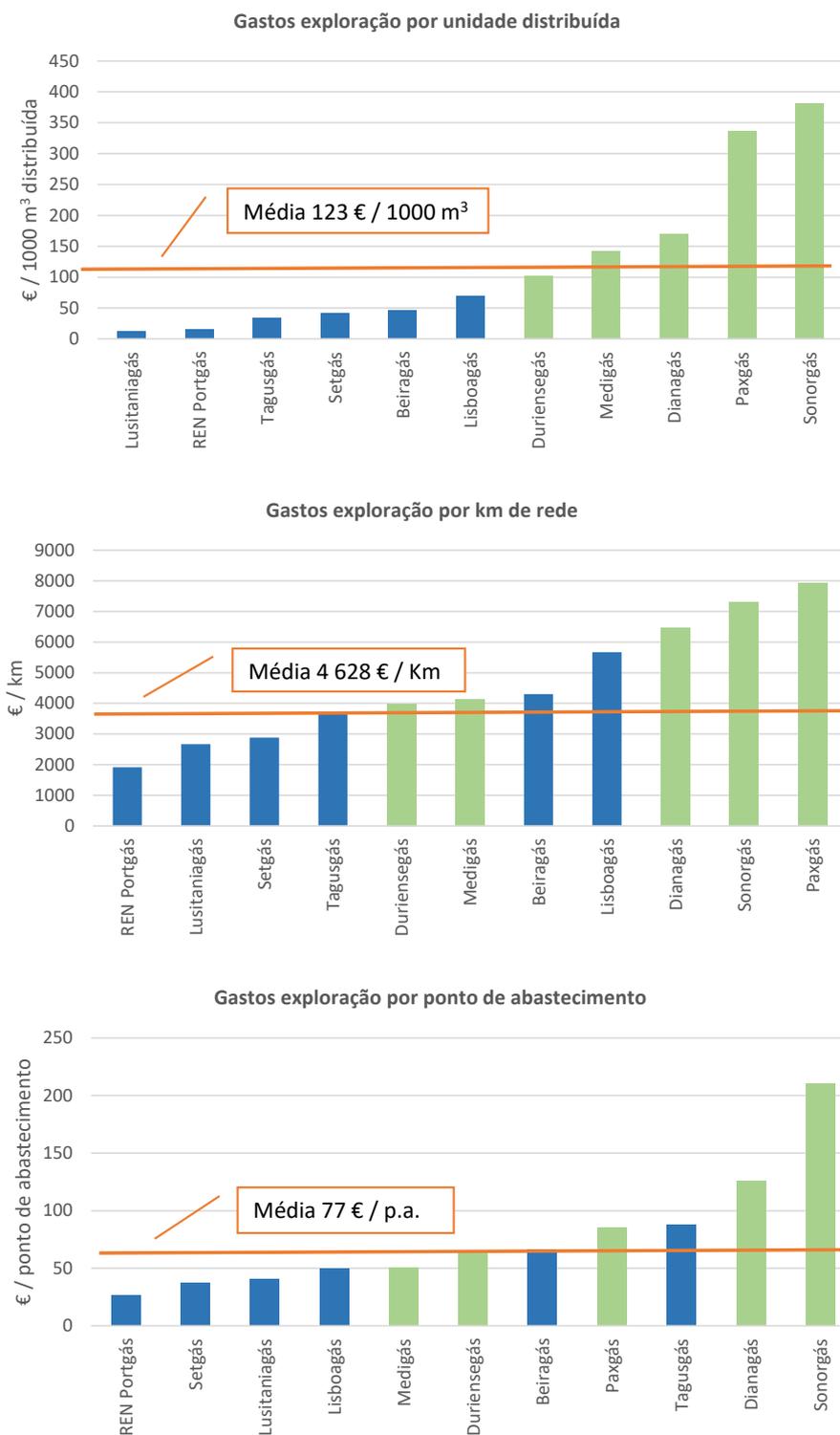
Valores a preços constantes de 2022.

Fonte: Empresas do setor do gás

Nestes indicadores relaciona-se a componente de gastos de exploração com os *outputs* decorrentes da atividade, que neste caso, são: número de pontos de abastecimento, volume de gás distribuído e quilómetros de redes em exploração. As empresas licenciadas destacam-se em termos de gastos unitários, sendo que a Sonorgás continua a ser a empresa com gastos unitários pelos três *outputs* mais elevados.

As figuras seguintes permitem reforçar as conclusões anteriores.

Figura 3-15 – Indicadores de desempenho em 2021



Para além da situação verificada em 2021, importa ter em conta a evolução dos gastos unitários das empresas reguladas. Assim, tendo em conta o nível de atividade de cada empresa, medido pela energia

distribuída e pelos postos de abastecimento e já analisado no capítulo anterior, apresentam-se de seguida os gastos unitários de 2010 a 2022 (este último corresponde a uma estimativa).

Figura 3-16 - Evolução do OPEX unitário por unidade distribuída - Concessionadas

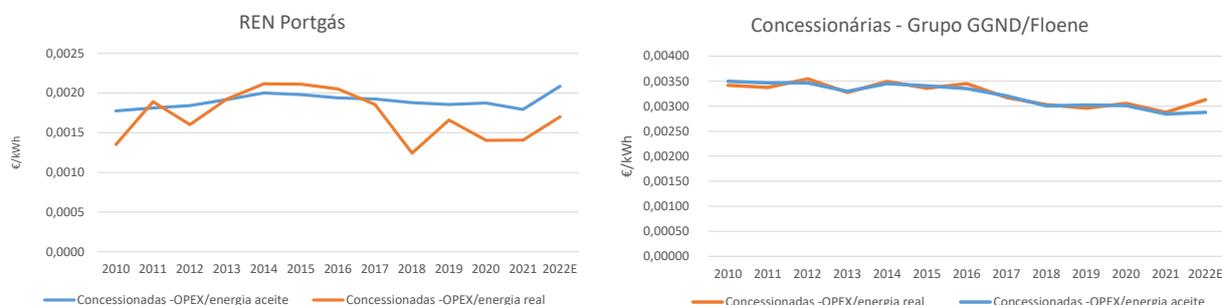
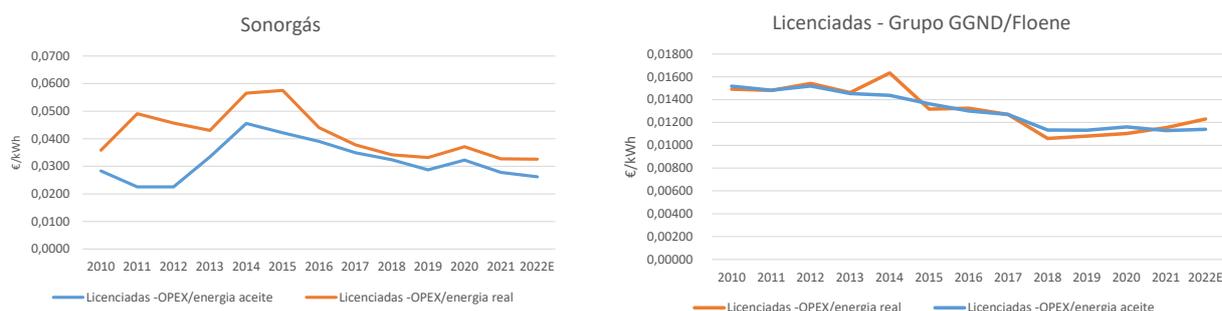


Figura 3-17 - Evolução do OPEX unitário por unidade distribuída – Licenciadas



Em termos de unidades distribuídas as empresas apresentam, igualmente, comportamentos distintos entre elas. Embora as empresas licenciadas apresentem gastos unitários mais elevados, assiste-se, na Sonorgás a uma tendência mais evidente de redução de gastos a partir de 2020, início do último período de regulação. No Grupo GGND/Floene observa-se uma relativa estabilidade dos gastos unitários por energia distribuída.

Figura 3-18 - Evolução do OPEX unitário por ponto de abastecimento - Concessionadas

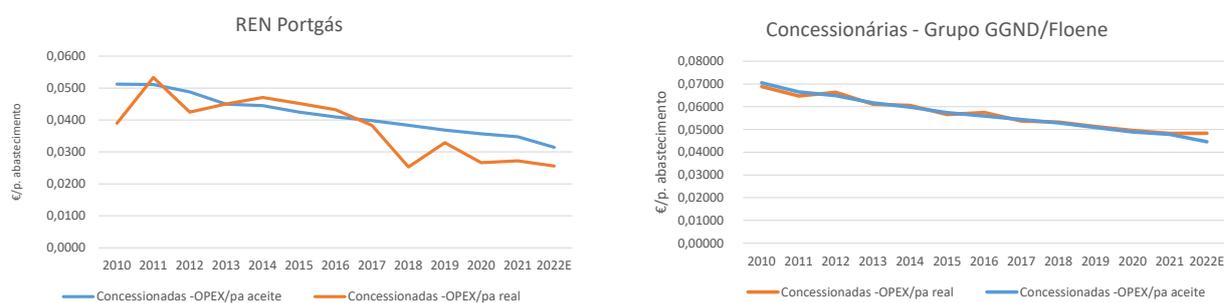
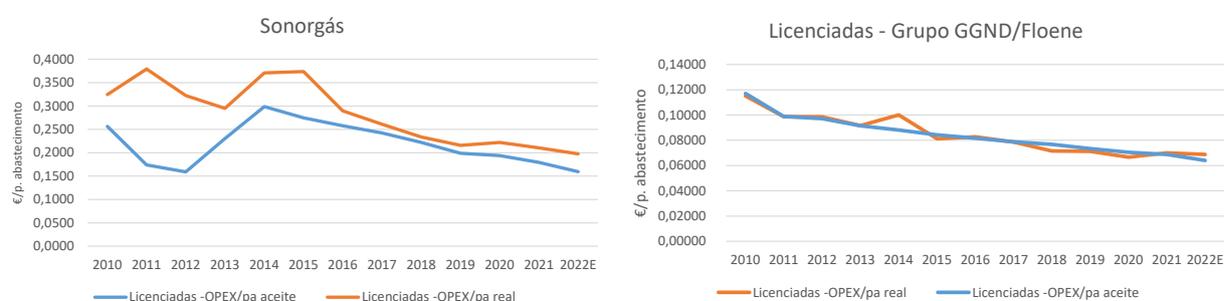


Figura 3-19 - Evolução do OPEX unitário por ponto de abastecimento – Licenciadas



Em termos de gastos por ponto de abastecimento, as conclusões não diferem muito das análises anteriores, sendo de registar uma redução dos gastos reais unitários por ponto de abastecimento, em linha com os valores aceites e a situação da Sonorgás, que apresenta os valores mais elevados, embora com um decréscimo acentuado a partir de 2015.

A Figura 3-20 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 comparativamente aos gastos reais.

Figura 3-20 - Base de custos – resultado do *Price-Cap*

Empresa	Posição relativa - Fator X global (2020-2023)	Base de custos aceite (% face empresa)												
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Média 20-21
Beiragás	3º	101,0%	109,4%	103,0%	111,8%	116,2%	105,7%	96,8%	103,2%	104,9%	103,6%	105,5%	101,2%	103,4%
Setgás	2º	92,9%	100,7%	99,4%	94,5%	94,7%	96,3%	94,0%	97,5%	95,2%	98,5%	95,6%	97,4%	96,5%
REN Portgás	2º	131,4%	95,9%	115,0%	99,8%	94,5%	94,0%	94,7%	103,9%	151,4%	112,0%	133,9%	127,8%	130,8%
Lisboagás	2º	107,6%	103,1%	98,8%	102,6%	100,9%	105,1%	95,7%	103,0%	100,5%	100,0%	99,2%	100,0%	99,6%
Lusitaniagás	2º	96,9%	101,5%	92,2%	100,2%	93,3%	101,7%	104,1%	98,5%	97,5%	96,3%	95,3%	97,1%	96,2%
Tagusgás	4º	93,3%	99,2%	95,6%	90,0%	88,6%	82,2%	100,6%	99,6%	98,2%	97,1%	102,6%	98,0%	100,3%
Medigás	1º	63,3%	92,7%	82,5%	96,1%	80,2%	103,4%	93,3%	97,0%	102,5%	106,2%	105,3%	98,5%	101,9%
Duriensegás	2º	120,4%	99,3%	102,2%	100,0%	83,5%	97,3%	96,6%	97,8%	102,1%	91,5%	102,6%	96,7%	99,6%
Paxgás	1º	112,3%	100,0%	131,9%	115,6%	69,6%	108,0%	88,6%	95,4%	109,0%	102,2%	107,6%	94,6%	101,1%
Dianagás	3º	99,2%	108,3%	96,6%	97,0%	116,8%	113,2%	110,8%	108,9%	120,1%	122,2%	109,8%	101,4%	105,6%
Sonorgás	5º	79,0%	45,9%	49,4%	78,0%	80,5%	73,5%	88,9%	92,8%	95,1%	92,1%	87,3%	85,3%	86,3%
Média		99,8%	96,0%	97,0%	98,7%	92,6%	98,2%	96,7%	99,8%	107,0%	102,0%	104,1%	99,8%	102,0%

Pelos valores apresentados, verifica-se que, em média, o OPEX aceite em ajustamentos e os valores reais se encontram próximos. Na média de 2020-2021 verifica-se que a base de custos definida pela ERSE no anterior período de regulação correspondeu, em média, a 102% dos custos reais das empresas. Numa análise por empresa, verifica-se que a Sonorgás apresenta custos reais superiores aos aceites ao contrário da REN Portgás cujos valores aceites superam os valores reais, de forma mais significativa.

ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE INDICADORES OPERACIONAIS E OS INDICADORES DA ATIVIDADE

O presente subcapítulo pretende relacionar o desempenho operacional das empresas distribuidoras em 2021 avaliado pelos indicadores gastos 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 – saturação das redes, início da atividade operacional e gás distribuído por ponto de abastecimento.

Quadro 3-4 - Coeficiente de correlação entre indicadores em 2017 e 2021

2021		Indicadores Operacionais		
		Saturação das redes	Maturidade	Gás distribuído por ponto de abastecimento
Indicadores de desempenho	Gastos de exploração por gás distribuído	0,34	-0,89	-0,62
	Gastos de exploração por ponto de abastecimento	0,80	-0,68	-0,29
	Gastos de exploração por km de rede	0,20	-0,82	-0,60
2017		Indicadores Operacionais		
		Saturação das redes	Maturidade	Gás distribuído por ponto de abastecimento
Indicadores de desempenho	Gastos de exploração por gás distribuído	0,32	-0,90	-0,62
	Gastos de exploração por ponto de abastecimento	0,82	-0,63	-0,24
	Gastos de exploração por km de rede	0,31	-0,79	-0,60

Como se observa entre 2017 e 2021 as correlações entre os indicadores identificados não sofreram alterações significativas. Assim, em suma conclui-se o seguinte:

- A saturação das redes apresenta uma correlação alta com os gastos de exploração por ponto de abastecimento²¹, o que pode revelar uma maior saturação das redes por parte dos operadores com gastos de exploração por gás distribuído menos elevados.
- No que se refere à maturidade, assiste-se a uma correlação negativa elevada com os gastos de exploração por gás distribuído, e uma correlação negativa, relativamente menos significativa, com os restantes indicadores de desempenho. Estas correlações mostram, por um lado, que as empresas com maturidade mais elevadas também são as que apresentam, à partida, melhores condições para o desenvolvimento da atividade de distribuição, mas também podem indiciar que essas empresas já se encontram numa fase de desenvolvimento ou de maturidade, onde os gastos

²¹ Quanto maior o valor do indicador m/p.a. menor a saturação, pelo que uma maior correlação deste indicador com o nível de gasto unitário deve ser interpretada como uma diminuição do nível de gasto com o aumento da saturação da rede.

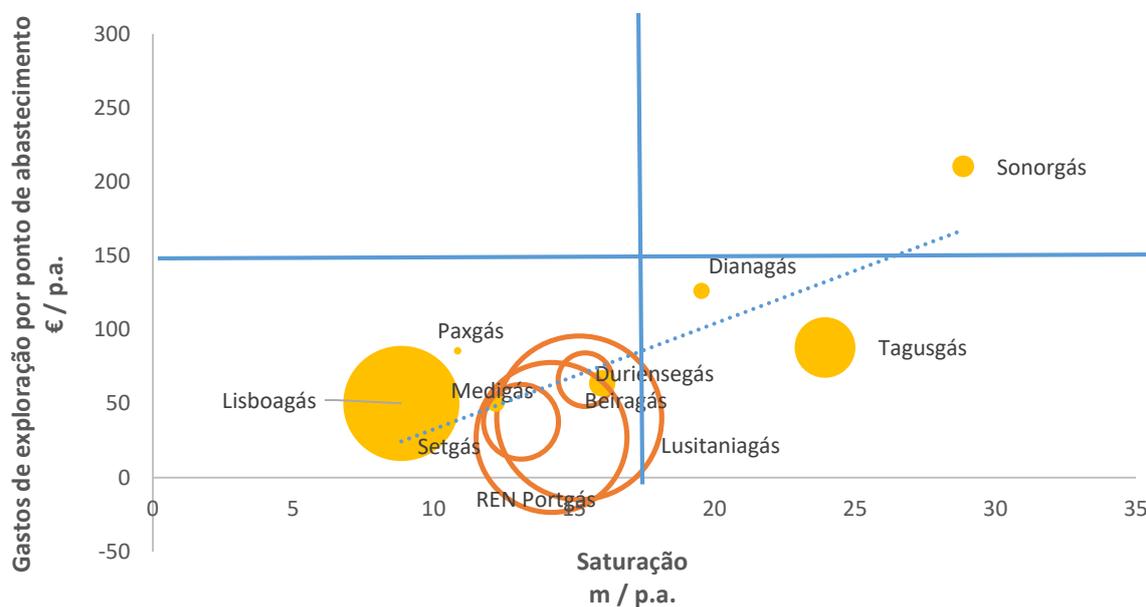
fixos de exploração não são, proporcionalmente, tão significativos como na fase de arranque de atividade.

- No que respeita ao consumo unitário em 2021 verifica-se uma correlação média com os gastos de exploração por gás distribuído e por quilómetro de rede, em linha com 2017.

As figuras seguintes apresentam as correlações mais significativas apuradas entre estes indicadores operacionais e o desempenho das empresas em 2021, evidenciando igualmente o posicionamento relativo de cada empresa e a sua dimensão²².

SATURAÇÃO DAS REDES

Figura 3-21 - Saturação das redes e gastos de exploração por ponto de abastecimento em 2021



²² A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás distribuído em 2021.

Os resultados obtidos para 2021 são muito idênticos aos resultados observados na análise efetuada para a definição dos parâmetros do período de regulação de 2020 a 2023. Verifica-se que a maioria das empresas se encontram no quadrante que reflete o melhor desempenho (maior saturação²³ com menores gastos por ponto de abastecimento). A situação crítica continua a ser observada na Sonorgás que, comparativamente aos anos anteriores, continua a posicionar-se no quadrante que reflete uma menor saturação e um maior nível de gastos de exploração por ponto de abastecimento. Se compararmos a Sonorgás com a empresa mais próxima, a Tagusgás, embora posicionada a alguma distância, em termos de saturação, a diferença no desempenho é ainda mais evidente por esta última empresa apresentar gastos unitários significativamente inferiores.

MATURIDADE DA ATIVIDADE

Se considerarmos a maturidade da atividade operacional, verifica-se uma relação entre este indicador e o desempenho das empresas, nomeadamente quando se utiliza como indicador de desempenho os gastos de exploração por gás distribuído. Porém, importa também sublinhar que a dimensão das empresas e a maturidade são dois indicadores significativamente correlacionados. Assim, deve-se ter em conta que as áreas de concessão com maior potencial económico foram atribuídas em primeiro lugar apresentando, por esta via, uma maior maturidade. Assim, subjacente à relação entre desempenho e maturidade da atividade existe igualmente uma relação entre desempenho e dimensão de atividade.

²³ A leitura deste indicador é inversa do resultado da fração: quanto menor o rácio, maior a saturação.

Figura 3-22 - Maturidade de atividade operacional e gastos de exploração por volume de Gás distribuído em 2021

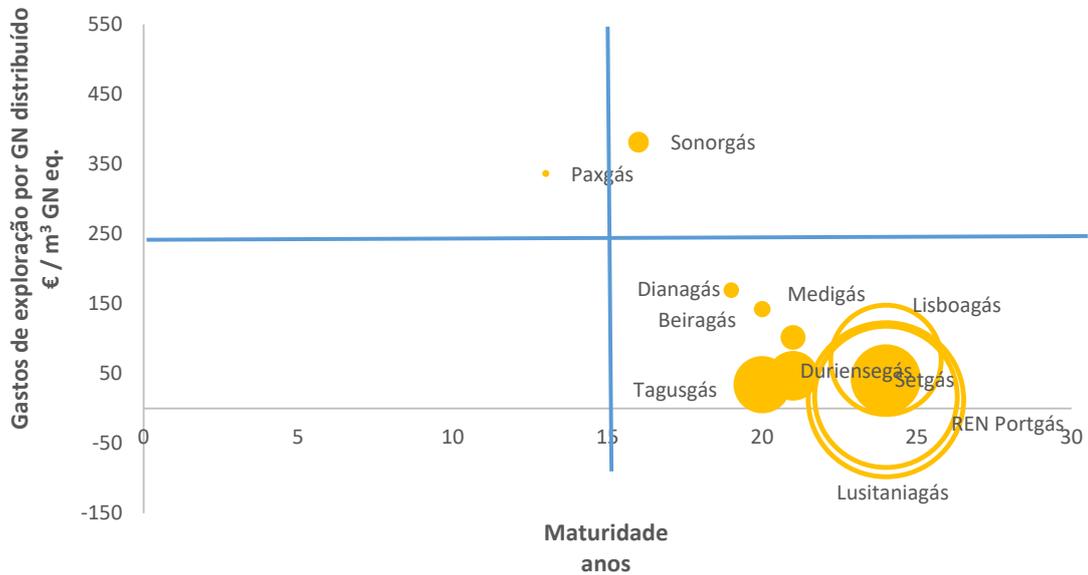


Figura 3-23 – Maturidade da atividade operacional e gastos de exploração por pontos de abastecimento em 2021

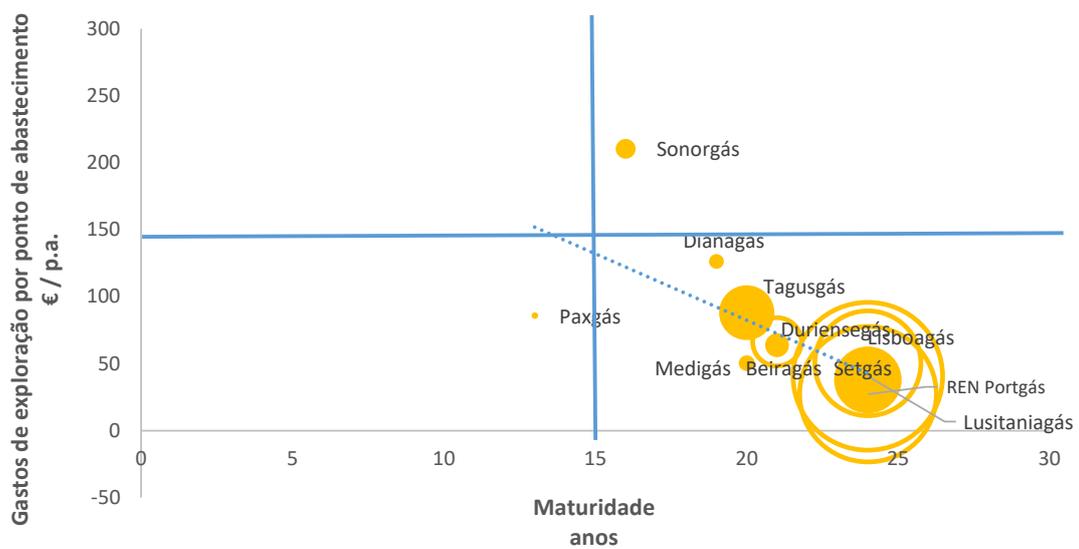
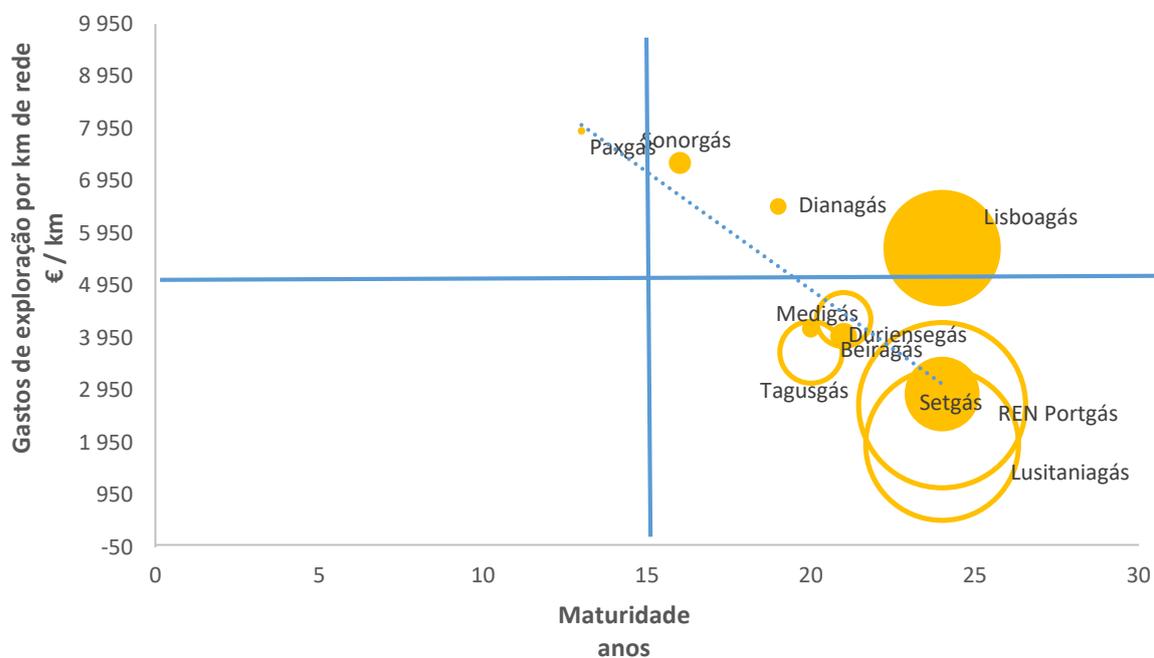


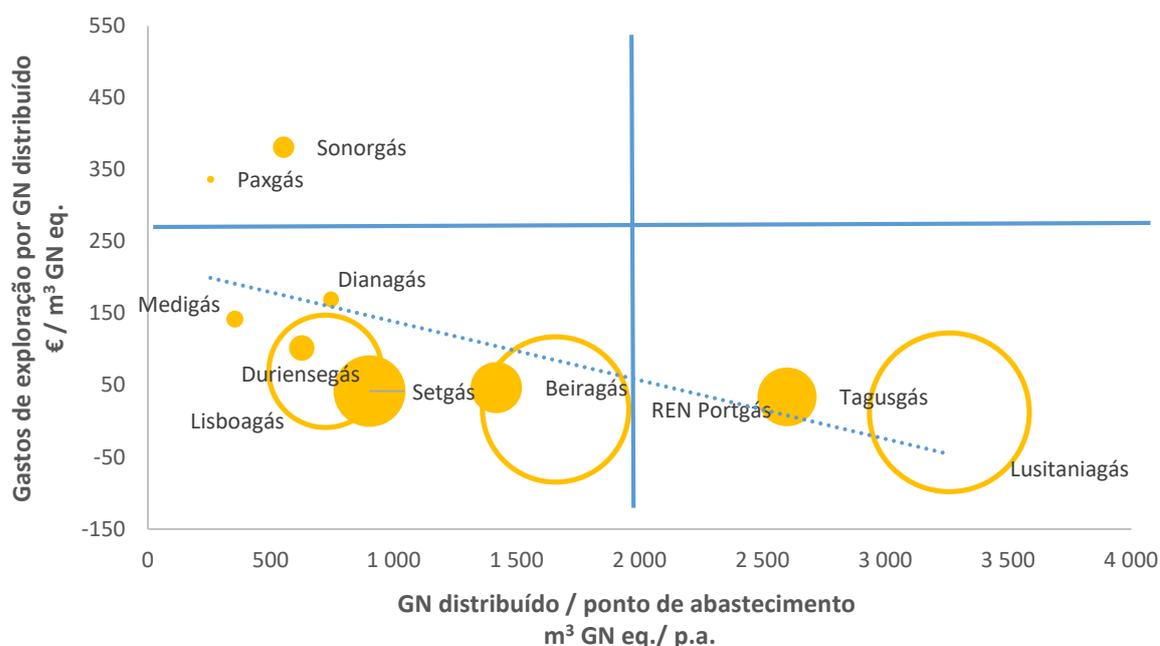
Figura 3-24 - Maturidade de atividade operacional e gastos de exploração por quilómetros de rede em 2021



Em 2021, à semelhança dos resultados de anos anteriores, observa-se, na generalidade das empresas, uma relação negativa entre a maturidade e os gastos unitários por *output*.

GÁS DISTRIBUÍDO POR PONTO DE ABASTECIMENTO

Figura 3-25 - Gás distribuído por ponto de abastecimento e gastos de exploração por volume de Gás distribuído em 2021



Tal como nas análises anteriores, estes resultados estão em linha com os apresentados em anos anteriores, mantendo-se as empresas nos mesmos quadrantes.

Em resumo, pode concluir-se que o desempenho das distribuidoras de gás está relacionado com as condições e características de cada empresa, como é o caso da maturidade da de atividade, bem como com a política de expansão das empresas, destacando-se, neste caso, a Sonorgás. Além disso, quando se comparam os presentes resultados com os obtidos em análises realizadas em períodos de regulação anteriores não se observa diferenças significativas. Este facto pode indiciar que as empresas alcançaram um nível mais estável no contexto de desenvolvimento da sua atividade.

3.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

3.3.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

A atividade de Distribuição de gás tem sido regulada através de uma metodologia regulatória do tipo “*price cap*” aplicada ao OPEX. Na aplicação de uma metodologia desta natureza, a definição de uma base de custos é essencial para definir o nível de proveitos permitidos associados ao OPEX. Assim, no início de cada período de regulação torna-se necessário avaliar as bases de custos em vigor de forma a definir o novo nível de gastos, bem como ponderar sobre as metas de eficiência a aplicar e os indutores a utilizar.

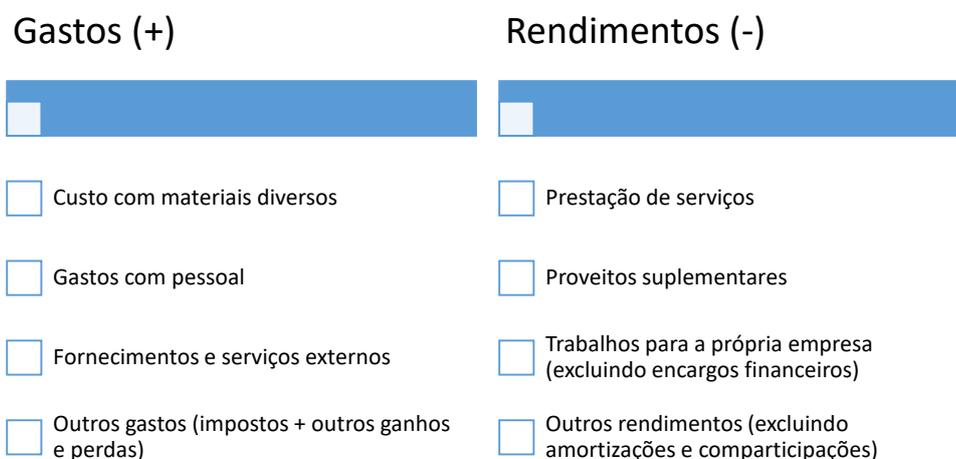
Nesta avaliação, o regulador avalia se o nível de proveitos permitidos atingido, isto é a base de custos, é o adequado face aos objetivos traçados, ponderando a sua manutenção ou a sua revisão, neste caso aproximando-a ou afastando-a do nível de gastos apresentado pelas empresas.

A análise efetuada no capítulo anterior permitiu observar uma notória aproximação entre o nível de gastos aceites e os gastos reais das empresas e, em certos casos até, a sua clara superação, bem como, a manutenção e/ou uma tendência de diminuição do nível de gastos. Assim, de um modo geral, observa-se a necessidade de uma maior devolução dos ganhos obtidos pelas empresas aos consumidores, justificando um incremento do fator de partilha para 75% dos gastos reais.

De acordo com o estabelecido no regulamento tarifário em vigor, a base de custos deve respeitar o princípio de partilha de resultados alcançados por aplicação das metas de eficiência. Desta forma, fica explícito que o procedimento de definição da base de custos deve concretizar a partilha de ganhos de eficiência alcançados pelas empresas com os consumidores.

Outro aspeto importante na definição da base de custos é a avaliação das naturezas de gastos e rendimentos que contribuem para o cálculo do OPEX líquido. Assim, para efeitos da definição da base de custos da atividade de distribuição de gás, à semelhança do considerado no setor elétrico, consideraram-se as seguintes rubricas:

Figura 3-26 – Rubricas consideradas na base de custos 2024



A base de custos foi calculada para 2024 e irá evoluir ao longo dos quatro anos do período de regulação de acordo com a evolução da atividade e por aplicação das metas de eficiência e do deflator do PIB.

BASE DE CUSTOS

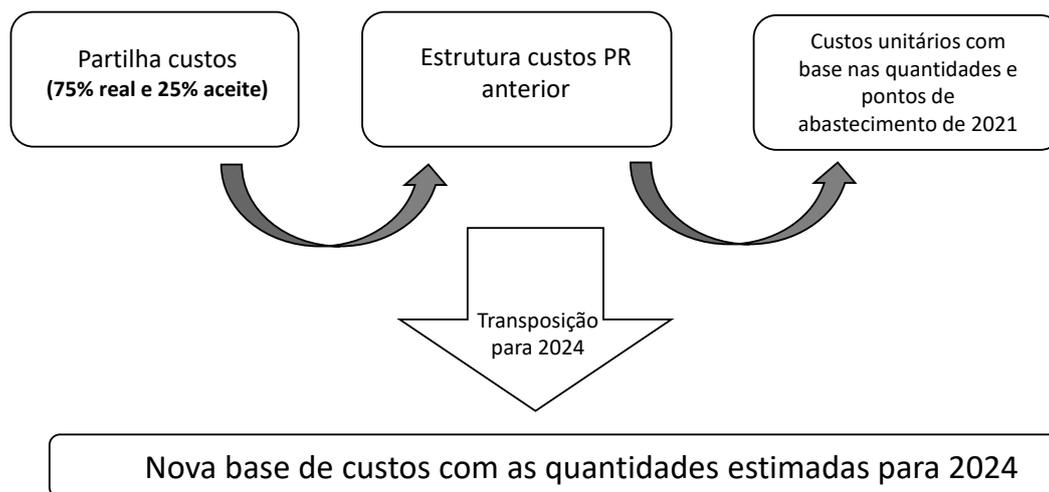
No período de regulação 2024-2027, e após a avaliação da evolução dos gastos reais das empresas, totais e unitários, e do *gap* existente entre os gastos reais e os gastos aceites, a ERSE decidiu seguir a seguinte metodologia na definição da base de custos:

- Considerar a média dos custos reais e aceites dos anos de 2020 e 2021 (partilha de resultados com base nos últimos anos reais e auditados).
- Aplicação de um fator de partilha que garante uma maior aproximação dos valores aceites aos valores reais: 75% real e 25 % aceite.
- Gastos unitários com base na estrutura de custos teórica do período de regulação anterior²⁴ e nas quantidades e pontos de abastecimento de 2021.

²⁴ Custo fixo – 40%; custo variável energia – 15%; custo variável pa – 45% - Concessionadas
Custo fixo – 35%; custo variável energia – 16%; custo variável pa – 49% - Licenciadas

- Na transposição dos valores de 2021 para 2024 considerou-se a atualização de três anos, com os fatores de eficiência por empresa do período de regulação anterior e o respetivo IPIB.
- Custos unitários previstos para 2024 aplicados às quantidades e pontos de abastecimento para 2024.

Figura 3-27 – Definição da base de custos para 2024



Anterior à aplicação desta metodologia foram avaliadas as várias naturezas de gastos reportadas pelas empresas. Após o esclarecimento de algumas situações, em particular ao nível dos Outros Gastos e Outros Rendimentos, foram desconsideradas as seguintes naturezas: (i) mais e menos valias resultantes de alienações; (ii) imposto de selo; (iii) estimativas relativas a impostos diferidos, entre outras, cuja natureza não é elegível para a base de custos regulada.

Foram igualmente considerados os resultados das ações de fiscalização ao Grupo Floene e à Sonorgás, que foram realizadas no início do corrente ano. No caso do Grupo Floene a ação decorreu em instalações do Grupo, enquanto no caso da Sonorgás foi realizada uma ação de fiscalização documental através de diversas notificações à empresa.

Estas ações de fiscalização efetuaram o *follow up* das recomendações das auditorias às operações intragrupo das empresas reguladas do Grupo GALP²⁵ (terminada em 2019) e às operações intragrupo do

²⁵ À data da realização da auditoria o grupo ainda se denominava GALP tendo recentemente alterado a denominação para Floene.

Grupo Dourogás (terminada em 2020). Na sequência das não conformidades detetadas pelos auditores que realizaram essas auditorias, a ERSE tinha decidido não aceitar como elegíveis para efeitos tarifários um conjunto de gastos. A justificação da decisão da ERSE consta do documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para o ano gás 2021-2022 das empresas reguladas do setor do gás”.

Das ações de fiscalização realizadas em 2023 conclui-se que nas contas reguladas dos anos de 2020 e 2021 mantinham-se operações intragrupo, cuja natureza a ERSE tinha decidido não aceitar como elegíveis para efeitos tarifários no seguimento das recomendações dos auditores.

Neste contexto, foram deduzidas à base de custos para 2024 as mesmas naturezas de gastos, com efeitos diferentes por empresas, visto que nos operadores da rede de distribuição do atual Grupo Floene (à exceção da Tagusgás) o reporte de gastos com estas naturezas apenas se verificou no ano de 2020, enquanto na Sonorgás o reporte de gastos não conformes verificou-se nos anos de 2020 e de 2021.

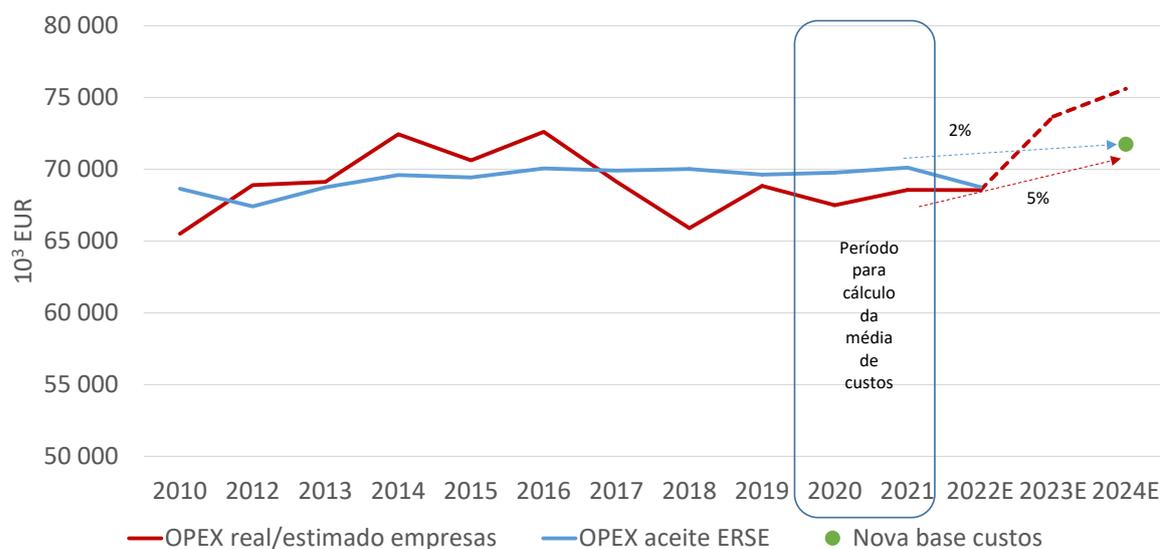
De seguida, apresentam-se as bases de custos a considerar em 2024 para cada um dos operadores da rede de distribuição:

Quadro 3-5 – Base de custos da atividade de Distribuição para 2024

	Meta de eficiência anterior PR - variável	Partilha ganho (média 2020-2021)	Partilha ganho 75%/25% e estrutura custos teórica - Base 2024
			Unid: 10 ³ EUR
Beiragás	3,0%	3 598	3 802
Dianagás	3,0%	1 239	1 299
Duriensegás	2,5%	1 887	2 006
REN Portgás	2,5%	10 723	11 634
Lisboagás	2,5%	25 896	26 754
Lusitaniagás	2,5%	9 043	9 533
Medigás	2,0%	1 157	1 259
Paxgás	2,0%	480	502
Setgás	2,5%	6 233	6 423
Sonorgás	5,0%	4 438	5 110
Tagusgás	4,0%	3 420	3 406
Total		68 114	71 728
		2022	2023
IPIB		1,51%	4,49%
		2024	5,80%

A figura seguinte apresenta o nível de gastos previsto para o novo período de regulação comparativamente à evolução dos gastos aceites pela ERSE e dos gastos reais e estimados pelas empresas.

Figura 3-28 – Base de custos para 2024 e evolução do OPEX



3.3.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Recorde-se que no caso da atividade da distribuição, o procedimento de definição dos indutores de custos tende a estar ligado aos procedimentos de análise e definição das metas de eficiência. Esta situação resulta deste último procedimento também procurar a definição de um nível eficiente para os gastos de exploração unitários, isto é, por indutor de custos das empresas distribuidoras de gás.

Os gastos de exploração, ou OPEX²⁶, correspondem aos fatores produtivos ou *inputs*, medidos em unidade monetária que, conjuntamente com os custos de investimento, ou CAPEX²⁷, são necessários à realização da atividade da empresa, isto é, à realização ou produção dos *outputs*. A soma destas duas componentes de gastos corresponderá ao TOTEX²⁸. Da extensa análise efetuada nos anteriores períodos de regulação e plasmada nos respetivos documentos, dos trabalhos científicos relacionados com a análise de eficiência na atividade de Distribuição de gás, conclui-se que são geralmente considerados um número limitado de variáveis como *outputs* e *inputs* na atividade de Distribuição de gás. Em particular, foi possível concluir que a esmagadora maioria dos autores referenciados nos documentos utilizam como *outputs*: o número de pontos de abastecimento (que corresponde ao número de clientes ligados), o volume de gás distribuído e

²⁶ Do inglês Operational Expenditure.

²⁷ Do inglês Capital Expenditure.

²⁸ Do inglês Total Expenditure.

a extensão das redes. Estas variáveis são apontadas como potenciais indutores de custos por corresponderem as variáveis, cuja evolução tende a refletir-se diretamente no nível de gastos da empresa e o ritmo de evolução da atividade das empresas.

O custo do investimento em redes de distribuição de gás está fortemente dependente dos pontos de abastecimento. 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. Face ao exposto, é possível estabelecer uma relação positiva entre o número de clientes e os custos de operação e manutenção das empresas de distribuição de gás.

O Quadro 3-6 apresenta a estatística descritiva dos *outputs* ou das variáveis independentes apresentadas anteriormente (energia distribuída, extensão da rede e número de pontos de abastecimento) como potenciais indutores de custos, bem como da variável dependente ou *input* (gastos de exploração - OPEX, e gastos totais – TOTEX, calculados a preços constantes de 2022).

Quadro 3-6 - Estatística descritiva das variáveis

	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo
OPEXpc (103 €)	6 406	7 435	30 136	435
TOTEXpc (103 €)	19 919	21 880	79 523	1 069
Energia Distribuída (GWh)	2 290 442	2 976 081	8 966 098	15 609
Extensão da Redes (Km)	1 705	1 786	5 568	65
Nº de Pontos de Abastecimento (#)	134 652	168 323	537 187	6 042

Os gastos de exploração a preços constantes de 2022 correspondem aos gastos regulados reportados pelas empresas distribuidoras. O número de postos de abastecimento e o volume de energia veiculada correspondem aos valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo de ajustamentos, por fim, a extensão das redes corresponde a valores reportados pelas empresas. As 11 distribuidoras apresentam um gasto de exploração líquido médio na ordem dos 6,4 milhões euros e um gasto total na ordem dos 19,9 milhões de euros. No caso das empresas concessionadas estes valores atingem os 10,2 e os 32,5 milhões de euros, respetivamente e atinge os 1,8 e os 4,9 milhões de euros, respetivamente, nas empresas licenciadas (cerca de 17% e 15%, respetivamente, do valor das empresas concessionadas). Os desvios padrões globais apresentam valores elevados justificados pela elevada heterogeneidade da amostra ao nível da dimensão das empresas.

O Quadro 3-7 apresenta a correlação entre os três fatores físicos supra indicados e as duas componentes de gastos anteriormente referidas, OPEX e TOTEX, dos 11 operadores de rede de distribuição de gás de Portugal continental. Os resultados permanecem significativamente similares aos obtidos nas análises realizadas nos anteriores períodos de regulação.

Quadro 3-7 - Correlação entre OPEX e TOTEX e as variáveis físicas

	<i>Pontos de Abastecimento</i>	<i>Extensão da Rede</i>	<i>Energia Distribuída</i>
<i>Pearson's Correlation Coefficient – Isotonicity Test</i>			
OPEX	0,941	0,815	0,602
	(<0,0005***)	(<0,0005***)	(<0,0005***)
TOTEX	0,985	0,946	0,770
	(<0,0005***)	(<0,0005***)	(<0,0005***)

Os resultados obtidos continuam a confirmar os pontos de abastecimento como o fator mais correlacionado com as duas componentes de gastos (OPEX e TOTEX), seguindo-se a extensão de rede e, por fim, a energia distribuída. Ambas as correlações são positivas e estatisticamente significativas. Estes resultados também evidenciam o cumprimento, por estas variáveis físicas, do requisito do pressuposto da propriedade isotonicidade (Tsolas, 2022²⁹). No entanto, temos que avaliar o nível de correlação entre estes fatores físicos por forma a mitigar os problemas de multicolinearidade entre variáveis nas análises econométricas, em particular, nos modelos de regressão a desenvolver nesta seção e na próxima. O problema da multicolinearidade é mitigado se for evitado elevadas correlações entre as variáveis independentes a incluir nos modelos de regressão. Para este efeito, no Quadro 3-8 apresenta-se a correlação entre os três fatores físicos supra indicados.

²⁹ Tsolas, I. E. (2022). Assessing Regional Entrepreneurship: A Bootstrapping Approach in Data Envelopment Analysis. *Stats*, 5(4), 1221–1230.

Quadro 3-8 - Correlação entre as variáveis físicas

	<i>Pontos de Abastecimento</i>	<i>Extensão da Rede</i>	<i>Energia Distribuída</i>
<i>Pearson's Correlation Coefficient</i>			
Pontos de Abastecimento	1,000		
Extensão da Rede	0,9486 (<0,0005***)	1,000	
Energia Distribuída	0,7592 (<0,0005***)	0,8963 (<0,0005***)	1,000

À semelhança, igualmente, dos resultados obtidos em análises anteriores, os km de rede apresentam uma maior correlação com os pontos de abastecimento e o volume de gás distribuído. Desta forma, mantém-se a motivação de avaliação da utilização dos pontos de abastecimento como único indutor da atividade de Distribuição ou da sua utilização em conjunto com a energia distribuída. O teste econométrico VIF da multicolinearidade valida, estatisticamente, esta opção e, num segundo nível de significância estatística, a conjugação do indutor energia com a extensão da rede (Quadro 3-9).

Quadro 3-9 – Teste VIF da Multicolinearidade

<i>Pontos de Abastecimento</i>	<i>Extensão da Rede</i>	<i>Energia Distribuída</i>
<i>VIF Multicollinearity Test</i>		
17,29	37,27	8,8
2.36		2.36
	5,09	5,09
9,99	9,99	

No documento de “Parâmetros de Regulação para o Período dos Anos Gás de 2016-2017 a 2018-2019” foi apresentada uma extensa análise para a definição dos indutores de custos da atividade de Distribuição suportada em diferentes abordagens econométricas e de revisão da literatura económica. Esta análise levou a ERSE a decidir a utilização dos pontos de abastecimento em conjunto com a energia veiculada como indutores de custos desta atividade. Esta decisão foi suportada nos resultados obtidos nos diferentes modelos e na análise efetuada a um conjunto de fatores que têm sido referidos na literatura económica e nos documentos de parâmetros dos períodos de regulação anteriores, como sendo determinantes da decisão sobre o número e sobre o tipo de indutores a utilizar.

Assim, recorda-se que o poder discricionário que as empresas podem ter sobre alguns indutores, podendo influenciar os resultados, constitui um dos fatores a ter em conta. Deste modo, o número de pontos de abastecimento e o quilómetro de redes não são variáveis exógenas às empresas, por estarem associadas à sua política de investimentos e, conseqüentemente, às estratégias de desenvolvimento das suas atividades. Outro fator a ponderar é de que o risco associado à evolução das quantidades do processo não poder ser integralmente suportado pelos consumidores. Recorde que as empresas são ressarcidas dos seus gastos, em geral, e dos gastos de exploração, em particular, através das receitas geradas com a atividade de Distribuição de gás, que variam com as quantidades de gás distribuídas, desde que cumpram com as metas de eficiência definidas pelo regulador. Recorde-se que as empresas de distribuição de gás têm garantida a recuperação dos gastos de investimentos aprovados pelo Concedente, que estão devidamente remunerados.

Assim, caso a definição dos proveitos permitidos não reflita a evolução das quantidades, o risco associado à flutuação de quantidades será totalmente transmitido aos consumidores, pelo que os indutores de custos desta atividade deverão incluir a energia veiculada, para além dos pontos de abastecimento. Adicionalmente, é necessário incentivar os distribuidores a alinharem a sua política de investimentos com uma projeção racional da evolução das quantidades.

De acordo com o suprarreferido, a extensão de rede e o volume de energia veiculada podem ser considerados indutores de custos. Esta decisão é reforçada de forma robusta pelos resultados das investigações realizadas em outros países presentes na literatura económica.

Recorde-se os argumentos de Getachew (2009) e Bernard et al (1998) de que a extensão de rede é uma representação alternativa do número de ligações (ou seja, dos pontos de abastecimento ou número de clientes). A elevada correlação existente entre a variável km de rede e o número de pontos de abastecimento pode ser considerada uma constatação deste argumento. Face ao exposto, para o período de regulação de 2024 a 2027 definiu-se manter a quantidade de gás veiculada e o número de pontos de abastecimento como indutores de custos. Neste sentido, importará definir os termos do peso a atribuir aos termos variáveis resultantes da utilização de dois indutores de custos.

Neste sentido, ponderados os comentários recebidos à proposta tarifária e os resultados da análise efetuada, tendencialmente inconclusivos, no que concerne à relação da energia veiculada e do número de pontos de abastecimento com os gastos de exploração, conclui-se ser adequado manter os pesos adotados no período de regulação 2020-2023 para a energia veiculada e para o número de pontos de abastecimento em 25% e 75%, respetivamente.

3.3.3 DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA DE GASTOS

Para a definição da estrutura de custos recorreu-se à metodologia adotada nos últimos dois períodos de regulação. Neste sentido, 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 gastos mais adequada. Recorde-se especificação deste modelo:

$$\begin{array}{c}
 \text{Custos Totais}_{it} = \beta_{i0} + \sum_{k=0}^n k \times \beta_{ikt} \\
 \uparrow \qquad \qquad \qquad \uparrow \qquad \qquad \qquad \uparrow \\
 \text{Custo do ORD } i \text{ no} \quad \text{Componente fixa} \quad \text{Indutor de custo } k \\
 \text{momento } t
 \end{array}
 \tag{1}$$

A regressão foi estimada considerando três amostras: todas as empresas, apenas as empresas concessionadas e apenas as empresas licenciadas.

O modelo de efeitos fixos e o modelo de efeitos aleatórios apresentam-se como os modelos mais generalizados da metodologia de regressão de dados em painel. Contudo, o modelo de efeitos fixos apresentou resultados economicamente desvirtuados dos valores reportados. Neste sentido, à semelhança das análises efetuadas nos últimos períodos de regulação, tendo por referência o modelo de efeitos variáveis e por forma a avaliar a validade e adequação econométrica dos modelos ao objetivo da análise efetuou-se os seguintes testes:

- Teste de LM (*Lagrange Multiplier*) de *Breusch-Pagan* para avaliar a adequação da utilização de um modelo de regressão com dados em painel de efeitos aleatórios ou variáveis em detrimento de um modelo de regressão *Pooled OLS* (modelo simples de regressão estimado pela via dos mínimos quadrado ordinários)³⁰.
- Teste da forma funcional ou a robustez da especificação dos modelos através do teste *RESET* proposto por DeBenedictis e Giles (1998) e denominado de *FRESET*. De acordo com os autores, este teste apresenta-se mais robusto na avaliação das formas funcionais das regressões comparativamente ao tradicional teste da forma funcional de Ramsey's (1969). Na aplicação do teste *FRESET*, recorreu-se às duas abordagens de cálculo do valor teste propostas pelos autores,

³⁰ A não rejeição da hipótese nula deste teste significa que o modelo de efeitos aleatórios ou variáveis não se apresenta adequado.

nomeadamente, ao cálculo do teste *FRESETS* (transformação *Box*, 1966) e do teste *FRESETL* (transformação *Mitchell e Onvural*, 1996).

- Teste de avaliação da significância estatística dos coeficientes associado à componente fixa.

O teste econométrico *Breusch and Pagan Lagrangian multiplier* validou os efeitos variáveis em detrimento de uma regressão linear com dados seccionais. Neste sentido, estimou-se dois modelos de efeitos variáveis considerando duas alternativas ao nível do estimador: o método dos momentos generalizado (*GMM - generalized method of moments*) e o método de máxima verossimilhança (*maximum-likelihood estimation - MLE*). Estes modelos foram validados por, pelo menos, uma das abordagens do teste *RESET* de *DeBenedictis-Giles*. Desta forma, no quadro seguinte apresenta-se o peso dos gastos fixos decorrente dos resultados obtidos com as regressões com dados em painel estimadas com o modelo de efeitos variáveis. O modelo de efeitos variáveis considerando o estimador do método máxima verossimilhança (*maximum-likelihood estimation - MLE*) apresentou uma menor volatilidade dos resultados. Por este motivo, os resultados obtidos por via do estimador MLE, pela sua consistência, constituíram a principal referência para o processo de definição da estrutura de gastos.

Quadro 3-10 – Resultados dos Modelos Económétricos

	Todas Empresas (2016 a 2021)	Todas Empresas (2017 a 2021)	Concessionadas (2016 a 2021)	Concessionadas (2017 a 2021)	Licenciadas (2016 a 2021)
Modelo de Efeitos Variáveis - Estimador GMM	42%	38%	84%	63%	28%
Modelo de Efeitos Variáveis - Estimador MLE	26%	27%	35%	31%	32%

O valor médio dos resultados, obtidos por via do estimador MLE, apontam para um peso dos gastos fixos de 30%. No entanto, se considerarmos os resultados estimados considerando a desagregação da amostra em empresas concessionadas e empresas licenciadas, o peso dos gastos fixos varia entre 31% e 35%. Recordar-se que na análise efetuada em 2019, os resultados dos modelos estimados apontaram para um

peso médio dos gastos fixos a rondar os 40%, nas empresas concessionadas e 34% nas empresas licenciadas.

Os resultados obtidos para as empresas concessionadas estão ligeiramente abaixo da estrutura de gastos fixos e variáveis definida para os últimos períodos de regulação para estas empresas. No caso das empresas licenciadas, esta diferença não apresenta a mesma amplitude. Para o período de regulação que se inicia em 2024, a ERSE após ponderar, por um lado os resultados das análises econométricas não totalmente conclusivos, e, por outro, os comentários do Conselho Tarifário e das empresas à proposta de tarifas para o ano gás 2023-2024, considera adequado manter a estrutura de gastos aplicada no atual período de regulação (2020-2023), por prudência, dado o contexto económico.

O Quadro 3-11 apresenta de forma esquematizada o peso do termo fixo dos gastos de exploração para o novo período de regulação.

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

	Concessionadas	Licenciadas
Peso dos Gastos Fixos	40%	35%

O Quadro 3-12 apresenta de forma esquematizada o peso do termo variável dos gastos de exploração para o novo período de regulação, por comparação com os períodos de regulação anteriores.

Quadro 3-12 - Componente dos custos que varia diretamente com o nível de atividade

	Peso termo variável				
	2010-2013	2013-2016	2016-2019	2020-2023	2024-2027
Beiragás	60%	60%	60%	60%	60%
Dianagás	80%	60%	60%	65%	65%
Duriensegás	80%	60%	60%	65%	65%
REN Portgás	60%	60%	60%	60%	60%
Lusitaniagás	60%	60%	60%	60%	60%
Lisboagás	60%	60%	60%	60%	60%
Medigás	80%	60%	60%	65%	65%
Paxgás	-	80%	60%	65%	65%
Setgás	60%	60%	60%	60%	60%
Sonorgás	80%	80%	70%	65%	65%
Tagusgás	60%	60%	60%	60%	60%

3.3.4 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

A definição de metas de eficiência assume um carácter fundamental na implementação da regulação por incentivos e a sua definição deve seguir critérios rigorosos de modo a permitir os objetivos estabelecidos. Recorde-se que para uma dada base de custos, a aplicação de metas de eficiência exigentes, que conduzam a tarifas de acesso à rede mais reduzidas, permite que os consumidores se apropriem de ganhos de eficiência significativos. Pelo contrário, metas de eficiência mais baixas alavancam o nível de custos aceites pelo regulador, permitindo que a empresa regulada aproprie uma parte considerável dos ganhos de eficiência.

Este aspeto assume maior relevância por as atividades reguladas tenderem a corresponder as estruturas de mercado próximas do monopólio, tais como se verificam na distribuição de gás. Estas estruturas 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 rentabilidade, não espelham a qualidade da gestão económica e técnica da empresa.

Neste sentido, importará encontrar metodologias e procedimentos robustos de análise do desempenho das empresas presentes nas atividades reguladas para suportar a decisão sobre as metas de eficiência.

A realização de análises de *benchmarking* constitui um dos principais métodos utilizados pelos diferentes reguladores no sentido de aferir metas de eficiência por comparação com os *peers*, que considerem as melhores práticas de um sector.

Neste contexto, para a elaboração do estudo de *benchmarking*, que dá suporte à decisão das metas de eficiência para o período de regulação que se inicia em 2024, foi efetuado em colaboração com um grupo de docentes da Universidade da Beira Interior (UBI) no âmbito do protocolo existente entre esta entidade e a ERSE. Adicionalmente, tal como anteriormente referido, para o presente estudo e análises que suportam a definição de parâmetros para o período de regulação de 2024 a 2027 foi realizado um processo colaborativo com a CNMC, entidade congénere à ERSE em Espanha. Esta colaboração permitiu uma partilha, entre as duas entidades, de dados relativa aos operadores das atividades do setor do gás. Assim, foi possível contar com os dados de várias empresas de distribuição de gás com atividade em Espanha, permitindo, assim, alargar a nossa análise. Este aspeto assume particular importância na atividade de distribuição de gás por, pela primeira vez, ter sido possível realizar uma análise de *benchmarking* entre os operadores portugueses e os seus congéneres de outros países, no caso concreto, de Espanha. Recorde-se que no setor elétrico esta prática é recorrente na atividade de distribuição e na atividade de transporte do setor elétrico e do gás tem existido, periodicamente, a análise de *benchmarking* promovida pelo CEER.

Destaca-se que durante todo este processo foi garantida a confidencialidade e anonimato de todos os dados entre a ERSE e demais instituições anteriormente mencionadas.

METODOLOGIA DE *BENCHMARKING*

O *benchmarking* corresponde a uma comparação de dados relativos a diferentes empresas, sendo frequentemente utilizado pelos reguladores sectoriais para estimar o grau de eficiência, em termos técnicos e em termos de afetação dos recursos.

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

- a) Eficiência na afetação dos recursos

-
- b) Aceitando como pressuposto que o objetivo da empresa é a maximização da sua produção para um determinado nível de gastos, 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 ao 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).
- c) Eficiência à escala
- d) 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.
- e) Eficiência técnica
- f) 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).

No documento “Estudo de *Benchmarking* Operadores de Sistema de Distribuição”³⁴ foi apresentada uma caracterização das principais metodologias de *benchmarking*. Em síntese, as metodologias de *benchmarking* de análise de eficiência podem ser divididas em dois grupos consoante a abordagem considere a definição de uma fronteira eficiente de gastos para a atividade analisada ou não. No estudo mencionado anteriormente, bem como nos documentos “Parâmetros de Regulação para o Período de 2020 A 2023”³⁵

³¹ Conceito também conhecido por rendimentos crescentes à escala.

³² Leibstein, 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.

³⁴ <https://www.erse.pt/media/10lemi3q/estudo-benchmarking.pdf>

³⁵ O documento pode se consultado através do seguinte link: <https://www.erse.pt/media/b14b0tac/parametros-de-regulacao.pdf>

(setor do gás) e “Parâmetros de Regulação para o Período 2018 a 2020”³⁶ (setor elétrico), estão detalhados as principais características e fundamentos destes dois tipos de metodologias. Nos próximos pontos procurar-se-á especificar resumidamente os métodos usados no presente estudo de *benchmarking* que suporta a definição das metas de eficiência para o período de regulação de 2024 a 2027.

METODOLOGIAS ADOTADAS NA ANÁLISE

A ponderação das vantagens e desvantagens das diferentes metodologias de *benchmarking* realizada pela ERSE ao longo dos últimos períodos regulatórios (ver os documentos suprarreferidos) conduz à escolha de duas metodologias - uma não paramétrica e outra paramétrica – para o apuramento dos níveis de eficiência das onze empresas de distribuição de gás. A utilização destas duas metodologias permite obter resultados mais robustos sobre os níveis de eficiência apresentados pelas empresas.

Métodos Não Paramétricos

Na presente análise recorreu-se a duas metodologias não paramétricas: a metodologia *Data Envelopment Analysis* (DEA) e o cálculo do Índice de *Malmquist*. A primeira para avaliar o nível de eficiência associado a cada operador e a segunda como elemento suplementar de suporte à decisão da meta de eficiência por permitir decompor o nível global de eficiência da atividade de distribuição nas suas diferentes naturezas.

A metodologia DEA é baseada na programação linear matemática, que procura calcular a eficiência numa empresa relativamente às empresas que são consideradas mais eficientes na utilização dos seus *inputs* e que, deste modo, definem a fronteira de gastos eficientes da população analisada. O modelo pode ser utilizado para avaliar a eficiência alocativa e a eficiência técnica, permitindo no último caso, identificar situações de ineficiência de escala, congestão ou pura ineficiência técnica. Estes modelos podem ser orientados para os *outputs*, procurando maximizar o vetor de *output* para uma determinada quantidade de *input* (*output-oriented*), enquanto os modelos orientados para os *inputs* minimizam os *inputs* para uma determinada quantidade de *output* (*input-oriented*). No caso concreto da presente análise, o nível do *output* está definido e observado, interessando minimizar os *inputs* que permitem satisfazer as necessidades dos consumidores. Este facto leva à utilização da abordagem *input-oriented*.

³⁶ O documento pode se consultado através do seguinte link: <https://www.erse.pt/media/rgadi43r/par%C3%A2metros-2018-2020.pdf>

Tal como refere Hirschhausen et al. (2006), na metodologia DEA faz sentido considerar rendimentos variáveis à escala no caso em que as empresas não são livres para decidir sobre a sua dimensão, sendo a abordagem de rendimentos constante 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. Por esta razão considera-se mais adequado para a avaliação da eficiência dos ORD do gás a análise efetuada na abordagem de rendimentos variáveis à escala.

O Índice de *Malmquist* (MPI) é um indicador da variação da Produtividade Total dos Fatores (PTF) de uma entidade entre dois períodos diferentes. Nesta metodologia, estas alterações da eficiência são decompostas no *catch-up effect* e no efeito *frontier shift effect* que permitem analisar os fatores que determinaram as alterações de eficiência das entidades, nomeadamente, se essas alterações resultam da(in)eficiência tecnologia, (in)eficiência de escala e (in)eficiência técnica. Este índice constitui, deste modo, uma média geométrica de variáveis que permitem incorporar informação relativa a fronteiras de eficiência referentes a dois momentos de tempo distintos. Para o presente estudo importará avaliar os resultados *frontier shift index effect* para avaliar a existência de efeitos associados ao progresso tecnológico que poderá justificar e suportar uma definição de metas mínimas de eficiência.

MÉTODOS PARAMÉTRICOS

O método paramétrico definido para esta análise é o *Stochastic Frontier Analysis* (SFA), um método paramétrico não determinístico. Esta técnica requer nas suas formas funcionais requisitos econométricos (por exemplo, associados à distribuição dos erros) e a definição de uma fronteira de custo, onde é possível observar a eficiência de uma determinada empresa ou empresas em relação à fronteira que deve obedecer a suposições específicas e deve ser aplicada em funções *Cobb-Douglas* ou *Translog*. Uma das grandes melhorias desta técnica é considerar que toda a diferença entre a fronteira de custo e uma empresa não é, apenas, devido a ineficiência, mas ao erro do modelo, fazendo uma separação clara entre os dois. Adicionalmente, são apontadas outras vantagens, tais como: a fronteira estimada não depende apenas de uma empresa, incorpora drivers de eficiência, possibilita condições de operações entre empresas de modo a poderem ser diferenciadas e possibilita a inclusão de testes estatísticos.

Esta metodologia permite adotar abordagens de SFA de *outputs* singulares ou de múltiplos *outputs*. Assim, para aplicação da metodologia paramétrica no caso da distribuição de gás, tendo-se optado por dois indutores de custo, a escolha do modelo de fronteira estocástica para de estimação da eficiência técnica

para cada empresa estava sujeita à possibilidade de utilização de múltiplos *outputs*. Para este efeito adotou-se o Modelo *Ray Frontier Production*, desenvolvido por Löthgren (1997), que recorre ao estimador da máxima verosimilhança e a funções de distância entre *inputs* e *outputs* via uma forma funcional *translog*. A sua forma funcional corresponde a:

$$\ln y_i = f(x_i, \beta) + v_i - u_i \quad (2)$$

Definição de modelos de eficiência

No processo de definição dos modelos de análise de eficiência importa identificar os principais *outputs* e *inputs* caracterizadores da atividade. Tal como definido de forma detalhada no ponto 3.3.2 (indutores de custo), conclui-se que a atividade de distribuição de gás está relacionada com dois importantes *outputs*: pontos de abastecimento e energia veiculada que foram definidos como indutores de custo. No que diz respeito ao *input*, os gastos de exploração (OPEX) são considerados a *proxy* da atividade operacional, sendo esta considerada a variável dependente a incluir no modelo.

Assim, tendo em conta os *outputs* e *inputs* considerados, utilizaram-se o seguinte modelo na análise da eficiência dos operadores da rede de distribuição:

- Modelo 1 – Pontos de Abastecimento e Energia Veiculada, estimando de acordo com os métodos não paramétricos e paramétricos para as empresas portuguesas.

Descrição da Amostra

Decorrente do processo de colaboração com a CNMC, além dos 11 operadores portugueses considerando os dados do período de 2016 a 2021, inclui-se na amostra os dados a 16 operadores espanhóis considerando os dados do período de 2018 a 2020. A análise prévia da amostra dos dois grupos de empresas permitiu constatar, além das diferenças ao nível do período de dados disponíveis, uma elevada heterogeneidade de dimensão e o fator comum de ambos os países incluir um elevado número de operadores pertencentes a um grupo económico. Desta forma, optou-se por construir duas amostras:

- uma amostra unicamente com os 11 operadores da rede de distribuição de gás de Portugal continental e respetivos dados económicos e financeiros relativos ao período de 2016 a 2021, por forma, a poder dispor de uma amostra com dados relativos a um maior período temporal; e

- ii. uma amostra ibérica, com as empresas portuguesas e espanholas e respetivos dados económicos e financeiros relativos ao período de 2018 a 2020, congregadas por grupos económicos por forma a excluir os efeitos da gestão centralizada destas empresas. Neste caso, foi incluído mais dois operadores de Espanha na definição dos dados relativos aos grupos económicos deste país para permitir uma caracterização mais adequada e excluída a Sonorgás pela sua reduzida dimensão comparativamente aos restantes grupos.

Tendo em conta o descrito anteriormente, o modelo escolhido foi aplicado a ambas as amostras para estimativa dos níveis de eficiência.

De forma a assegurar a comparabilidade entre os grupos económicos portugueses e espanhóis os dados económicos e financeiros, em particular os gastos de exploração, foram normalizados por via da paridade do poder de compra e analisados a preços constantes de 2020 por aplicação do deflator do IPIB de cada país.

O Quadro 3-13 apresenta a estatística descritiva relativa aos dados e anos utilizados na análise de paramétrica e não paramétrica dos operadores portugueses por grupo económico.

Quadro 3-13 - Estatística descritiva das variáveis dos Grupos Portugueses

Grupo Económico		OPEX _{pc2021} (10 ³ €)	Pontos de Abastecimento (#)	Energia Veiculada (GWh)
FLOENE	Média	55 526	1 096 473	17 800 000
	Desvio Padrão	1 996	22 625	564 513
	Mínimo	53 499	1 066 004	17 100 000
	Máximo	59 089	1 126 183	18 400 000
Sonorgás	Média	4 370	19 716	126 562
	Desvio Padrão	475	3 830	17 452
	Mínimo	3 843	16 231	106 851
	Máximo	5 036	25 906	156 063
REN Portgás	Média	10 565	364 983	7 290 569
	Desvio Padrão	2 101	22 485	184 075
	Mínimo	8 557	335 359	7 067 357
	Máximo	13 612	395 353	7 588 032

Do quadro acima, observa-se alguma heterogeneidade entre os grupos, concluindo-se que persiste, ao longo do tempo, uma grande diferença na dimensão dos grupos e das empresas em análise.

O Quadro 3-14 apresenta a estatística descritiva relativa aos dados e anos utilizados na análise de paramétrica e não paramétrica dos operadores Ibéricos por grupo económico.

Quadro 3-14 - Estatística descritiva das variáveis da amostra Ibérica

Grupo Económico		OPEX _{pc2020} (10 ³ €)	Pontos de Abastecimento (#)	Energia Veiculada (GWh)
REN Portgás	Média	12 797	371 096	7 315 895
	Desvio Padrão	1 619	11 217	57 519
	Minimo	11 173	359 474	7 257 388
	Máximo	14 411	381 858	7 372 372
Grupo ES01	Média	495 879	5 402 974	142 000 000
	Desvio Padrão	64 064	10 225	5 134 967
	Minimo	437 152	5 391 871	136 000 000
	Máximo	564 198	5 412 002	145 000 000
Grupo ES02	Média	52 218	957 219	26 600 000
	Desvio Padrão	3 420	9 096	1 349 151
	Minimo	48 740	948 042	25 100 000
	Máximo	55 576	966 232	27 700 000
Grupo ES03	Média	48 185	884 865	10 400 000
	Desvio Padrão	5 407	5 374	613 784
	Minimo	42 525	879 301	10 000 000
	Máximo	53 298	890 027	11 100 000
Grupo ES04	Média	49 038	614 972	14 800 000
	Desvio Padrão	8 718	18 804	438 170
	Minimo	41 869	594 920	14 300 000
	Máximo	58 743	632 211	15 200 000
FLOENE	Média	65 060	1 103 055	18 000 000
	Desvio Padrão	1 242	11 356	624 347
	Minimo	63 720	1 091 225	17 300 000
	Máximo	66 171	1 113 868	18 400 000

Do quadro acima, observa-se as diferenças de dimensão entre os grupos portugueses e espanhóis, quer em termos económicos quer em termos de energia veiculada e pontos abastecidos.

RESULTADOS DA ANÁLISE DA EFICIÊNCIA

Neste ponto descrevem-se os principais resultados obtidos da aplicação das metodologias paramétricas e não paramétricas para estimar os níveis de eficiência de cada empresa ou grupo económico. Tendo em conta as características da amostra associadas aos atributos das metodologias econométricas utilizadas no presente estudo optou-se por trabalhar esta amostra com dados seccionais estimando os níveis de eficiência para cada observação de cada empresa e por cada ano incluído na amostra. Esta opção justifica-se com o facto de a componente temporal da amostra ser muito reduzida não permitindo o cumprimento dos requisitos econométricos associados às metodologias suportados em dados em painel. Para a análise da performance das empresas ao nível dos seus *scores* de eficiência, considerou-se o seguinte procedimento:

- estimar e apresentar os valores de eficiência estimados nas duas metodologias: paramétrica (SFA) e não paramétrica (DEA);
- congregar os *scores* estimados para os anos de 2020 e 2021, de cada empresa, numa única referência ou entidade atribuindo a esta entidade o valor médio dos *scores* estimados para 2020 e 2021. Assim, obtêm-se a performance de cada empresa nos últimos dois anos com dados reais auditados do período de regulação em vigor (2020-2023) (procedimentos apenas aplicado no caso da amostra das empresas exclusivamente portuguesas);
- calcular, por empresa, os *scores* globais de eficiência correspondentes aos valores médios dos *scores* estimados em cada metodologia;
- definir grupos de eficiência considerando os intervalos de percentil definidos a partir dos resultados dos *scores* globais.

O Quadro 3-15 apresenta os resultados obtidos para a amostra das empresas portuguesas.

Quadro 3-15 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica – Modelo 1

Empresa	Ano	Score de Eficiência - SFA	Score de Eficiência - DEA	Score de Eficiência - GLOBAL	Percentil
REN Portagás	2018	0,97	0,98	0,9767	Grupo 1 (Percentil 0-20)
REN Portagás	2020-2021	0,95	0,97	0,9619	
Lisboagás	2020-2021	0,93	0,99	0,9602	
Lisboagás	2019	0,77	1,00	0,8845	
Lisboagás	2017	0,83	0,92	0,8781	
Medigás	2020-2021	1,00	0,72	0,8603	
Lisboagás	2018	0,75	0,96	0,8555	
Lusitaniagás	2020-2021	0,73	0,96	0,8446	
Medigás	2019	0,94	0,74	0,8372	
Lusitaniagás	2019	0,69	0,94	0,8138	
Lusitaniagás	2018	0,67	0,93	0,8002	
Lusitaniagás	2016	0,69	0,90	0,7950	
Lisboagás	2016	0,76	0,83	0,7908	
Medigás	2018	0,88	0,69	0,7869	
Lusitaniagás	2017	0,65	0,90	0,7731	
Medigás	2017	0,81	0,65	0,7304	
REN Portagás	2019	0,67	0,78	0,7273	
Tagusgás	2020-2021	0,94	0,49	0,7180	
Medigás	2016	0,78	0,62	0,6990	
Paxgás	2018	0,37	1,00	0,6852	
Setgás	2020-2021	0,73	0,63	0,6791	
Setgás	2019	0,72	0,63	0,6749	
Paxgás	2017	0,46	0,88	0,6699	
Tagusgás	2019	0,84	0,48	0,6612	
Tagusgás	2018	0,83	0,48	0,6588	
Paxgás	2019	0,37	0,95	0,6587	
Paxgás	2020-2021	0,38	0,91	0,6433	
Duriensegás	2020-2021	0,75	0,52	0,6348	
Setgás	2017	0,66	0,60	0,6309	Grupo 3 (Percentil 50-80)
Setgás	2018	0,66	0,60	0,6280	
Tagusgás	2016	0,80	0,45	0,6260	
Duriensegás	2018	0,74	0,50	0,6219	
Tagusgás	2017	0,78	0,46	0,6218	
Paxgás	2016	0,42	0,79	0,6063	
Setgás	2016	0,63	0,57	0,5975	
Beiragás	2018	0,75	0,44	0,5961	
Beiragás	2019	0,74	0,43	0,5868	
REN Portagás	2017	0,51	0,66	0,5832	
Beiragás	2020-2021	0,70	0,43	0,5665	
Duriensegás	2017	0,70	0,43	0,5630	
Duriensegás	2019	0,65	0,46	0,5561	
Dianagás	2019	0,64	0,47	0,5508	
Duriensegás	2016	0,62	0,46	0,5367	
Dianagás	2018	0,61	0,44	0,5245	
Beiragás	2017	0,63	0,39	0,5125	Grupo 4 (Percentil 80-100)
REN Portagás	2016	0,43	0,59	0,5107	
Dianagás	2020-2021	0,58	0,43	0,5045	
Dianagás	2016	0,46	0,39	0,4255	
Dianagás	2017	0,46	0,39	0,4253	
Beiragás	2016	0,50	0,35	0,4236	
Sonorgás	2020-2021	0,24	0,17	0,2036	
Sonorgás	2019	0,20	0,18	0,1914	
Sonorgás	2018	0,18	0,18	0,1775	
Sonorgás	2017	0,16	0,16	0,1583	
Sonorgás	2016	0,15	0,15	0,1496	

Dos resultados apresentados acima, observa-se o seguinte:

- Nos anos de 2020-2021 a REN Portagás, a Lisboagás, a Medigás e a Lusitaniagás apresentam os níveis de eficiência mais elevado, situando-se no primeiro percentil (Grupo de eficiência 1);

- A Sonorgás e a Dianagás apresentam o nível de eficiência mais baixo (Grupo de eficiência 4) da amostra nos anos de 2020-2021.

O Quadro 3-16 apresenta os resultados obtidos para a amostra ibérica considerando os grupos económicos.

Quadro 3-16 - Aplicação da Metodologia Não Paramétrica e Paramétrica – Modelo 2

Grupo Económico	Ano	Score de Eficiência DEA - CRS	Score de Eficiência SFA	Score de Eficiência - GLOBAL	Grupo
REN Portgás	2020	1,00	0,92	0,96	1
Grupo ES02	2020	0,79	0,99	0,89	
Grupo ES02	2019	0,80	0,94	0,87	
REN Portgás	2019	0,89	0,79	0,84	
Grupo ES02	2018	0,76	0,90	0,83	2
Grupo ES03	2020	0,61	1,00	0,81	
REN Portgás	2018	0,77	0,70	0,74	
Floene	2020	0,51	0,95	0,73	
Grupo ES01	2020	0,48	0,98	0,73	3
Floene	2019	0,50	0,95	0,72	
Grupo ES01	2019	0,46	0,97	0,71	
Floene	2018	0,48	0,92	0,70	
Grupo ES03	2019	0,53	0,82	0,67	4
Grupo ES04	2020	0,55	0,72	0,64	
Grupo ES03	2018	0,48	0,79	0,63	
Grupo ES01	2018	0,39	0,81	0,60	
Grupo ES04	2019	0,50	0,66	0,58	4
Grupo ES04	2018	0,37	0,57	0,47	

Para os resultados apresentados para o modelo 2, conclui-se que:

- A REN Portgás apresenta-se como a empresa com um nível de eficiência mais elevado no conjunto de empresas e grupos ibéricos.
- O posicionamento do Grupo Floene situa-se num nível intermédio na avaliação ibérica.

Como já descrito anteriormente, nesta análise recorre-se ao cálculo do Índice de *Malmquist* como elemento suplementar de suporte à decisão das metas de eficiências dos operadores da rede de distribuição de gás. Nesta metodologia de análise da atividade na sua globalidade e de forma a avaliar os impactes decorrentes do progresso tecnológico, considerou-se a amostra ibérica permitindo uma análise geograficamente mais abrangente.

O Quadro 3-17 apresenta os resultados obtidos para a decomposição do índice.

Quadro 3-17 – Índice *Malmquist**(Pure Efficiency change effect; Scale effect e Technological change effect)*

	Total Factor Productivity Change	Efficiency Change Effect	Technical Efficiency Effect	Pure Technical Efficiency	Scale Efficiency Effect
2018-2020 (Valor Médios)	1,008	0,992	1,016	0,999	0,993

Considerando a informação da tabela anterior, verifica-se que o impacto do progresso tecnológico (*technical efficiency effect*) da atividade de Distribuição de gás é de 1,016. Deste modo, para o período de regulação que se inicia em 2024 decidiu-se aplicar uma eficiência de progresso tecnológico de 1,5%, precavendo algum desvio residual das metodologias estatísticas.

DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR

Para a definição das metas de eficiência definiu-se os seguintes procedimentos:

- Ter como referência os grupos de eficiência definidos a partir dos intervalos dos percentis aplicados ao valor do score global de eficiência dos resultados estimados para amostra portuguesa.
- Aplicação da eficiência do progresso tecnológico ao Grupo mais eficiente e agravamentos aos grupos seguintes em função do nível de eficiência de acordo com os critérios indicados no Quadro 3-18.
- Atribuição da meta de eficiência a cada empresa considerando o seu posicionamento nos respetivos grupos.

O Quadro 3-18 apresenta os critérios utilizados na construção dos grupos de níveis de eficiência.

Quadro 3-18 – Grupos de metas de eficiência

Grupo de Eficiência	Meta de Eficiência a Atribuir
Grupo Percentil 0-20 Nível de eficiência $\geq 0,8$	Atribuição da meta de eficiência equivalente ao valor de eficiência registado pela atividade resultante do progresso tecnológico
Grupo Percentil 20-50 Nível de eficiência $\geq 0,634$	Agravamento de 0,5 p.p. da meta de eficiência atribuída ao grupo anterior
Grupo Percentil 50-80 Nível de eficiência $\geq 0,52$	Agravamento de 0,5 p.p. da meta de eficiência atribuída ao grupo anterior
Seguintes: Por cada decil a menos	Agravamento de 1,0 p.p. da meta de eficiência atribuída ao grupo anterior

Tendo em conta o atrás exposto, as metas de eficiência que se propõe aplicar no período de regulação dos anos gás 2024 a 2027 aos gastos operacionais, encontram-se sintetizadas no quadro seguinte.

Quadro 3-19 - Metas de eficiência aplicáveis aos gastos de exploração

Empresa	Grupo de Eficiência	Meta de Eficiência Período 2024 -2027
REN Portgás Lisboagás Medigás Lusitaniagás	Grupo 1 (Percentil 0-20)	1,50%
Tagusgás Setgás Paxgás Duriensegás	Grupo 2 (Percentil 20-50)	2,00%
Beiragás	Grupo 3 (Percentil 50-80)	2,50%
Dianagás Sonorgás	Grupo 4* (Percentil 80-100)	3,50% 4,50%

*Conforme explicado no Quadro 3-18, para o grupo de eficiência 4 propõe-se diferenciar as metas dos operadores Dianagás e Sonorgás por se situarem em decis diferentes.

No Quadro 3-20 pode-se efetuar uma comparação com as metas definidas no período de regulação anterior.

Quadro 3-20 – Evolução Metas de eficiência

Empresa	Grupo de Eficiência	Meta de Eficiência Período 2024 -2027	Empresa	Grupo de Eficiência	Meta de Eficiência Período 2020 -2023
REN Portgás Lisboagás Medigás Lusitaniagás	Grupo 1 (Percentil 0-20)	1,50%	Paxgás Medigás	Grupo 1 (Percentil 0-20)	2,00%
Tagusgás Setgás Paxgás Duriensegás	Grupo 2 (Percentil 20-50)	2,00%	REN Portgás Lusitaniagás Setgás Duriensegás	Grupo 2 (Percentil 20-50)	2,50%
Beiragás	Grupo 3 (Percentil 50-80)	2,50%	Lisboagás Beiragás	Grupo 3 (Percentil 50-80)	2,50% 3,00%
Dianagás	Grupo 4*	3,50%	Dianagás		3,00%
Sonorgás	(Percentil 80-100)	4,50%	Tagusgás		4,00%
			Sonorgás	Grupo 4 (Percentil 80-100)	5,00%

Analisando a informação detalhada nos quadros anteriores conclui-se que:

GRUPO 1

As empresas REN Portgás, Lisboagás, Medigás e Lusitaniagás estão posicionadas no grupo mais eficiente, desta forma, apenas lhes é exigido um fator de eficiência em linha com o incremento de eficiência decorrente do progresso tecnológico. Relativamente ao período de regulação anterior, observa-se que uma melhoria dos níveis de eficiência das empresas REN Portgás, Lisboagás e Lusitaniagás. Já a Medigás manteve-se no grupo de eficiência 1.

GRUPO 2

As empresas que estão situadas no grupo 2 têm níveis de eficiência mais baixos comparativamente aos apresentados pelas do Grupo 1. Desta forma, veem o seu fator de eficiência agravado em meio ponto percentual de acordo com o procedimento definido no Quadro 3-18.

Relativamente ao período de regulação anterior, a Setgás e a Duriensegás mantêm o posicionamento no grupo 2. Contudo, estas empresas veem diminuída a sua meta de eficiência em 0,5 pontos percentuais derivado do menor valor das metas de eficiência associada ao progresso tecnológico. A Tagusgás melhorou o seu posicionamento e, por esta via, o nível de eficiência vendo, em consonância, ser desagradada a sua meta de eficiência. Em sentido contrário, a Paxgás, registou um agravamento do seu posicionamento (caiu do grupo 1 para o grupo 2), contudo mantém a sua meta de eficiência decorrente do impacto do ajuste da meta de eficiência associada ao progresso tecnológico.

GRUPO 3

A Beiragás mantém o posicionamento no grupo 3, relativamente ao período de regulação anterior. Contudo, esta empresa vê diminuída a sua meta de eficiência em 0,5 pontos percentuais derivado do menor valor ocorrido nas metas de eficiência associada ao progresso tecnológico.

GRUPO 4

As empresas que estão situadas no grupo 4, Dianagás e Sonorgás, apresentam os níveis de eficiência mais baixos comparativamente às demais empresas. Relativamente à comparação com o período de regulação anterior, a Dianagás diminuiu os seus níveis de eficiência, situando agora no grupo 4 ao invés do grupo 3. Consequentemente e seguindo os procedimentos estabelecidos no Quadro 3-18, a meta de eficiência é agravada comparativamente ao anterior período de regulação. A Sonorgás mantém-se no grupo 4 de eficiência, contudo vê diminuída a sua meta de eficiência em 0,5 pontos percentuais do ajuste da meta de eficiência associada ao progresso tecnológico.

3.3.5 SÍNTESE DOS PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

Com base no desempenho das empresas e aplicando o princípio de partilha de resultados alcançados por aplicação das metas de eficiência definiu-se a base de custos para o novo período de regulação. Foram considerados os valores mais recentes das empresas reais e auditados, ou seja, os valores de 2020 e 2021, e os proveitos permitidos aceites para efeitos de cálculo de ajustamentos daqueles anos.

A estrutura de custos (componente fixa versus variável) manteve-se igual à do anterior período de regulação. Dentro da componente variável, o peso definido para os termos variáveis energia e pontos de abastecimento também não se alterou.

No que respeita às metas de eficiência foi atualizada a análise de *benchmarking*, da qual resultam, à semelhança do período de regulação anterior, quatro grupos de empresas com fatores de eficiência que variam entre 1,5% e 4,5%.

Os quadros seguintes apresentam o resumo dos parâmetros a aplicar na parcela de OPEX da atividade de distribuição de gás no período de regulação 2024 a 2027.

Quadro 3-21 - Parâmetros a aplicar no período regulatório 2024-2027 na atividade de Distribuição de gás

	Grupo Floene	REN Portgás	Sonorgás
Base de custos	Média OPEX real e OPEX aceite de 2020 e 2021		
Fator de partilha	75% valor real vs 25% valor aceite		
Indutor de custos	Energia distribuída		
	Pontos de abastecimento		
Repartição custos fixos vs custos variáveis	40% Componente fixa		
	60% componente variável (25% energia - 75% p.a.)		
Metas de eficiência	1,5% a 3,5%	1,5%	4,5%

	Componentes fixas dos custos de exploração		Componentes variáveis unitárias dos custos de exploração		Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração
	10 ³ Eur	10 ³ €/MWh	10 ³ €/Pontos abastecimento		%	%
Beiragás	1 520,855	0,000589	0,028240		2,5	2,5
Dianagás	454,766	0,002244	0,058710		3,5	3,5
Duriensegás	701,994	0,001385	0,029584		2,0	2,0
REN Portgás	4 653,473	0,000222	0,012456		1,5	1,5
Lisboagás	10 701,426	0,000932	0,022544		1,5	1,5
Lusitaniagás	3 813,341	0,000165	0,017476		1,5	1,5
Medigás	440,819	0,001882	0,023886		1,5	1,5
Paxgás	175,857	0,004573	0,040138		2,0	2,0
Setgás	2 569,018	0,000587	0,016255		2,0	2,0
Sonorgás	1 788,451	0,004083	0,076465		4,5	4,5
Tagusgás	1 362,369	0,000480	0,035260		2,0	2,0

Para os anos seguintes, 2025 a 2027, será aplicada a metodologia de IPIB – X na componente fixa e componente variável, 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.

3.4 PARÂMETROS INCENTIVO À OTIMIZAÇÃO DAS PREVISÕES DE PROCURA NOS PDIRDG

No âmbito das alterações regulatórias para o novo período de regulação a iniciar em 2024, foi introduzido o Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP) nos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás (PDIRDG). Este incentivo tem como objetivo sinalizar às empresas a tomada de decisões economicamente racionais de investimento, numa perspetiva sistémica de longo prazo, responsabilizando as mesmas pelos seus pressupostos de evolução da procura de gás (energia e número de clientes), que sustentam os investimentos considerados nos PDIRDG aprovados, não pondo em causa o seu equilíbrio económico e financeiro e visando atuar, preventivamente, em situações que reflitam tendências e não conjunturas. Este incentivo premiará ou penalizará as empresas (de forma simétrica) pelos desvios de energia existentes entre as previsões que efetuaram no âmbito dos PDIRDG e os valores reais posteriormente verificados.

As justificações e os princípios subjacentes à introdução deste incentivo encontram-se desenvolvidos no “Documento justificativo de reformulação do regulamento tarifário do setor do gás” da Consulta Pública nº 114, que suporta as propostas de revisão do RT do setor do gás, para o período de regulação que se inicia em 2024.

Em resumo, o IOPP terá as seguintes regras de aplicação:

1. O incentivo é aplicado por ORD, por forma a responsabilizar cada ORD pelos seus pressupostos de investimento e evolução de procura de gás.
2. O seu efeito é preventivo, sendo aplicado a partir do primeiro PDIRDG submetido e aprovado posteriormente à entrada em vigor do IOPP agora proposto.
3. O valor de energia total considerada como referência (energia total de referência) corresponde à soma dos valores anuais previstos no PDIRDG para cada ano do incentivo, para um período de 4 anos (duração semelhante à do período de regulação). Caso os PDIRDG sejam submetidos e aprovados de acordo com o calendário previsto (de dois em dois anos), a energia total de referência inclui sempre os valores mais recentes de energia previstos em dois PDIRDG consecutivos (os dois primeiros anos de cada PDIRDG consecutivos)³⁷.

³⁷ Caso um segundo PDIRDG não seja aprovado, o período de quatro anos considerado é o que corresponde ao último PDIRDG aprovado. Caso não haja nenhum PDIRDG aprovado, os investimentos propostos para expansão e desenvolvimento de infraestruturas não deverão ser considerados para efeitos tarifários.

4. O desvio é calculado pela diferença entre o valor de energia total de referência prevista pelas empresas nos PDIRDG aprovados e o novo valor de energia total, atualizado com valores reais.

Para que não seja um fator de instabilidade e atue principalmente na tendência de evolução do setor e não em circunstâncias conjunturais:

1. É definida uma banda neutra de não aplicação do mecanismo, que reflete a volatilidade média histórica. Os valores que definem a banda neutra são definidos com base numa análise estatística dos dados históricos de desvios de energia.
2. A energia total de referência e a energia total são calculadas para um intervalo de quatro anos, por forma a minimizar o efeito da volatilidade anual de energia na avaliação do desvio de energia considerado no IOPP.
3. O valor de energia total considerada no mecanismo é atualizado anualmente, substituindo os valores anuais previstos nos PDIRDG pelos valores reais de procura, mantendo os valores previstos no PDIRDG para os anos remanescentes do período de regulação.

Para que não seja posto em causa o equilíbrio económico-financeiro das empresas:

1. O incentivo é aplicado com limites Máximo e Mínimo de desvio, que correspondem a valores extremos, médios históricos de desvios de energia. À semelhança dos valores que definem a banda neutra de atuação, também os valores limite são definidos com base numa análise estatística dos dados históricos de desvios de energia.
2. Quer os valores do limite Máximo e Mínimo, quer os valores da banda neutra de atuação do mecanismo, podem ser revistos em função dos resultados estatísticos atualizados com novos valores reais de energia.
3. Ao desvio de energia está associada uma bonificação/penalização, em percentagem, a aplicar ao ativo líquido remunerado, que está limitada de forma a refletir os desvios máximo esperados, que decorrem da aplicação da regulação por incentivo, segundo análise aos desvios de rentabilidade observados no passado.
4. Em função do desvio de energia calculado, a percentagem de bonificação/penalização da taxa de remuneração do RAB apresenta uma variação linear entre os valores máximos e mínimos.

Com base na análise apresentada no “Documento justificativo de reformulação do regulamento tarifário do setor do gás”, acima referido, propõe-se que os desvios de energia tenham os seguintes parâmetros:

- Limite Mínimo = 10% (\approx percentil 85%).
- Limite Máximo = 20% (\approx percentil 95%).
- Reavaliação destes limites no início de cada período de regulação.
- Estes valores Limite mantêm-se constantes, durante o período de regulação.
- A bonificação/penalização na taxa de remuneração proposta é de $\pm 0,5\%$

Com base nestes parâmetros, o IOPP é aplicável para desvios de energia superiores a $\pm 10\%$ até um máximo de $\pm 20\%$. Entre 0 e $\pm 10\%$ não há lugar à aplicação do IOPP, correspondendo à banda neutra de atuação.

No Quadro 3-22 é apresentado o resumo dos parâmetros para o IOPP.

Quadro 3-22 - Resumo parâmetros IOPP

Parâmetros IOPP		
	Mínimo	Máximo
Banda neutra de variação de energia	-10,00%	10,00%
Limites da banda de variação de energia	-20,00%	20,00%
Limites de penalização/bonificação WACC	-0,50%	0,50%

4 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

4.1 ENQUADRAMENTO

O presente capítulo define os parâmetros a aplicar à atividade de último recurso retalhista para o período de regulação 2024 a 2027, bem como, apresenta os custos de referência anuais para a atividade de Comercialização para cumprimento de determinação legal.

Refira-se que a definição de parâmetros para um período de regulação 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 ou gastos (na terminologia do normativo contábilístico) na atividade de comercialização.

Com efeito, os parâmetros são variáveis definidas pela ERSE para aplicação ao longo do período de regulação, e as quais deverão ter em linha de conta o desempenho dos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) ao longo dos últimos anos, bem como, a sua necessária adequação ao presente contexto de desenvolvimento da atividade. Nesse particular, destaque-se a incerta e recente inversão do processo de diminuição da atividade de comercialização em resultado da alteração legislativa, que permite o regresso dos consumidores ao mercado regulado no quadro das medidas mitigadoras dos efeitos económicos do conflito militar na Ucrânia. 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, que assenta, igualmente, na avaliação do desempenho das empresas que desenvolvem essa atividade, mas, neste caso, para um espectro mais alargado que envolve CURr e comercializadores em regime de mercado.

No entanto, enquanto os parâmetros incidem no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização, os custos de referência definem os proveitos a recuperar pelos CURr por aplicação da respetiva tarifa. Mais precisamente, cumpre referir que:

- i. O cálculo dos proveitos a permitir aos CURr ao longo do período de regulação que agora se inicia deverá considerar os parâmetros definidos pela ERSE no presente documento, os quais serão aplicáveis para o período compreendido entre 2024 e 2027.
- ii. Os proveitos a recuperar pelos CURr 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.

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 de regulação e antecipadamente conhecidos pelas empresas reguladas, incidirão no 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 CURr, pelo que a mesma não deverá ser negligenciada no processo de definição dos parâmetros a aplicar a estas empresas reguladas no período de regulação.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS

A comercialização de gás 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 a atividade de comercialização de gás 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, o qual deverá ser concorrencial, seguro e sustentável, através da abertura efetiva do mercado a todos os consumidores e fornecedores da Comunidade Europeia, isto é, através da abertura da atividade de comercialização de gás ao regime de mercado.

Recorde-se, neste particular, o Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, e o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, determinaram, respetivamente, a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás a clientes finais com consumos anuais superiores a 10.000 m³ a 31 de março de 2011 e aos clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³, a 31 de dezembro de 2014 para consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³ e a 31 de dezembro de 2015 para os restantes casos. No entanto, estes prazos têm vindo a ser sucessivamente adiados, estando atualmente fixado, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo de 31 de dezembro de 2025 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a

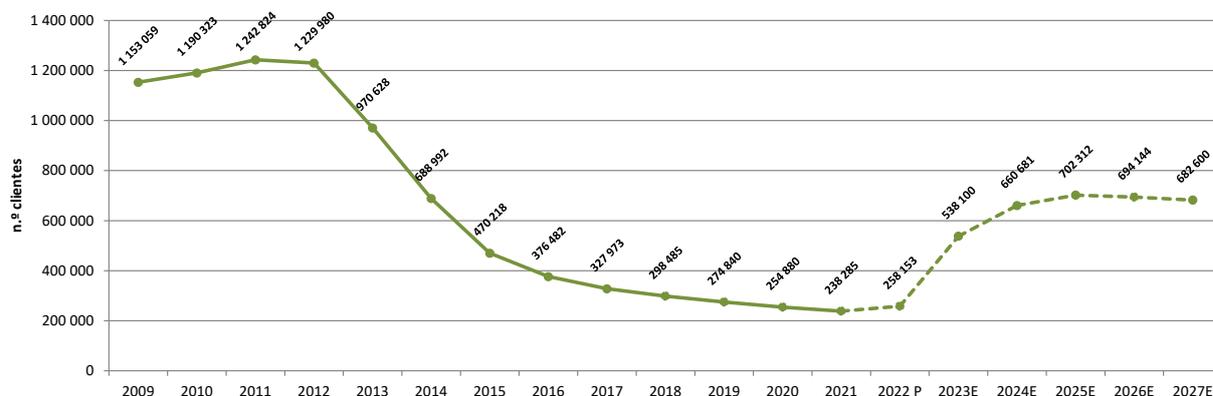
10.000 m³. Esta portaria determinou a extinção, a 31 de dezembro de 2022, das tarifas transitórias para os clientes com consumos anuais superiores a 10.000 m³. Recorde-se que a Portaria n.º 83/2020, de 1 abril, procedeu ao adiamento da data de 31 de dezembro de 2020 determinada pela Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, que já tinha procedido ao adiamento da data de 31 de dezembro de 2017 definida pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março.

Contudo, a publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, estabeleceu um regime excepcional e temporário que tem permitido aos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³ regressar ao mercado regulado no contexto das medidas de mitigação dos impactos dos aumentos dos custos de energia resultantes do conflito militar entre a Ucrânia e a Rússia. Esta determinação legal veio inverter o processo de *phasing out* da atividade. Desta forma, passamos a observar duas tendências distintas da evolução dos clientes conforme detalhado no ponto seguinte.

4.2.1 EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CLIENTES

O processo de extinção de tarifas reguladas transitórias, anteriormente referido, e o processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de gás tem impactado em alterações significativas, nomeadamente ao nível da estrutura de custos dos Comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) e da sua necessária adequação ao ritmo de saída dos clientes para o mercado que pode ter ocorrido de forma diferenciada entre os CURr. Presentemente, decorre um regresso relevante dos clientes ao mercado regulado incrementado uma maior complexidade da adequabilidade da estrutura de custos dos CURr ao nível da atividade. A figura infra atesta a evolução da atividade dos CURr, medida através do número médio de clientes (a partir de 2022 apresenta-se a previsão e estimativas das empresas para o próximo período de regulação).

Figura 4-1 - Evolução do número médio de clientes



Por outro lado, não são igualmente de negligenciar as especificidades dos vários CURr. 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 financeiramente sólidos 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 CURr, no que respeita à evolução do número médio de clientes ao longo do período de 2019-2022, bem como os proveitos que lhes têm sido permitidos (sem ajustamentos) e respetivo gasto unitário por cliente que lhes estão associados considerando os dois anos reais do atual período de regulação (2020 e 2021). Recorde-se que durante o mês de março de 2021, a operação de aquisição do capital da GGND (Galp Gás Natural Distribuição) pelo Grupo Allianz ao Grupo GALP foi formalmente concluída. Posteriormente, a empresa GGND passou a designar-se Floene Energias, SA. Desta forma, não existindo *unbundling* empresarial da atividade de comercialização de último recurso retalhista nas áreas de concessão ou licenciadas das empresas Beiragás, Tagusgás, Duriensegás, Medigás, Dianagás e Paxgás, esta atividade, nestas áreas, passou a ser desenvolvida na esfera do Grupo Floene. O Grupo GALP manteve a propriedade das empresas Lisboaagás Comercialização, Lusitaniagás Comercialização e Setgás Comercialização. Em síntese, à data de 2022, a totalidade dos CURr que desenvolvem a atividade de comercialização de último recurso retalhista passam a estar integradas em 4 grupos económicos: GALP, Floene, EDP e Dourogás³⁸. Por esta razão, as figuras seguintes apresentam os dados da atividade agregados por grupo económico, bem como, individualmente por empresa. Na Figura

³⁸ * Em dezembro de 2022, a Dourogás anunciou a conclusão da venda da concessionária de distribuição de gás Sonorgás à gestora de fundos Icon Infrastructure.

4-2, para o ano de 2022, é apresentado o valor previsional reportado pelas empresas nas Contas Reguladas Previsionais e o valor real reportado após pedido de informação complementar solicitada pela ERSE em resultado da dinâmica de regresso dos consumidores ao mercado regulado decorrente do Decreto-Lei n.º 57-B/2022.

Figura 4-2 - Número médio de clientes, por CURr³⁹

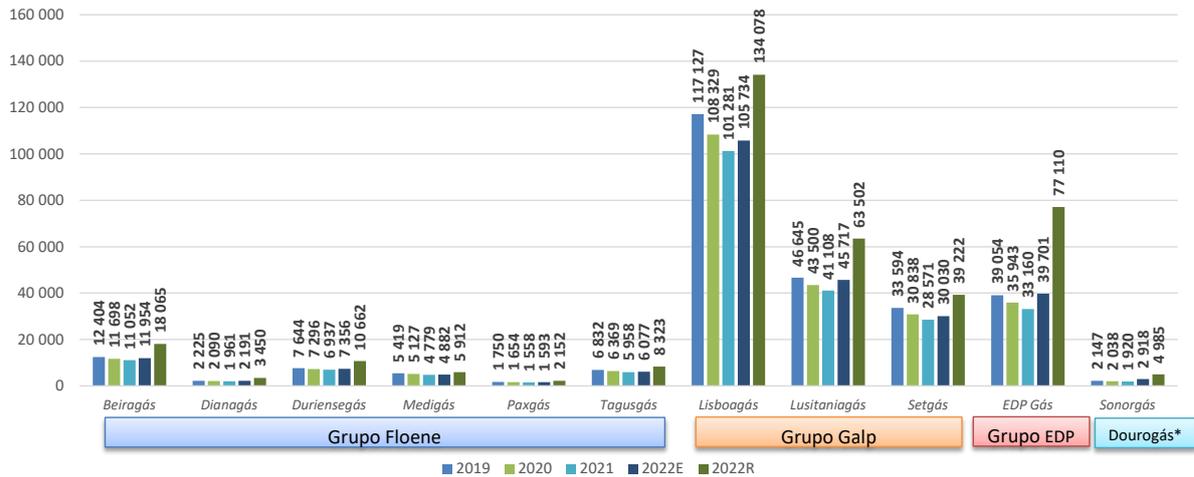
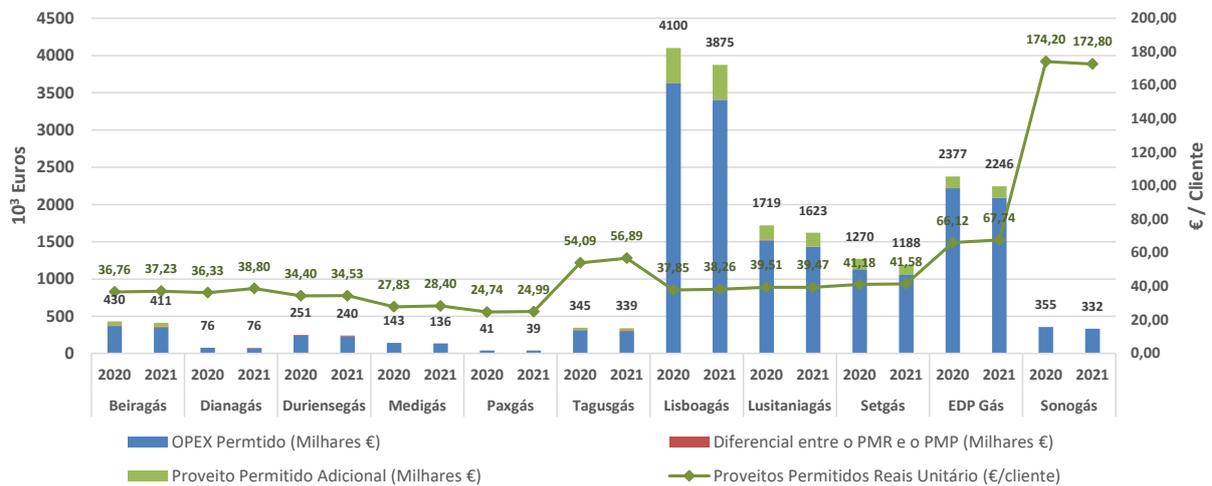


Figura 4-3 - Caracterização individual dos CURr
(Preços constantes 2022)



³⁹ O valor de 2022E corresponde ao número de clientes reportado pelas empresas nas contas reguladas previsionais de 2022. O valor de 2022R corresponde ao valor final de 2022 indicado pelas empresas em resposta a um pedido de informação adicional solicitado pela ERSE.

Os gráficos supra permitem atestar o perfil distinto dos vários CURr. Pelos motivos identificados, é crucial monitorizar e avaliar a razoabilidade dos gastos que têm sido imputados à atividade de Comercialização de gás ao longo dos últimos anos, com especial enfoque na preparação do período de regulação que agora se inicia. Para este efeito, a ERSE deu continuidade ao processo de recolha de informação sobre a atividade de Comercialização de gás, através da realização de questionários às empresas, os quais foram cruciais não só para a definição dos custos de referência apresentados no ponto 4.2, como para o exercício regulatório que se apresenta ao longo da presente secção, complementando a informação reportada nas contas reguladas.

4.2.2 DESEMPENHO DOS OPERADORES DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Para a definição de parâmetros da atividade de Comercialização do próximo período de regulação é fundamental conhecer o desempenho histórico destes operadores. Desta forma, o objetivo da presente secção é de apresentar uma breve análise ao desempenho dos CURr, de modo a avaliar:

- Em que medida as empresas responderam às metas regulatórias fixadas pela ERSE.
- A evolução da estrutura de gastos tendo em conta o processo de *phasing out* existente nesta atividade, invertido com a publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que implicou um regresso significativo do número de consumidores ao mercado regulado.

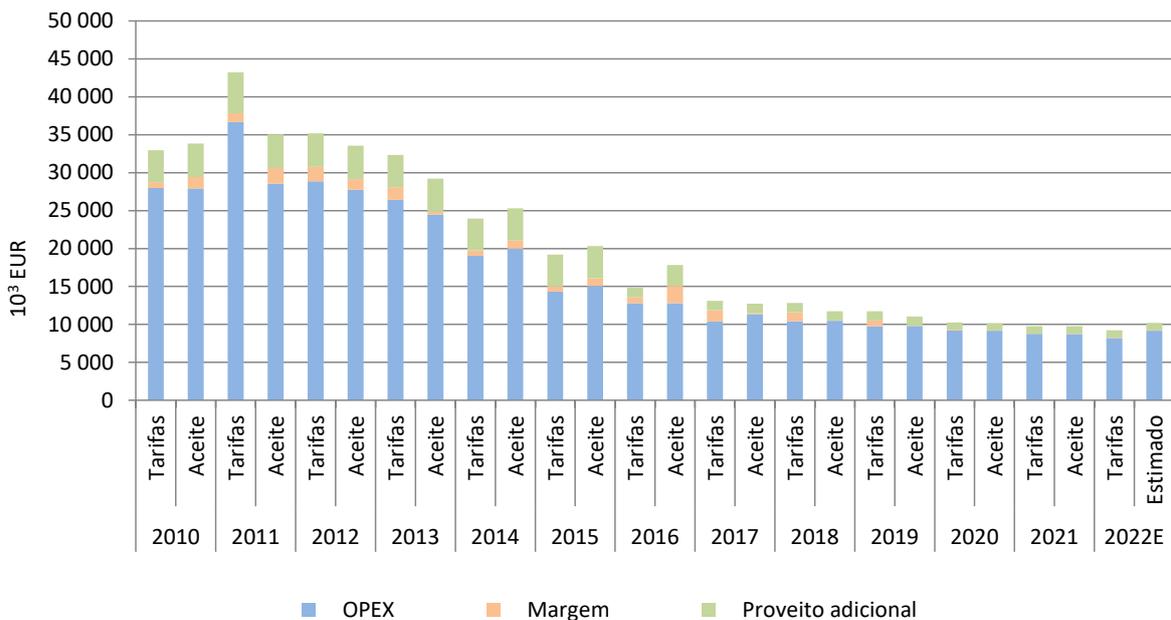
A tendência dos proveitos permitidos (Figura 4-4) reflete a evolução do número de clientes no mercado regulado (Figura 4-1) determinada pela legislação. Recordar-se que os proveitos permitidos aos CURr, além da componente de gastos operacionais (OPEX⁴⁰), englobam uma margem de remuneração de fundo de maneio e, no caso das empresas concessionárias, um proveito adicional de 4€ por cliente. Assim, na Figura 4-4, tal como aconteceu com o número de clientes, é possível observar que, em termos globais desde de 2011, os proveitos permitidos desta atividade têm diminuído continuamente (quebra mais acentuada no período de 2012 a 2016). 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. A tendência de diminuição dos proveitos tem abrandado nos últimos anos em resultado da quebra de clientes também ter abrandado.

⁴⁰ Do inglês, *Operational Expenditure*.

De acordo com o anteriormente referido, a atividade de comercialização de último recurso seguia um processo de redução significativa do nível da atividade com promulgação da extinção das tarifas transitórias decorrente da promoção da liberalização do mercado de comercialização de energia. No entanto, o elevado crescimento dos custos de energia resultante do conflito militar entre a Ucrânia e a Rússia originou a adoção de medidas mitigadoras deste impacto para os consumidores. Uma destas medidas passou pela possibilidade, a partir de setembro de 2022, do seu regresso ao mercado regulado. A norma legal que instituiu esta possibilidade aos consumidores apenas determina a reavaliação deste procedimento legislativo num prazo de 12 meses após a sua publicação. Desta forma, o atual enquadramento legal da atividade de comercialização de último recurso impacta numa maior complexidade e dificuldade para prever o contexto e a configuração em que a atividade será desenvolvida durante o próximo período de regulação. Assim, a análise do desempenho dos operadores reveste-se de uma relevância e complexidade acrescida, sendo essencial pela necessidade de se avaliar a capacidade das empresas em adaptar a sua estrutura operacional e respetivos gastos a estas dinâmicas do contexto e envolvente da atividade.

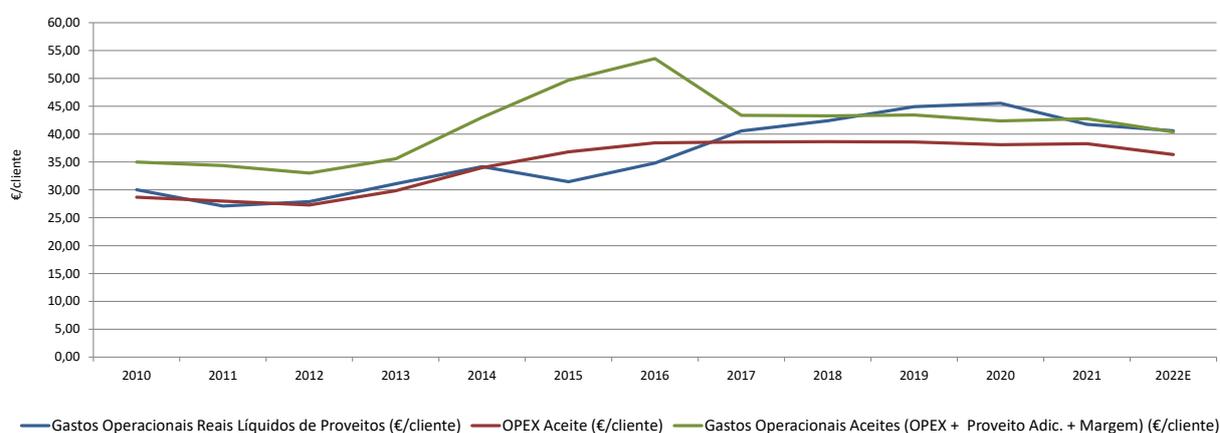
Não obstante o breve resumo realizado, a leitura do presente ponto deverá ser complementada com o documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor do gás”, que integra o pacote de documentos subjacentes ao processo de Tarifas 2023-2024.

Figura 4-4 - Evolução dos proveitos permitidos nos 11 CURr (preços correntes)



No que concerne aos gastos 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. Até 2014, observa-se uma semelhança entre os gastos operacionais líquidos reais (excluindo provisões e imparidades associadas a dívidas) e o OPEX aceite. Neste período observa-se que a totalidade dos gastos aceites⁴¹ considerando as três componentes (OPEX, proveito adicional e a margem) estava acima dos gastos reais. Nos anos de 2015 e 2016, ambas as séries dos gastos aceites estão acima dos gastos reais decorrente de uma quebra dos gastos unitários reais. Contudo, a partir do ano de 2017 volta-se a observar uma convergência entre os gastos reais e os gastos aceites.

**Figura 4-5 - Gastos unitários por cliente (11 CURr)
(preços constantes 2022)**

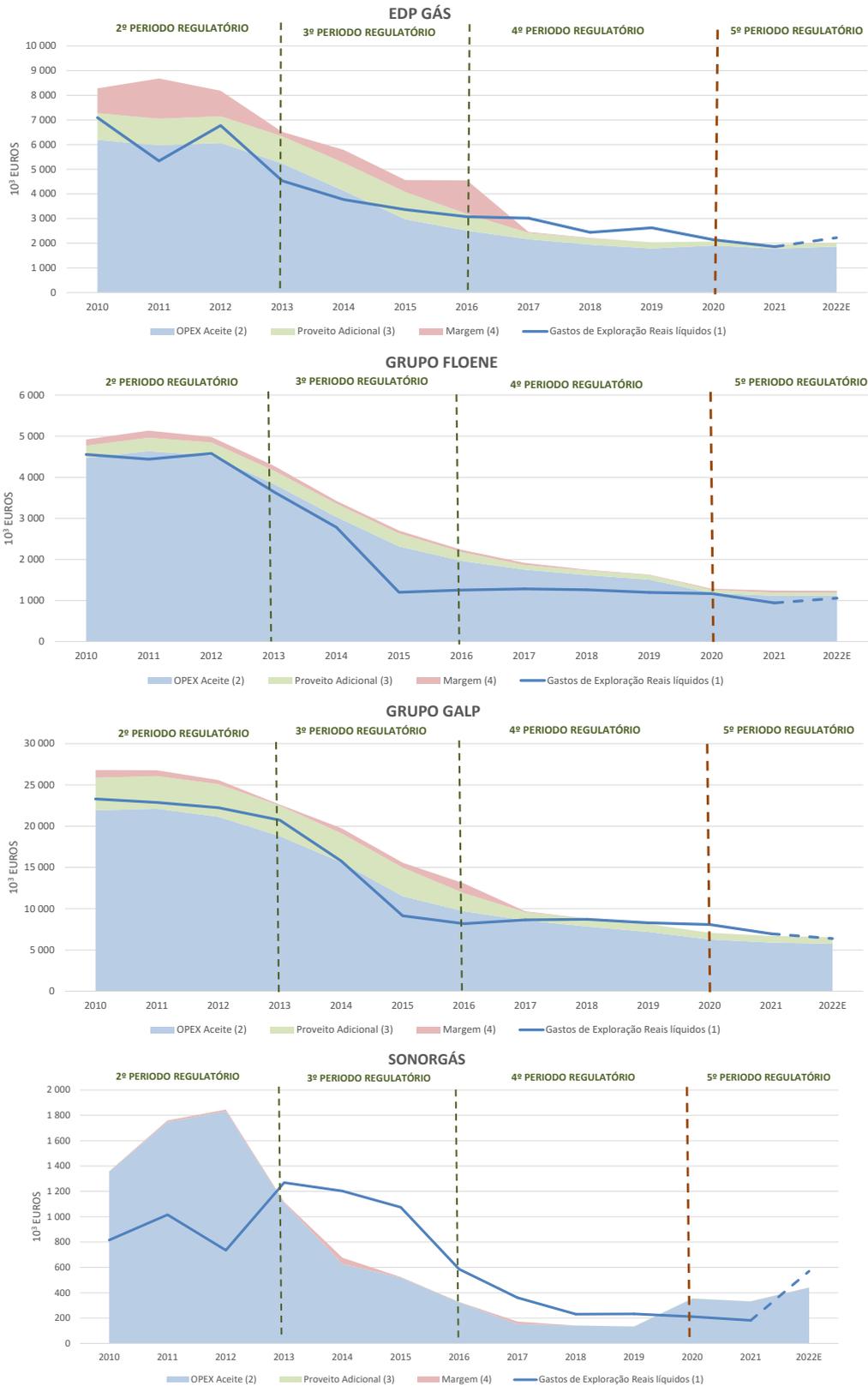


Nota: O OPEX real de 2022 corresponde a estimativas das empresas e o OPEX aceite de 2022 corresponde a estimativas da ERSE.

No entanto, o desempenho registado pelo diferentes CURr não é similar entre si, conforme referido nos pontos 4.3.1 e 4.4. Na Figura 4-6 e na Figura 4-7 apresentam-se, respetivamente, a evolução dos montantes dos gastos de exploração e os valores dos gastos unitários, considerando os quatro grupos económicos. Releve-se que na presente análise considerou-se os gastos de exploração reais líquidos de rendimentos de exploração que não estejam relacionados com a aplicação de tarifas. Este procedimento permite obter um indicador mais fidedigno dos reais gastos de desenvolvimento da atividade de Comercialização e uma maior comparabilidade com os custos aceites.

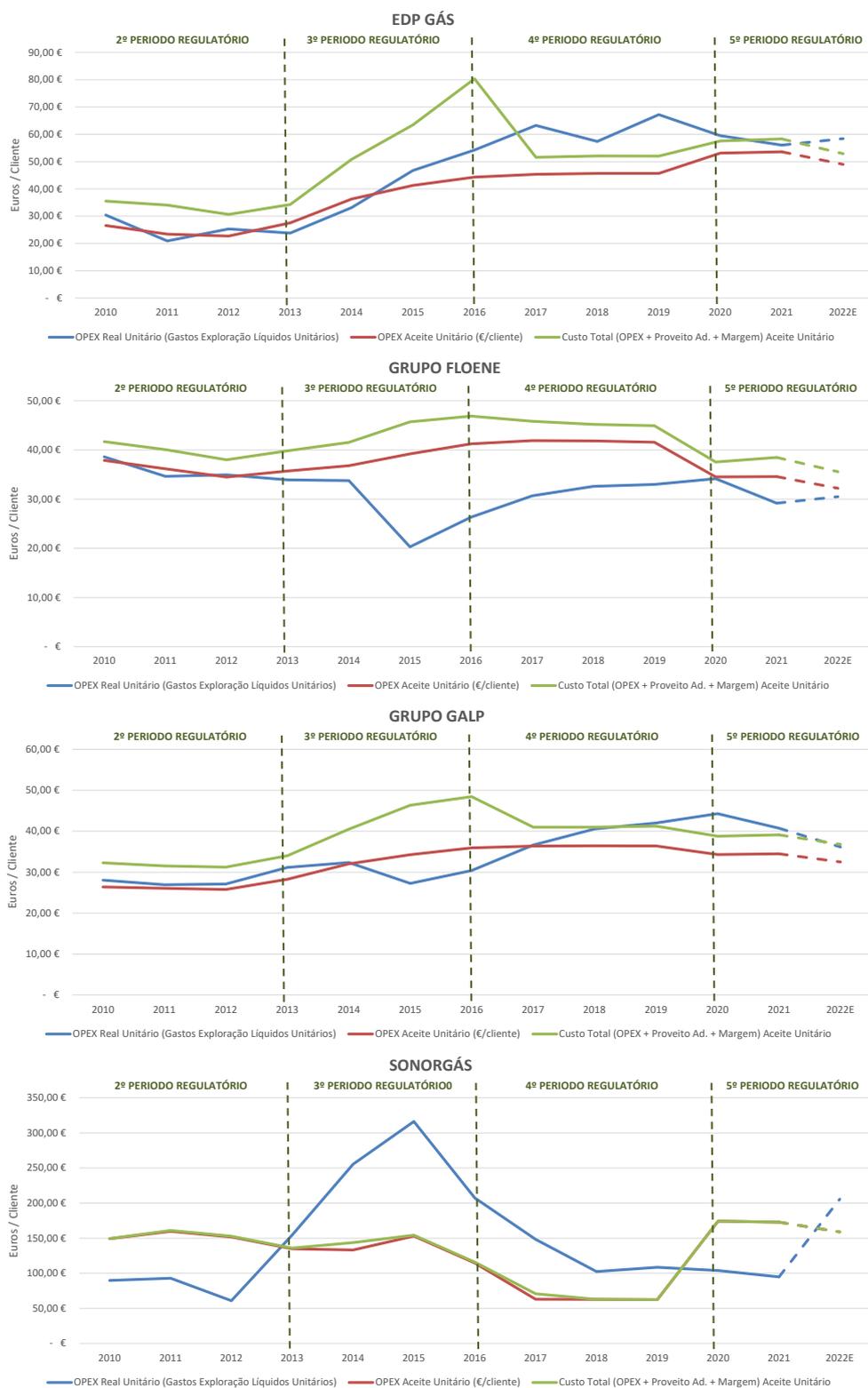
⁴¹ Componente dos proveitos permitidos que está associada ao OPEX com a aplicação de uma metodologia do tipo *price cap-X*.

Figura 4-6 – Gastos por grupo económico
(preços constantes de 2022)



Nota: O OPEX real de 2022 corresponde a estimativas das empresas e o OPEX aceite de 2022 corresponde a estimativas da ERSE.

Figura 4-7 - Custos unitários por cliente, por grupo económico
(preços constantes de 2022)



Nota: O OPEX real de 2022 corresponde a estimativas das empresas e o OPEX aceite de 2022 corresponde a estimativas da ERSE.

Em traços gerais, observa-se para os anos mais recentes que:

GRUPO GALP:

- Após 2017, passa-se a observar uma semelhança entre os gastos reais e os gastos totais aceites, à exceção do ano de 2020 onde se observa, no período em análise, os gastos reais unitários mais elevados. Os recursos utilizados pelas três empresas do Grupo GALP provêm das empresas do Grupo, pelo que, a maioria dos gastos de exploração reportados por estas empresa são determinados pelos procedimentos de *pricing* e alocação e gastos associados às operações ou transações intragrupo.

GRUPO FLOENE:

- Recorde-se que até 2021, estas empresas fizeram parte do Grupo GALP. Desta forma, os gastos reais de exploração apresentam um comportamento similar ao observado no Grupo GALP. Adicionalmente, tal como referido anteriormente e decorrente do normativo legal, as atividades de comercialização e distribuição estão integradas nas mesmas empresas de cada área concessionada ou licenciada, existindo apenas o *unbundling* contabilístico. Assim, os gastos de exploração reportados por estas empresa, além dos procedimentos de *pricing* e alocação e gastos associados às operações ou transações intragrupo, também são determinados pelos procedimentos internos adotados por estas empresas para a alocação dos gastos incorridos entre atividades e funções.
- Até 2019, as empresas atualmente integradas no Grupo Floene apresentaram gastos reais inferiores aos gastos aceites. Após 2015, também à semelhança do ocorrido no Grupo GALP, os montantes anuais dos gastos mantiveram-se, sensivelmente, constantes até 2019, pelo que, a diminuição do número de clientes levou ao crescimento dos gastos de exploração reais unitários. No entanto, estes gastos apresentaram-se sempre inferiores aos gastos aceites. Este hiato entre gastos reais e aceites foi mitigada no atual período de regulação (2020-2023).
- Sublinhe-se a estabilidade dos gastos unitários aceites no Grupo Floene e no Grupo GALP no 4º período de regulação.

EDP GÁS SU:

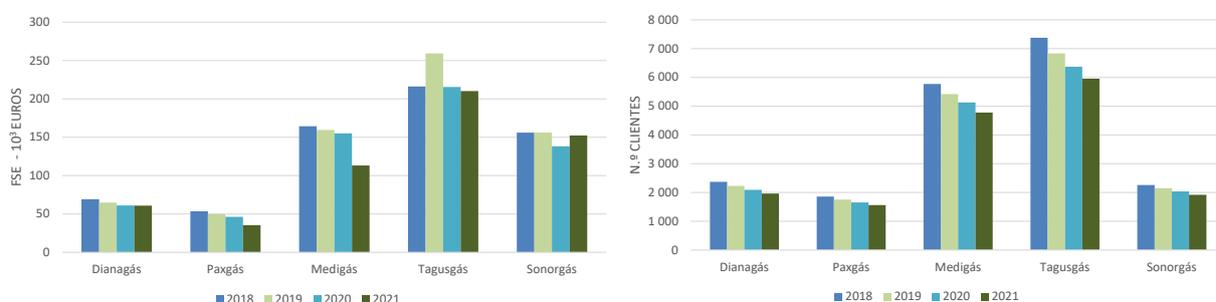
- Após 2014, a empresa apresentou um agravamento significativo do gasto unitário médio para os 58 €/cliente (valor médio no período de 2015 a 2021) enquanto esse agravamento foi menos acentuado na globalidade dos CURr tendo ficado pelos 40 €/cliente.

SONORGÁS:

- Entre 2019 e 2021 observa-se uma estabilização do gasto unitário real.

Uma análise às rubricas de gastos reais da Sonorgás permitiu observar que o gasto com os fornecimentos e serviços externos (FSE), à semelhança de períodos anteriores, continua a constituir o fator explicativo do elevado gasto unitário real da empresa. Analisando os 5 CURr de menor dimensão (Figura 4-8), no período de 2018 a 2021, observa-se que a Sonorgás apresenta o triplo do montante de gastos em FSE comparativamente às suas congéneres, em termos de dimensão, medida pelo número de clientes.

Figura 4-8 – Comparativo dos FSE e do nível de atividade



Tendo em conta o observado e o contexto atual da atividade dos CURr, estamos perante uma atividade onde a avaliação das metas de eficiência e da base de custos para o período de regulação que agora se inicia se revela crucial. O ponto 4.3 direciona-se, assim, para a definição dos parâmetros para o período de regulação 2024 a 2027.

4.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS

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

- i. Os gastos operacionais relacionados com esta atividade (OPEX).
- ii. Uma margem de remuneração, de modo a cobrir o risco financeiro dos CURr, decorrente da gestão de fundo de maneiio, que reflete o disposto no n.º 5 do contrato de concessão, cujas minutas foram aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008.
- iii. Nas concessionárias é ainda acrescentada a remuneração de 4 €/cliente, que reflete o disposto no n.º 11 do contrato de concessão, cujas minutas foram aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008 (aplicável até 2023).

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 do 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 consagrados na alteração às bases de concessão da atividade de Distribuição efetuada em 2008, que comprometem, apenas, o Estado (Concedente). No entanto, a parcela iii) apenas é atribuída, de acordo com o determinado na Resolução do Conselho de Ministros 98/2008, de 23 junho, até ao quinto período de regulação. Desta forma, esta componente terminará no ano de 2023.

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

Quadro 4-1 - Parâmetros aplicados nos vários períodos de regulação

Período de regulação					
	2008-2009 a 2009-2010	2010-2011 a 2012-2013	2013-2014 a 2015-2016	2016-2017 a 2018-2019	2020 a 2023
Base de custos		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)	Manutenção da base de custos do período anterior, exceto para a Sonorgás. Para esta empresa foi efetuada uma análise de benchmarking.	Partilha, em partes iguais, entre os clientes e as empresas, do valor do diferencial entre a média dos custos reais dos anos de 2016 e 2017 e a média dos custos aceites destes anos.
Repartição Custos fixos vs variáveis	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.	20% Custos Fixos 80% Custos variáveis (Escalaão >10 000m ³ : 80% energia faturada e 20% n.º médio de clientes; Escalão < 10 000m ³ : 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	<u>Grupo Galp e EDP Gás SU:</u> 20% Custos Fixos 80% Custos variáveis <u>Sonorgás e Tagusgás:</u> 25% Custos Fixos 75% Custos variáveis	30% Custos Fixos 70% Custos variáveis
Indutor de custos		N.º médio de clientes e energia faturada	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes
Meta de eficiência		3% para todas as empresas	3% para todas as empresas	2% para todas as empresas	2% para todas as empresas

Para que se possa avaliar o impacto dos parâmetros regulatórios impostos pela ERSE à atividade de Comercialização desenvolvida pelos CURr nos últimos anos, bem como o *modus operandi* das empresas face à forma como a sua atividade se tem desenvolvido em função das diferentes determinações legais, é crucial a monitorização do desempenho das empresas ao longo dos últimos anos.

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

- Definição de base de custos controláveis a considerar.
- Repartição dos gastos variáveis por fatores externos explicativos da atividade – indutores de custos.
- Repartição entre gastos fixos e custos variáveis.
- Definição de metas de eficiência.

4.3.1 DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

METODOLOGIA DE CÁLCULO

Conforme referido no documento “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás” que acompanha as tarifas para o ano gás 2023-2024, até 2014, considerando o valor médio dos 11 CURr, observa-se que o gasto de exploração real unitário seguiu, genericamente, a tendência do OPEX unitário permitido pelo regulador. Apenas nos anos de 2015 e 2016, se observou um desfasamento de maior relevo entre os dois indicadores, com um gasto real inferior ao OPEX aceite. A partir de 2016, observa-se uma tendência de crescimento do gasto de exploração real unitário, invertendo-se apenas em 2021. Esta evolução levou o gasto real unitário para valores acima do OPEX unitário aceite, mas em linha com os proveitos permitidos unitários aceites (a soma do OPEX aceite, proveito adicional e margem) (ver Figura 4-5).

Este comportamento de subida dos gastos reais unitários pode ser justificado, entre outras razões, com o *phasing out* resultante da liberalização da atividade de Comercialização e da extinção da tarifa transitória levando à saída dos clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado e uma adaptação mais lenta da estrutura de gastos comparativamente a essa saída significativamente acentuada de clientes. Desta forma, o acréscimo acentuado verificado ao nível dos gastos unitários evidenciou a necessidade das empresas adaptarem a sua estrutura de gastos à evolução decrescente da sua atividade. Recorde-se que este processo de *phasing out* tem vindo a decorrer na última década observando-se alguma dificuldade das empresas na concretização de uma maior adaptação da estrutura de gastos das empresas à realidade da atividade, em particular, uma redução do nível de gastos ao mesmo nível da diminuição de clientes, dado o contexto organizacional destas empresas. Recorde-se que os CURr estão inseridos em grupos económicos que tem permitido estas empresa recorrerem ao *outsourcing* dos serviços de suporte da atividade, por via do recurso aos préstimos oriundos das empresas do grupo, em detrimento da utilização uma estrutura de recursos próprios. Esta opção tem sido justificada pelas empresas com o argumento da obtenção de ganhos económicos associados a economias de escala. Além disso, esta opção deveria dotar as empresas de uma estrutura de gastos com uma maior flexibilidade. A recente alteração conjuntural da atividade decorrente da alteração legislativa que permite o regresso dos clientes ao mercado regulado releva ainda mais a necessidade das empresas se adaptarem a uma situação de rápida desmaterialização da sua atividade e adotarem estruturas mais flexíveis.

Adicionalmente, recorda-se que os proveitos permitidos aos CURr englobam uma margem de remuneração de fundo de maneiio, bem como, um proveito adicional de 4€ por cliente para as empresas concessionárias, os quais não resultam diretamente da aplicação de parâmetros regulatórios fixados pela ERSE, e que têm proporcionam às empresas alguma margem para poderem adaptar a sua estrutura de gastos a uma diminuição repentina da atividade. No entanto, a componente do proveito adicional irá findar em 2023, de acordo com o exposto nas minutas dos contratos de concessão. Face ao exposto, conclui-se haver uma necessidade do alinhamento dos gastos operacionais reais líquidos das empresas e o OPEX aceite resultante diretamente da aplicação de parâmetros regulatórios fixados pela ERSE.

Refira-se ainda que a definição da base de custos do próximo período de regulação para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização deverá ter em linha de conta o princípio, que consta do regulamento tarifário, da partilha justa, entre clientes e empresas, dos resultados originados pelas metas de eficiências definidas no passado no âmbito de um processo de regulação por incentivos.

Outro aspeto a salientar neste ponto é a definição das rubricas de gastos (custos) e rendimentos (proveitos) que não dependem da aplicação de tarifas e que contribuem para o cálculo do OPEX líquido. Assim, para efeitos da definição da base de custos da atividade de Comercialização de último recurso de gás, consideraram-se as seguintes rubricas:

Figura 4-9 – Rubricas consideradas na base de custos 2024

GASTOS (+)	RENDIMENTOS (-)
Fornecimentos e Serviços Diversos	Prestação de Serviços
Gastos com o Pessoal	Outros Rendimentos
Outros Gastos e Perdas	

A base de custos foi calculada para 2024 e irá evoluir ao longo dos quatro anos do período de regulação de acordo com a evolução da atividade e por aplicação das metas de eficiência.

Tendo por base o exposto, bem como a necessidade de as empresas responderem com eficiência ao processo de liberalização do mercado, a ERSE definiu a seguinte metodologia de apuramento da base de custos para 2024:

5. Apuramento dos gastos teóricos aceites pela ERSE para 2021 considerando a média dos valores aceites para efeitos dos ajustamentos dos anos de 2020 e 2021 considerando uma partilha, em partes iguais, entre os clientes e as empresas, do valor do diferencial entre a média dos gastos reais dos anos de 2020 e 2021 e a média dos gastos aceites destes anos. No caso da Sonorgás, tendo-se verificado uma necessidade de calibração da base de custos do período de regulação atualmente a decorrer face ao grande desnível entre os proveitos permitidos e os custos reais da empresa (que são mais baixos), esta partilha será 75% dos gastos reais e 25% dos gastos aceites. Foram igualmente considerados os resultados das ações de fiscalização ao Grupo GALP, Grupo Floene e à Sonorgás, que foram realizadas no início do corrente ano. No caso do Grupo GALP e do Grupo Floene as ações decorram em instalações dos respetivos Grupos, enquanto no caso da Sonorgás foi realizada uma ação de fiscalização documental através de diversas notificações à empresa. Estas ações de fiscalização efetuaram o *follow up* das recomendações das auditorias às operações intragrupo das empresas reguladas do Grupo GALP⁴² (terminada em 2019) e às operações intragrupo do Grupo Dourogás (terminada em 2020), tal como detalhado no ponto 3.3.1.
6. Definição dos valores unitários do termo fixo e do termo variável tendo em conta a estrutura de custos teórica do atual período de regulação (2020-2023)⁴³ e a manutenção do número de clientes como indutor de custo (no presente caso, o número de clientes de 2021 suportará o cálculo dos valores unitários).
7. Evolução dos gastos apurados no ponto 2 até 2024, tendo em conta a seguinte expressão:

$$\text{Componente Fixa}_s = \text{Componente Fixa}_{s-1} * (1 + \text{IPB}_{s-1} - X_s)$$

(3)

$$\text{Componente Variável}_s = \text{Componente Variável}_{s-1} * (1 + \text{IPB}_{s-1} - X_s)$$

Em que X corresponde à meta de eficiência fixada para o presente período de regulação (2020-2023) e s ao ano civil.

Tendo por base a aplicação da metodologia acima descrita no ponto 1, foram apurados os valores apresentados no quadro infra.

⁴² À data da realização da auditoria o grupo ainda se denominava GALP tendo recentemente alterado a denominação para Floene

⁴³ 30% para a componente fixa e 70% para a componente variável.

Quadro 4-2 – Definição dos proveitos teóricos para 2021

Empresa	Proveitos em 2021 para definição da base de custos de 2024
Beiragás	330 126 €
Dianagás	64 893 €
Duriensegás	215 897 €
Lisboagás	3 673 113 €
Lusitaniagás	1 652 814 €
Medigás	138 690 €
Paxgás	38 801 €
Setgás	1 186 685 €
EDP Gás	1 838 295 €
Sonorgás	223 588 €
Tagusgás	265 786 €

Tendo por base a aplicação da metodologia acima descrita nos pontos 2 e 3, isto é, tendo em consideração a estrutura de custos teórica para atividade de Comercialização, os gastos aceites para 2021 e o número de clientes define-se a base de custos para o ano de 2021 e as respetivas componentes fixa e variável (Figura 4-10). Posteriormente, estas componentes evoluem para 2024 tendo em conta o IPIB e as metas de eficiência definidas (Figura 4-11).

Figura 4-10 – Definição da componente fixa e variável da Base de Custos em 2021

Empresa	Proveitos em 2021 para definição da base de custos de 2024	2021	Termo Fixo		Termo Variável	
			10 ³ EUR		€/Clientes	
			< 10 000m ³	> 10 000m ³	< 10 000m ³	> 10 000m ³
Beiragás	330 126 €	Beiragás	98,718	0,319	20,878569	37,737555
Dianagás	64 893 €	Dianagás	19,396	0,072	23,128508	42,100017
Sonorgás	223 588 €	Sonorgás	67,076	0,000	81,590743	0,000000
Duriensegás	215 897 €	Duriensegás	64,571	0,198	21,730094	142,286561
Lisboagás	3 673 113 €	Lisboagás	1099,857	2,077	25,367513	42,275875
Lusitaniagás	1 652 814 €	Lusitaniagás	494,768	1,076	28,113651	57,057685
Medigás	138 690 €	Medigás	41,323	0,284	20,186010	294,283199
Paxgás	38 801 €	Paxgás	11,299	0,342	16,933602	579,753655
EDP Gás	1 838 295 €	EDP Gás	547,369	4,120	38,633023	96,012747
Setgás	1 186 685 €	Setgás	355,357	0,649	29,045503	64,073255
Tagusgás	265 786 €	Tagusgás	79,313	0,423	31,136469	68,061547

Figura 4-11 – Componente Fixa e Variável Para 2024

2024	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	104,505	0,324	21,188315	38,297414	5,8%	2%
Dianagás	20,533	0,073	23,471634	42,724596		
Sonorgás	71,008	0,000	82,801191	0,000000		
Duriensegás	68,356	0,201	22,052473	144,397467		
Lisboagás	1164,329	2,108	25,743855	42,903063		
Lusitaniagás	523,771	1,092	28,530734	57,904170		
Medigás	43,746	0,288	20,485481	298,649066		
Paxgás	11,961	0,347	17,184822	588,354647		
EDP Gás	579,454	4,181	39,206167	97,437154		
Setgás	376,187	0,658	29,476411	65,023820		
Tagusgás	83,962	0,429	31,598397	69,071281		

De seguida, são apresentados os procedimentos utilizados para a definição dos indutores e da estrutura de gastos.

4.3.2 DEFINIÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS

Como indutor de custos da atividade do CURr mantém-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* ponto 4.4), comprovando os resultados apresentados no documento “Parâmetros de Regulação para o Período dos Anos Gás de 2016-2017 a 2018-2019” aquando da avaliação dos indutores de custos da atividade de Distribuição. Deste modo, o número médio de clientes é explicativo da estrutura de custos dos CURr.
- 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 subsidiação cruzada entre atividades do mercado regulado e não regulado nos grupos empresariais das empresas em que se inserem os CURr.

4.3.3 DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA DE GASTOS

Na definição dos parâmetros para um novo período de regulação, entre outros fatores, importa definir a estrutura de gastos, nomeadamente, a definição da componente fixa e variável. Neste processo torna-se

revelante o conhecimento obtido ao longo dos últimos períodos de regulação, a análise da performance das empresas e a expectativas futuras sobre o mercado de atuação das empresas.

Para a definição da repartição dos gastos fixos e variáveis, tal como ocorreu nos períodos de regulação anteriores, 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 dois tipos de regressão na especificação proposta por Hansen, Moewen e Guan (2009): i) regressão linear com dados seccionais – os dados de vários anos de uma empresa funcionam como observações individuais e, ii) regressão linear com dados em painel - os dados de vários anos de uma empresa são considerados uma série temporal associada a uma entidade.

Na análise econométrica também se inclui a avaliação do impacto do fator adicional associado à amostra de empresas comercializadoras serem reguladas e, simultaneamente, relacionando este fator com a característica de estas empresas estarem inseridas em grupos económicos conforme o exposto no ponto 4.4. Recorde-se que na especificação do modelo de regressão considerado define-se o total dos gastos de uma empresa como a variável dependente e na componente explicativa do nível de gastos do modelo procura-se identificar a sua componente fixa (independente do nível da atividade da empresa) e a componente variável (dependente da atividade da empresa medida pelo número de clientes). Assim, a(s) variável(is) independente(s) corresponde(m) a(os) indutor(es) de gasto(s) considerado(s) e a constante corresponderá(ão) ao valor da componente fixa do gasto.

Neste caso, conforme referido no ponto anterior, o indutor considerado foi o número de clientes, originando as seguintes especificações das regressões em cada metodologia econométrica:

$$\text{Dados seccionais: Gastos Totais}_i = \alpha_i + \beta_i \text{Clientes} \quad (4)$$

$$\text{Dados em Painel: Gastos Totais}_{it} = \alpha_{it} + \beta_{it} \text{Clientes} \quad (5)$$

- Utilização dos *dados* presentes no *inquérito* submetido às empresas comercializadoras para suporte às análises realizadas no contexto na definição dos custos de referência. Neste inquérito foi solicitado às empresas, até 2019, a desagregação dos gastos operacionais totais em quatro categorias: i) gastos diretos fixos, ii) gastos diretos variáveis, iii) gastos indiretos de suporte (sendo, posteriormente classificados como gastos fixos indiretos) e iv) gastos indiretos não controláveis (sendo posteriormente classificados como gastos variáveis indiretos). A partir de 2020, para agilizar

e harmonizar o procedimento de reporte da estrutura de gastos incorrida para o desenvolvimento da atividade, no questionário passou-se apenas a solicitar a desagregação dos gastos em fixos e variáveis.

A utilização simultânea das duas análises permite aprofundar a avaliação e a definição da repartição mais adequadas dos gastos das empresas comercializadoras pelas componentes fixa e variável, confrontando os resultados das duas metodologias: análise da estrutura de gastos 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 gastos.

O Quadro 4-3 apresenta os resultados obtidos com as metodologias econométricas de regressão nas especificações suprarreferidas. No caso, particular, da metodologia dos dados em painel, os valores dos testes econométricos de *Hauman* e de *Breuch-Pagan* determinaram a utilização da abordagem dos efeitos fixos. Posteriormente, as formas funcionais dos modelos de ambas as metodologias foram avaliadas e validadas pela aplicação de uma das abordagens do teste RESET de *DeBenedictis-Giles*. Neste sentido, observou-se a relevância do impacto dos dados do ano de 2013 por ser um ano associado à transição para o processo de liberalização da atividade de Comercialização e da extinção da tarifa transitória. Desta forma, os resultados foram estimados, de acordo com os procedimentos anteriormente referidos, considerando a amostra de empresas que suportou a definição dos custos de referência apresentada no ponto 4.4. Para esta amostra foi considerado apresentar os resultados considerando: i) todas as empresas (mercado liberalizado e regulado) e, ii) apenas das empresas reguladas dos setores do gás e eletricidade, bem como, os resultados dos modelos com a inclusão e a exclusão dos dados relativos ao ano 2013.

Quadro 4-3 - Resultados dos Modelos Paramétricos - Peso da Componente dos Gastos Fixos

	Todas Empresas	Empresas Reguladas
Modelos Dados Seccionais		
<i>Amostra de 2013 a 2021</i>	10%	38%
<i>Amostra de 2014 a 2021</i>	10%	37%
Modelos Dados em Painel		
<i>Amostra de 2013 a 2021</i>	22%	43%
<i>Amostra de 2014 a 2021</i>	31%	40%

No estudo efetuado em 2016 para a definição dos parâmetros de regulação para o período de 2016-2017 a 2018-2019, os resultados das metodologias econométricas apontavam para um peso dos gastos fixos na ordem dos 32% e 34% para as empresas comercializadoras. No estudo de 2019 efetuado para a definição

dos parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023, os resultados mais consistentes das metodologias econométricas apontaram para um peso entre 31% e os 43%. Estes resultados são muito similares aos obtidos no presente estudo.

Em relação aos dados extraídos dos inquéritos efetuou-se o cálculo do peso dos gastos fixos para os 11 CURr considerando a sua agregação por grupo económico onde se encontram atualmente inseridos (Quadro 4-4), considerando o período de 2013 a 2021.

Quadro 4-4 – Resultados dos Questionários - Peso da Componente dos Gastos Fixos

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Média 13-17	Média 18-21
EDP GAS SU	41%	68%	66%	87%	85%	83%	84%	74%	70%	69%	78%
SONORGAS	45%	42%	42%	39%	66%	74%	74%	64%	65%	47%	69%
Grupo FLOENE	27%	25%	35%	60%	46%	48%	50%	49%	29%	39%	44%
Grupo GALP	26%	18%	59%	73%	56%	57%	58%	60%	55%	46%	57%
Global	30%	28%	45%	64%	54%	56%	57%	56%	43%	44%	53%

Os resultados do quadro anterior permitem verificar uma elevada heterogeneidade do peso dos gastos fixos na estrutura de gastos entre os diferentes CURr, bem como, no peso de cada empresa/grupo ao longo do período em análise. Especificamente, a análise das respostas plasmadas no questionário da atividade da comercialização permite verificar que o peso dos custos fixos destas empresas no período de 2013 a 2017 (sensivelmente, a primeira metade do período total em análise) ronda os 44%, enquanto entre 2018 a 2019, ronda os 53%. Em particular, esta tendência assume maior relevo a partir do ano de 2016 (ano em que a ERSE passou a apresentar a análise destes resultados no contexto da definição de parâmetros). A partir desta referência temporal, as empresas passaram a reportar um peso significativamente superior dos gastos fixos. Esta alteração significativa da estrutura de gastos, não sendo suportado em qualquer documentação ou justificação origina dúvidas quanto à fidedignidade das respostas. Registe-se que na maioria dos casos, o valor reportado nos anos mais recentes relativo ao peso dos gastos fixos duplica ou triplica comparativamente ao valor reportado, por exemplo, em 2013 e 2014, sem ocorrer qualquer fundamentação para esta alteração de relevo.

No entanto, apesar das dúvidas levantas, podemos considerar que os resultados se encontram, em certa medida, em linha com os resultados obtidos com as metodologias econométricas de regressão.

O *phasing out* da atividade pode justificar um eventual incremento do peso dos gastos fixos no caso das empresas não estarem a apresentar uma capacidade de adaptação da sua estrutura de gastos à redução da atividade. No entanto, alterações muito significativas carecem de uma avaliação ou justificação adicional.

Analisando as rúbricas que integram o OPEX real das empresas verifica-se que os gastos predominantes são os Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) e os gastos com o pessoal. Os CURr que até 2021 estavam integrados no Grupo GALP (todas as empresas excetuando a Tagusgás, EDP Gás e a Sonorgás) apenas reportaram gastos relativos aos FSE, sendo nulo os gastos com o pessoal. Tendencialmente, a rúbrica de gastos com o pessoal apresenta uma natureza mais fixa comparativamente à rúbrica de FSE. A figura infra apresenta o peso da rúbrica de FSE no OPEX das empresas por Grupo Económico. Os resultados permitem constatar que os gastos de exploração das empresas são determinados de uma forma muito expressiva pelos FSE.

Quadro 4-5 – Peso dos FSE no OPEX Real⁴⁴

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Grupo GALP	89%	89%	79%	83%	99%	84%	101%	97%	97%
Grupo Floene	82%	94%	77%	83%	94%	83%	91%	88%	90%
EDPGás	76%	82%	71%	74%	79%	99%	79%	59%	81%
Sonorgás	87%	95%	90%	91%	71%	109%	109%	81%	62%

Face ao exposto considera-se adequado manter o peso dos gastos fixos definido para o atual período de regulação (2020-2023). Recorde-se que neste período de regulação tinha-se procedido a um ligeiro incremento do peso dos custos fixos na estrutura de custos definida para o período de regulação de 2016-2017 a 2018-2019 para incorporar o efeito do *phasing out* da atividade⁴⁵. Neste sentido, a repartição entre gastos fixos e variáveis a utilizar no período regulatório de 2020 e 2023 é a seguinte:

⁴⁴ Percentagem acima dos 100% resulta da rúbrica de gastos relativos às “provisões de clientes” se apresentar negativa.

⁴⁵ Recorde-se que no período de regulação de 2016-2017 a 2018-2019 a componente fixa tinha sido definida no valor de 20% para as empresas do Grupo GALP e EDP Gás e de 25% para as restantes.

Quadro 4-6 - Repartição da Componente Fixa e Variável para o Período de Regulação

CURr	Gastos Fixos	Gastos Variáveis
Todos	30%	70%

4.3.4 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

O *phasing-out* da atividade, o pequeno universo de empresas e a sua heterogeneidade constituem um conjunto de particularidades da atividade de Comercialização dos CURr que dificulta exercícios de *benchmarkings* nessa atividade com vista à definição de metas de eficiência.

Deste modo, na definição de metas de eficiência para a atividade de Comercialização dos CURr, procura-se complementar o exercício efetuado no ponto 4.4 com uma análise que define os fatores que determinam a evolução da eficiência no conjunto da atividade.

, recorrendo-se ao cálculo do Índice de *Malmquist*. Recorde-se que o Índice de *Malmquist* (MPI) é um indicador da variação da Produtividade Total dos Fatores (PTF) de uma *Decision Making Unit* (DMU). Este é calculado no contexto de rendimentos constantes à escala e a evolução deste indicador pode dever-se a: (i) progresso/retrocesso tecnológico do setor de atividade do momento t para o momento t + 1 (designado por *frontier shift index effect*); (ii) alterações no nível de eficiência técnica de uma DMU do momento t para o momento t+1 (designado por *catch up index effect*). Este índice constitui, deste modo, uma média geométrica de variáveis que permitem incorporar informação relativa a fronteiras de eficiência referentes a dois momentos de tempo distintos.

Valores superiores à unidade significam que a Produtividade Total dos Fatores (PTF) aumentou, enquanto que valores inferiores a um representam um decréscimo da Produtividade Total dos Fatores (PTF). O valor unitário significa que a Produtividade Total dos Fatores (PTF) da empresa ou setor se manteve inalterada.

Note-se que esta decomposição do Índice de *Malmquist* baseia-se no pressuposto de rendimentos constantes à escala, isto é, que não é imposta qualquer restrição no sentido de tomar em conta a escala de operação das DMU. Contudo, atendendo às características da amostra em estudo, é recomendável introduzir essa restrição, introduzindo efeitos escala no modelo. Nesse caso, o designado *catching up effect* pode ainda ser decomposto em (i) *pure efficiency change effect*, que mede as alterações no nível de eficiência técnica de uma DMU do momento t para o momento t+1 no âmbito de um modelo em

rendimentos variáveis à escala⁴⁶; e (ii) *scale efficiency change*, que afere a evolução da DMU no que respeita à utilização ou não de uma escala ótima.

À luz do exposto, calculou-se este indicador para a amostra de empresas reguladas do setor do gás. Na análise desenvolvida, tendo em conta as especificidades do procedimento de cálculo do Índice de *Malmquist*, optou-se, com o objetivo de avaliar os resultados numa perspetiva dinâmica, por calcular as referências de resultados considerando a performance média das empresas de 2018 para 2020. Note-se ainda que para efeitos do cálculo do Índice de *Malmquist* adotaram-se como *input* o valor dos gastos de exploração e como *outputs* o número de clientes. Os resultados obtidos encontram-se no seguinte quadro:

Quadro 4-7 - Decomposição do Índice de *Malmquist*

	Total Factor Productivity Change	Efficiency Change Effect	Technical Efficiency Effect	Pure Technical Efficiency Effect	Scale Efficiency Effect
2018-2020 (Valor Médios)	1,007	0,997	1,010	1,002	0,995

Fonte: ERSE

Considerando a informação da tabela anterior, verifica-se que os ganhos de eficiência registado pelo CURr no período de 2018 a 2020 decorrentes do progresso tecnológico se situam no valor de 1,0%.

Face ao exposto, a ERSE considera adequado a aplicação de uma meta de eficiência de 1% correspondente aos ganhos de eficiência resultante do progresso tecnológico desta atividade. A exigência de eficiência nesta atividade visa assim conjugar uma rápida desmaterialização da atividade, com o progresso tecnológico sustentado, cada vez, no desenvolvimento das tecnologias de informação.

Por último, importa referir que, pese embora os CURr apresentarem diferentes especificidades entre si, a análise aos custos de referência permitiu concluir que a generalidade destas empresas se situa num nível médio de eficiência.

⁴⁶ Recorde-se que os modelos com rendimentos constantes à escala tomam em conta as diferenças na escala das DMU consideradas para efeitos de determinação da fronteira de eficiência.

4.3.5 SÍNTESE DOS PARÂMETROS A VIGORAR NO PERÍODO REGULATÓRIO 2024 A 2027

Apresenta-se infra um resumo dos parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2024 a 2027.

Quadro 4-8 - Parâmetros a aplicar no período regulatório 2024-2027

	Grupo Galp	Grupo Floene	EDP Gás	Sonorgás
Base de custos	Média dos gastos aceites em 2020 e 2021 ajustada da partilha da margem, em partes iguais, entre média dos gastos reais de 2020 e 2021 e a média dos gastos aceites deste período.	Média dos gastos aceites em 2020 e 2021 ajustada da partilha da margem, em partes iguais, entre média dos gastos reais de 2020 e 2021 e a média dos gastos aceites deste período.	Média dos gastos aceites em 2020 e 2021 ajustada da partilha da margem, em partes iguais, entre média dos gastos reais de 2020 e 2021 e a média dos gastos aceites deste período.	Média dos gastos aceites em 2020 e 2021 ajustada da partilha da margem, entre média dos gastos reais de 2020 e 2021 e a média dos gastos aceites deste período. Para a definição da partilha da margem considerou-se 75% dos gastos reais e 25% dos gastos aceites
Indutor de Custos	N.º médio de clientes			
Repartição de custos fixos vs custos variáveis	30% Componente Fixa	30% Componente Fixa	30% Componente Fixa	30% Componente Fixa
	70% N.º médio de clientes			
Metas de eficiência	1%	1%	1%	1%
Repartição da base de custos por nível de tensão	Manutenção da repartição implícita na Demonstração de Resultados de 2021	Manutenção da repartição implícita na Demonstração de Resultados de 2021	Manutenção da repartição implícita na Demonstração de Resultados de 2021	Repartição implícita no número de clientes por nível de pressão de 2021. O nível de gastos reportados na Dem. dos Resultados, por nível de pressão, não está proporcional e a base de custos de 2020-2023 não pressupõe clientes > 10 000 m ³

Quadro 4-9 - Base de custos para 2024

Empresa	Base de Custos para 2024	2024	Termo Fixo	Termo Variável
			10 ³ EUR	€/Clientes
Beiragás	584 630 €	Beiragás	175,389	18,089768
Dianagás	121 525 €	Dianagás	36,458	19,799996
Sonorgás	515 959 €	Sonorgás	154,788	67,199150
Duriensegás	364 267 €	Duriensegás	109,280	19,168520
Lisboagás	6 678 875 €	Lisboagás	2 003,663	21,842936
Lusitaniagás	3 662 473 €	Lusitaniagás	1098,742	23,323286
Medigás	194 156 €	Medigás	58,247	18,754463
Paxgás	59 100 €	Paxgás	17,730	15,573639
EDP Gás	5 621 218 €	EDP Gás	1686,365	30,662192
Setgás	2 265 725 €	Setgás	679,718	24,764469
Tagusgás	413 527 €	Tagusgás	124,058	27,853217

N.º de Clientes	TOTAL Custos 10 ³ EUR	Componente Variável		Componente Fixa	
		Valor	%	Valor	%
22 623	585	409	70%	175	30%
4 296	122	85	70%	36	30%
5 375	516	361	70%	155	30%
13 302	364	255	70%	109	30%
214 038	6 679	4 675	70%	2 004	30%
109 922	3 662	2 564	70%	1 099	30%
7 247	194	136	70%	58	30%
2 656	59	41	70%	18	30%
128 329	5 621	3 935	70%	1 686	30%
64 044	2 266	1 586	70%	680	30%
10 393	414	289	70%	124	30%

Refira-se que a evolução da base de custos de 2024 para os anos civis seguintes é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$OPEX_s = \text{Parte Fixa}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) + \text{Custo unitário por cliente}_{s-1} * (1 + \text{IPIB}_{s-1} - X_s) * \text{número médio de clientes}_s \quad (6)$$

Em que:

s = ano civil

X = Meta de eficiência fixada

4.4 CUSTOS DE REFERÊNCIA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS

4.4.1 DISPOSIÇÕES GERAIS E REGULAMENTARES

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020⁴⁷, de 28 de agosto, a ERSE deverá definir, anualmente, os 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 CURr através da aplicação direta da tarifa de Comercialização, iii) a prestação de informação útil à definição dos parâmetros para este período de regulação e iv) uma aproximação entre as abordagens regulatórias do setor do gás e do setor elétrico.

Tal como referido em documentos anteriores, o cumprimento do requisito legal suprarreferido, levou a ERSE a implementar, a partir de 2013, um processo anual de recolha de informação sobre a atividade de comercialização através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás. Este processo tem-se caracterizado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado. Na análise efetuada para o ano de 2013, a amostra inicial incluía os dados de 23 empresas, enquanto para a presente análise a amostra base inclui cerca de cinco dezenas de empresas comercializadoras (desde de 2013 que se observa entradas e saídas de empresas nesta atividade). Este crescimento foi justificado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado decorrente de iniciativas de promotores nacionais e de outros países, designadamente de Espanha.

Este alargamento da amostra produz elevados benefícios para a presente análise em resultado do incremento da informação sobre os recursos necessários para o desenvolvimento da atividade de comercialização, gerando, contudo, novos desafios para o processo de recolha dessa mesma informação numa base anual. Neste tipo de análises importará garantir a comparabilidade da informação suportada numa harmonização dos procedimentos de reporte. Os regulamentos do setor do gás determinam, em geral, para um comercializador regulado, o reporte dos gastos por segmentos, nomeadamente, pela atividade de compra e venda de energia, atividade de compra e venda de acessos à rede de transporte e distribuição (infraestruturas) e a estrita atividade de comercialização. A publicação dos custos de referência

⁴⁷ Na redação da Declaração de Retificação n.º 40-C/2020, de 27 de outubro.

e a presente análise referem-se unicamente à última atividade, designada de função no contexto regulatório, excluindo os impactes associados à compra e venda de energia e acessos. Os novos operadores de mercado tendem a apresentar um menor domínio desta terminologia, contextualização e respetivos requisitos de reporte associados ao processo regulatório das diferentes atividades e funções das cadeias de valor dos setores da energia elétrica e do gás.

A distinção dos diferentes segmentos de atividade associados aos comercializadores de energia impacta numa maior complexidade do processo de recolha de informação, por obrigar à realização de um processo adequado de alocação dos gastos por atividade e posterior reporte. Acresce o facto de alguns operadores estarem integrados em grupos económicos internacionais com processos de reporte contabilístico distintos.

A entrada de novos comercializadores tem levado a ERSE, aquando do processo de submissão dos questionários, a desenvolver diversas interações de clarificação do procedimento de reporte da informação junto dessas empresas.

Neste sentido, em 2022 a ERSE procedeu a uma reformulação do questionário anual submetido aos comercializadores a solicitar os dados e as informações relativos à atividade de comercialização desenvolvida durante o ano de 2021. Neste processo foram inquiridos um universo de 57 comercializadores, tendo-se obtido 54 respostas. À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressaltar que os dados dos inquiridos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa de mercado foram tratados e divulgados de forma confidencial. A Figura 4-12 identifica as empresas e/ou os grupos económicos que efetivaram uma resposta ao questionário e/ou procederem à divulgação de informação no contexto do referido questionário.

Os dados obtidos das 54 respostas recebidas relativamente à caracterização da atividade de comercialização no ano de 2021 foram integrados na base dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Esta base de dados incorpora a informação económica e física sobre atividade de comercialização de energia elétrica e de gás desde o ano 2013. Deste modo, o presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2013 a 2021, resultando numa amostra inicial de 308 observações.

Salienta-se que estes foram reportados de forma voluntária até 2021 (reporte dos dados relativos ao ano económico de 2020) no caso dos comercializadores de mercado. O dever destes operadores facultar à ERSE toda a documentação necessária para o exercício das suas competências, onde se inclui documentação

económica e financeira, apenas passou a estar legalmente disposta com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional. No entanto, a informação prestada neste processo pelos operadores de mercado continua a não estar sujeita a uma certificação ou validação por entidade independente. Assim, esta situação aconselha alguma prudência na avaliação dos resultados desta análise.

Da análise prévia da amostra observou-se que continua a existir algumas empresas que se apresentam numa fase embrionária da sua atividade, por força da continua entrada de novos *players* e/ou da elevada especificidade da sua atividade operacional (por exemplo, centralizadas no fornecimento a clientes industriais). Estas especificidades criam significativos enviesamentos nos resultados e o surgimento de observações *outliers* ao nível dos custos unitários apresentados. Decorrente desta constatação, manteve-se o procedimento adotado em análises anteriores de aplicação, nesta fase do processo, da metodologia do Filtro de *Tukey* para se proceder à eliminação dessas observações. A aplicação desta metodologia resultou numa amostra final de 246 observações.

Figura 4-12- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



4.4.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Nos últimos anos, o setor energético tem sofrido transformações tecnológicas e organizacionais muito significativas. Nas alterações organizacionais destaca-se as *utilities* do setor energético deixaram de ser entendidas como monopólios naturais verticalmente integrados e de propriedade estatal impactando, na maioria dos países ocidentais, num processo de *unbundling* das diversas atividades do setor: produção, transporte, distribuição, comercialização e privatização dos mesmos. No caso particular da atividade de comercialização sobressai a introdução do fator competição no mercado retalhista do setor elétrico e do setor do gás que, no caso dos países da União Europeia, tem sido um processo mandatado por diversas Diretivas Europeias. Este contexto tem implicado uma dinâmica na estrutura empresarial da atividade de comercialização de energia com entradas e saídas de comercializadores, reestruturações empresariais, incluindo processos de aquisições e fusões entre as empresas comercializadoras.

Simultaneamente, têm começado a surgir comercializadores com diferentes perfis, quer no que respeita à sua escala, quer em relação às condições e contexto de desenvolvimento da atividade.

Este crescimento do número de comercializadores impactará na existência de uma diversidade de perfis de empresas participantes no segmento liberalizado da atividade de comercialização de energia. Esta diversidade significa ser expectável que as diferentes empresas apresentem distintas estruturas de gastos, em função de especificidades como a dimensão, a localização, a dispersão da atividade, perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, etc.

O Quadro 4-10 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (2013 a 2021) considerando três indicadores: pontos de entrega, gastos totais operacionais da atividade de exploração e o gasto operacional unitário por ponto de entrega. Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 4-10 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2021

Percentil	Pontos de Entrega (#)		Percentil	Gastos Totais (€)		Percentil	Gasto Unitário por Ponto de Entrega	
	Valor	Menores		Valor	Menores		Valor	Menores
1%	267	79	1%	31 867	5 893	1%	18,13 €	16,71 €
5%	1 362	152	5%	61 678	21 526	5%	21,76 €	17,63 €
10%	1 911	267	10%	75 128	31 867	10%	26,74 €	18,13 €
25%	3 905	446	25%	228 794	36 785	25%	34,49 €	18,17 €
50%	13 946	Maiores	50%	1 035 197	Maiores	50%	44,72 €	Maiores
75%	136 541	4 033 167	75%	5 644 408	142 095 785	75%	74,59 €	317,29 €
90%	538 014	4 101 497	90%	25 215 843	157 530 177	90%	152,62 €	320,47 €
95%	1 289 929	4 108 411	95%	37 386 105	165 958 634	95%	195,63 €	329,20 €
99%	4 101 497	4 129 827	99%	161 997 259	246 467 978	99%	320,47 €	358,74 €
Média	252 215	Observações	Média	10 105 861	Observações	Média	68,93 €	Observações
Desvio Padrão	733 851	246	Desvio Padrão	28 452 815	246	Desvio Padrão	61,34 €	246

Fonte: ERSE

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 de gás. Para efeitos de análise dos diferentes perfis de consumo, foram tidas em conta as seguintes características diferenciadoras, em linha com o já referido anteriormente:

- **dimensão** – medida pelo número de clientes / pontos de entrega reportado por cada empresa para os anos 2013 a 2021.
- **segmento de negócio** – atividade só no setor do gás; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores.

- **enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada.

Tal como referido em anteriores análises, a avaliação preliminar aos dados da amostra inicial permitiu identificar um conjunto de empresas pertencentes a grupos económicos cuja estrutura de gastos resultava de um processo de decisão ao nível do grupo económico em detrimento de opções individuais ou de características distintas entre elas. Nestes casos, tem-se optado por considerar na amostra uma única entidade, isto é, a entidade em análise passa a ser o grupo e não as empresas individualmente. Este procedimento tem permitido produzir uma informação mais robusta e mais fidedigna do desempenho destas empresas. Este processo levou à redução da amostra final para 176 observações, apresentando-se a análise descritiva no quadro infra.

Quadro 4-11-Análise Descritiva da Amostra – Empresas / Grupos Económicos – 2013 a 2021

Percentil	Pontos de Entrega (#)		Gastos Totais (€)			Gasto Unitário por Ponto de Entrega		
	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores
1%	152	79	1%	21 526	5 893	1%	18,13 €	16,71 €
5%	1 052	152	5%	72 072	21 526	5%	21,17 €	18,13 €
10%	1 771	267	10%	119 074	31 867	10%	30,56 €	18,17 €
25%	4 282	446	25%	334 943	36 970	25%	39,27 €	18,38 €
50%	36 720	Maiores	50%	3 205 936	Maiores	50%	55,67 €	Maiores
75%	248 408	4 033 167	75%	10 621 951	142 095 785	75%	94,89 €	310,93 €
90%	652 642	4 101 497	90%	31 474 405	157 530 177	90%	158,50 €	320,47 €
95%	2 538 819	4 108 411	95%	74 523 376	165 958 634	95%	195,65 €	329,20 €
99%	4 108 411	4 129 827	99%	184 475 783	246 467 978	99%	329,20 €	358,74 €
Média	352 528	Observações	Média	14 125 238	Observações	Média	76,67 €	Observações
Desvio Padrão	849 951	176	Desvio Padrão	32 880 262	176	Desvio Padrão	61,63 €	176

Fonte: ERSE

DIMENSÃO

Da análise do Quadro 4-10 e do Quadro 4-11 observa-se uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível da sua dimensão. Cerca de 50% das observações da amostra corresponde a comercializadores abaixo dos 15 000 pontos de entrega (no ano anterior, este valor situava-se em 18 000 pontos de entrega). A amostra apresenta uma dimensão média dos operadores a rondar os 252 000 pontos de entrega (no ano anterior, este valor situava-se nos 262 000 pontos de entrega). Esta evolução reflete, por um lado, a entrada de novos *players* de menor dimensão e/ou comercializadores que ainda se encontram numa fase embrionária da sua atividade, por outro, a participação de mais comercializadores no inquérito anual dos custos de referência. Adicionalmente, à semelhança do observado nos resultados de anos anteriores, os valores do desvio padrão e dos intervalos dos percentis continuam a evidenciar uma elevada dispersão das dimensões dos operadores. A literatura económica aponta para uma vantagem

económica das empresas de maior dimensão (por exemplo, em termos de número de clientes ou volume de negócios por beneficiarem de economias de escala (Lehto, 2011)⁴⁸).

A heterogeneidade observada nos comercializadores ao nível da dimensão, medida pelo número de pontos de entrega/clientes da amostra recolhida no âmbito desta análise, tem constituído uma característica recorrente, que torna complexa a análise da performance económica destas empresas ao nível dos gastos operacionais. Neste caso específico, a análise apenas suportada no nível de gastos sem uma prévia consideração do impacto do fator dimensão produziria resultados e conclusões enviesadas e de reduzida utilidade por se comparar empresas com características distintas. Neste sentido, justifica-se a manutenção da opção ocorrida nas análises efetuadas em anos anteriores, de aplicar-se uma metodologia estatística de análise de *clusters* para a obtenção de grupos ou classes de dimensão homogéneas dos diferentes comercializadores. Recorde-se que esta metodologia constitui um procedimento que permite constituir grupos homogéneos, recorrendo a um conjunto de variáveis, a partir de uma amostra de indivíduos ou entidades heterogéneas. O resultado final do agrupamento deve permitir que objetos pertencentes a um dado grupo sejam similares ou relacionados e distintos ou não relacionados com os objetos incluídos noutros grupos.

Esta metodologia pode ser dividida em dois grandes métodos: métodos hierárquicos e métodos de otimização da partição ou não hierárquicos (Everitt et al, 2011⁴⁹). Na presente análise manteve-se a utilização do método de classificação por via da otimização, em particular, uma variante ao algoritmo *K-means*. A utilização deste algoritmo foi justificada por ser um método adequado às características da amostra e ser amplamente utilizado dada a estabilidade de soluções que fornece (Everitt et al, 2011). A variante utilizada foi o *K-medians*. Este procedimento segue basicamente a mesma lógica e procedimento do *K-means* mas permite evitar o possível efeito de valores extremos sobre a solução de *cluster* final (Mooi et al⁵⁰, 2018). Esta opção está relacionada com a heterogeneidade muita elevada do número de clientes apresentados por cada empresa da amostra.

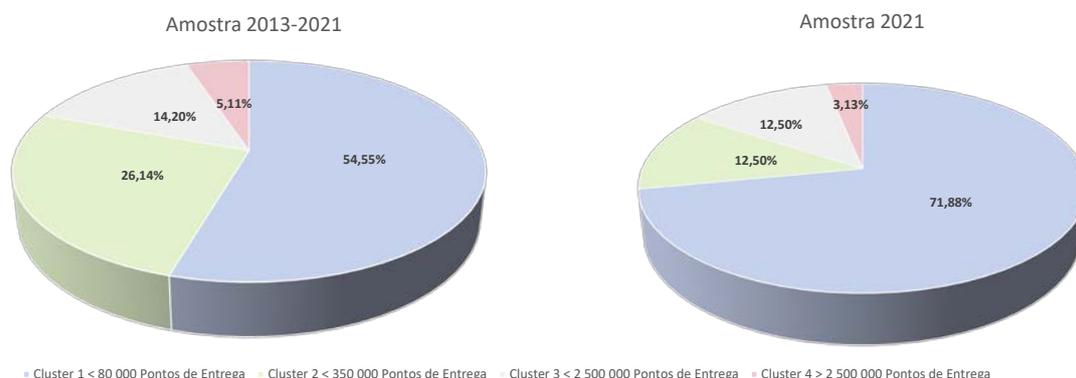
A Figura 4-13 apresenta a caracterização, em termos do número de pontos de entrega, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia suprarreferida.

⁴⁸ Lehto, E. (2011), "Electricity prices in the Finnish retail market", *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

⁴⁹ Everitt, B., Landau, S., Leese, M. and Stahl, D. (2011) *Cluster Analysis*. 5th Edition, Wiley, Chichester.

⁵⁰ Mooi, E., Sarstedt, M., e Mooi-Reci, I. (2018) *Market Research: The Process, Data, and Methods Using Stata*, (Springer, Singapore, 2018), pp. 416.

Figura 4-13 – Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

Além do menor número de operadores existentes no início do período em análise, as diferenças apresentadas entre o peso dos *clusters* na amostra resultam de os dados históricos refletirem uma predominância das empresas reguladas e das primeiras empresas de mercado ligadas a grandes grupos económicos. Os dados para o ano 2021 refletem a entrada significativa dos novos operadores de menor dimensão.

O quadro seguinte apresenta a análise descritiva dos diferentes *clusters* considerando três indicadores: número de pontos de entrega, gastos de exploração e gastos unitários. Da análise dos resultados é de realçar a manutenção da relação inversa entre a dimensão e o custo unitário observada em anos anteriores. Este resultado parece justificar a existência de economias de escala, já evidenciadas em análises anteriores.

Quadro 4-12 – Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4
Pontos de Entrega	Média	10 863	179 338	771 772	3 717 582
	Desvio Padrão	15 358	67 679	449 324	554 098
	Mínimo	79	84 984	359 510	2 538 819
	Máximo	70 287	333 378	2 125 324	4 129 827
Gastos Operacionais	Média	940 345 €	9 274 060 €	28 736 407 €	138 972 422 €
	Desvio Padrão	1 619 115 €	5 770 050 €	10 962 879 €	52 742 411 €
	Mínimo	5 893 €	3 326 380 €	14 199 391 €	52 869 796 €
	Máximo	10 727 302 €	32 782 450 €	70 074 849 €	246 467 978 €
Gasto Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	99,35 €	54,01 €	45,61 €	36,90 €
	Desvio Padrão	72,74 €	28,64 €	23,04 €	11,55 €
	Mínimo	22,37 €	21,17 €	18,13 €	16,71 €
	Máximo	358,74 €	145,47 €	103,14 €	61,28 €

Fonte: ERSE

SETOR DE ATIVIDADE

Tal como referido em análises anteriores, na avaliação da atividade de comercialização de energia deverá ter em consideração a existência de uma característica potencialmente diferenciadora dos comercializadores, que diz respeito ao segmento de energia onde a empresa desenvolve a sua atividade. No caso do presente estudo, a amostra inclui empresas especializadas na atividade de comercialização no segmento de energia elétrica ou no segmento do gás, e empresas que atuam de forma conjunta nos dois segmentos. Para avaliar estas características manteve-se o procedimento de se classificar as empresas da amostra em três categorias:

- empresas com atividade só no segmento da eletricidade.
- empresas com atividade na eletricidade e gás.
- empresas com atividade só no segmento de gás.

O Quadro 4-13 apresenta uma análise descritiva das três categorias supra indicadas recorrendo aos três indicadores analisados anteriormente no caso da dimensão. Os resultados obtidos no contexto da avaliação do efeito do segmento de atividade onde as empresas operam parecem sofrer alguma influência da entrada de novos *players*, da dinâmica da estrutura empresarial e dos respetivos segmentos de atuação. Os resultados deste ano indicam a existência de economias de gama nas empresas que atuam em ambos os setores.

As empresas que atuam unicamente no segmento do gás têm apresentado um gasto médio por ponto de entrega significativamente inferior ao apresentado pelas empresas que operam no segmento da eletricidade elétrica ou em ambos os segmentos. No entanto, deve-se ressaltar que estes resultados estão influenciados pelos novos comercializadores de menor dimensão. De facto, a maioria dos novos operadores que integraram a amostra nos últimos dois anos foram para estas duas categorias. Adicionalmente, também se deverá realçar que a presente amostra, no que concerne às empresas que atuam exclusivamente no segmento do gás, apenas inclui empresas do mercado regulado e integradas em grandes grupos económicos.

Quadro 4-13 – Análise descritiva por setor de atividade

		Eletricidade	Gás	Ambos
Pontos de Entrega	Média	158 063	119 256	865 087
	Desvio Padrão	465 917	157 896	1 328 672
	Mínimo	79	1 866	1 390
	Máximo	3 163 481	652 642	4 129 827
Gastos Operacionais	Média	4 368 531 €	5 042 083 €	38 321 480 €
	Desvio Padrão	8 492 810 €	6 081 957 €	53 721 956 €
	Mínimo	5 893 €	167 305 €	309 237 €
	Máximo	52 869 796 €	25 142 780 €	246 467 978 €
Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	87,19 €	54,70 €	69,01 €
	Desvio Padrão	67,53 €	21,34 €	61,70 €
	Mínimo	16,71 €	30,16 €	21,17 €
	Máximo	358,74 €	129,93 €	329,20 €

Fonte: ERSE

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Na atividade de comercialização de energia elétrica e gás coexistem dois regimes de mercado originando dois tipos de comercializadores: mercado regulado e o mercado liberalizado. No primeiro, as empresas atuam na qualidade de comercializador de último recurso e têm que cumprir um conjunto de obrigações de serviço público como, por exemplo, a prestação universal do fornecimento de energia (elétrica ou gás). No mercado regulado os preços são fixados anualmente pela ERSE. No mercado liberalizado o preço é definido livremente por cada comercializador em ambiente concorrencial. O processo de liberalização da atividade de comercialização e a extinção gradual das tarifas reguladas tem levado à transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. Neste último, em função do processo de liberalização da atividade de comercialização de energia, encontramos as empresas mais recentes e, conseqüentemente, de menor dimensão, enquanto no mercado regulado operam as empresas mais maduras. Naturalmente estes fatores influem nas características da atividade operacional de cada comercializador. Assim, os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras, apesar de um menor número médio de pontos de entrega, apresentam um gasto médio por ponto de entrega significativamente mais baixo.

Quadro 4-14 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório

		Não Regulado	Regulado
Pontos de Entrega	Média	363 117	329 232
	Desvio Padrão	948 682	583 410
	Mínimo	79	1 866
	Máximo	4 129 827	3 163 481
Gastos Operacionais	Média	16 487 481 €	8 928 304 €
	Desvio Padrão	38 993 961 €	10 230 233 €
	Mínimo	5 893 €	167 305 €
	Máximo	246 467 978 €	52 869 796 €
Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	89,71 €	47,98 €
	Desvio Padrão	69,28 €	20,65 €
	Mínimo	21,17 €	16,71 €
	Máximo	358,74 €	129,93 €

Fonte: ERSE

ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS TRÊS FATORES DETERMINANTES DOS PERFIS DA ATIVIDADE

De modo a aferir a materialidade estatísticas dos três fatores determinantes dos perfis dos comercializadores supra indicados, em particular, a materialidade da sua relação com o nível de gastos operacionais realizou-se, num primeiro momento a análise *three-way ANOVA* seguindo a abordagem simples e a abordagem *full factorial*. Esta metodologia permite avaliar a relação entre uma variável dependente contínua (gastos operacionais) e variáveis categóricas (*cluster*, setor e enquadramento regulatório). A abordagem simples testa a relação de cada variável categórica com os gastos operacionais e a abordagem testa igualmente a relação da interação das variáveis categóricas com o nível de gastos. Os resultados obtidos determinaram que o fator “enquadramento regulatório”, entre os três fatores, apresentava uma relevância estatisticamente reduzida ou nula na relação com os gastos operacionais. A realização da análise *two-way ANOVA* confirmou a maior relevância estatística do fator “*cluster*” representativo da dimensão das empresas, seguido do fator “setor de atividade”. Num segundo momento foi realizado testes de médias *post hoc de Tukey* a fim de detetar diferenças entre os subgrupos destes dois fatores. Para o fator “setor de atividade”, os resultados não evidenciaram uma diferença estatisticamente significativa entre o subgrupo das empresas que atuam unicamente no setor elétrico comparativamente às empresas que atuam apenas no setor do gás. No âmbito dos “*clusters*”, os resultados evidenciaram diferenças estatisticamente significativas entre os quatro subgrupos. Desta forma, estes resultados permitiram voltar a validar a dimensão, medida via a categorização por *cluster*, como fator determinante para o processo de aferição dos custos de referência da atividade de comercialização. Estes resultados

suportam o procedimento adotado em anteriores análises de tratamento deste fator com a aplicação, num primeiro momento, da metodologia de análise de *cluster* para a identificação de grupos homogêneos de comercializadores, tendo em conta a sua dimensão.

Quadro 4-15 -Testes ANOVA

Teste ANOVA				
Factor	Full Three-way Factorial ANOVA		Three-way ANOVA	
	Teste F	Prob>F	Teste F	Prob>F
Cluster	110,93	<0,0005***	272,9	<0,0005***
Setor	8,26	<0,0005***	2,95	0,055*
Regulada	0,39	0,535	3,46	0,065*
Full Two-way Factorial ANOVA				
Cluster	103,46	<0,0005***	274,09	<0,0005***
Setor	30,8	<0,0005***	4,30	0,015**
Teste Pairwise Coparisons of Means - Post Hoc de Tukey				
Diferença estatisticamente significativa entre todos os pares das caterogias:				
Cluster	Sim			
Setor	Não			

4.4.3 METODOLOGIA E MATRIZ DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

METODOLOGIA

A ERSE apresentou a fundamentação teórica nos documentos de definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás⁵¹ da metodologia de aferição destes custos.

Recorde-se que a necessidade de fundamentação da metodologia de cálculo e de definição de custos de referência resulta da diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de energia elétrica e gás. A fundamentação teórica microeconómica de suporte à definição dos custos de referência para a atividade de comercialização tem sido suportada nas funções de custo de curto prazo. Nesta análise, voltou-se a não obter evidências que justificassem uma alteração do processo adotado nos anos anteriores. Desta forma, mantém-se o procedimento que se tem materializado no

⁵¹ Ver os documentos «Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017» (setor elétrico), «Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019», «Parâmetros de regulação para o período de 2018-2021» (setor elétrico) e «Parâmetros de regulação para o período de 2022-2025» (setor elétrico).

desenvolvimento das seguintes etapas para efeitos de elaboração dos custos de referência para a atividade de comercialização de gás em Portugal para o ano de 2023:

- Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE.
- Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica [indutor de custo (*output*) e *inputs*].
- Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão.
- Apresentação da matriz de custos médios de referência para a comercialização de gás.

TRATAMENTO DOS DADOS RECOLHIDOS NO QUESTIONÁRIO

Tal como referido anteriormente, para o cumprimento da imposição legal da publicação dos custos de referência para a atividade de comercialização, a ERSE implementou um processo de submissão de um questionário para a recolha anual de informação sobre o desenvolvimento desta atividade por cada operador. Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação para a aplicação da metodologia econométrica adotada para definição do custo de referência para a atividade de comercialização.

DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

As características da amostra e a revisão da literatura científica continuam a sustentar a decisão de recorrer-se a uma metodologia não paramétrica, cuja função objetivo considerada é a minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*. Deste modo, a aplicação desta metodologia implica a definição prévia dos parâmetros relativos aos *inputs* e *outputs*. Mantendo-se a amostra que suportou a definição dos custos de referência em anos anteriores complementada com as respostas ao questionário do presente ano, permanecem válidas as razões anteriormente elencadas nessas análises para a decisão da ERSE de continuar a considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões. Os custos assim obtidos correspondem aos custos de exploração de cada empresa nos anos de 2013 a 2021, a preços constantes de 2022, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas. No mesmo sentido, 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 pontos de entrega desse comercializador.

DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”

Tal como anteriormente referido, para a presente análise não houve alterações de relevo nas razões que têm suportado as decisões da ERSE relativamente aos procedimentos adotados, em particular, para a definição do “comercializador teórico eficiente”. Desta vez, mantêm-se os procedimentos adotados nas análises dos anos anteriores: o comercializador teórico eficiente é definido como sendo a empresa virtual, cujo custo médio é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2013 a 2021. 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 entre essas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por ponto de entrega do comercializador teórico eficiente.

Recorde-se que decorrente da elevada criticidade e complexidade do fator dimensão para a análise da performance económica dos comercializadores, a ERSE tem adotado uma metodologia estatística para o tratamento deste fator. Especificamente, a utilização da metodologia de análise de *cluster* para a constituição de grupos de empresas de dimensão similar, com a posterior análise dos níveis de eficiência de cada grupo de empresas, pela metodologia DEA, assumindo em cada grupo a opção CRS (*constant return to scale*), por o fator dimensão ter sido considerado no procedimento inicial.

MATRIZ DE CUSTOS MÉDIOS DE REFERÊNCIA

A apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás, ao setor elétrico ou a ambos. O motivo para esta opção prende-se com o facto de se continuar a considerar 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, tal como detalhadamente especificado nos pontos anteriores.

As figuras seguintes apresentam os resultados da aplicação da metodologia DEA a cada um dos *clusters* definidos.

Na definição dos custos de referência de cada grupo de empresas (*cluster*), cada *cluster* foi categorizado em três níveis de eficiência, em que o mais eficiente corresponde às empresas com níveis de eficiência

referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo *cluster*. As restantes duas categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100, respetivamente.

O custo de referência teórico, isto é, o nível de custo por ponto de entrega do comercializador teórico eficiente corresponde ao custo do nível de eficiência mais elevado em cada *cluster* (percentil 0-20).

Os resultados apresentados nas figuras infra permitem confirmar a forte correlação entre o nível do custo de eficiência e a dimensão das empresas, à exceção do custo de referência dos *clusters* 1 e 2 no percentil 20 em resultado do número e da natureza das observações presentes nesses *clusters* apresentar uma diversificação de empresas muito reduzida. Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão (1 e 2) são, respetivamente, os valores unitários de referência de 24,77 euros e 18,83 euros por ponto de entrega, comparativamente aos 31,23 euros e 34,06 euros apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (3 e 4), respetivamente.

Recorde-se que em março de 2021, a GALP Energia conclui o processo de alienação da sua posição de controlo na GGND à empresa Allianz Capital Partners mas manteve a sua posição de controlo nas comercializadoras LisboaGás, Setgás e Lusitaniagás. Estes processos não impactaram, de forma materialmente relevante, nos procedimentos operacionais dos comercializadores associados ao Grupo GALP e do Grupo FLOENE (antiga GGND) até ao ano de 2020. Neste sentido, a partir do ano económico de 2021 o tratamento destes comercializadores será feito de forma separada entre CURr GALP (Lisboagás, Setgás e Lusitaniagás) e CURr FLOENE (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás, Tagusgas).

Na avaliação do desempenho das empresas reguladas do gás, observa-se que os CURr do Grupo Galp posicionam-se no terceiro *cluster* no ano de 2021. Os restantes CURr (Floene, EDP Gás SU e Sonorgás) posicionam-se no quarto *cluster*. Este posicionamento das diferentes empresas resulta da dimensão das mesmas, determinada pelo número de clientes, e do *phasing out* da atividade

Face ao exposto, considera-se que o custo de referência para a determinação dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Comercialização deve corresponder ao nível de custo mais eficiente do *cluster* 3. Apesar de a maioria das empresas estarem no *cluster* 4, a estimativa é que neste período de regulação o seu número de pontos de entrega cresça para os níveis de dimensão analisados no *cluster* 3.

Figura 4-14 - Análise DEA aplicada ao *Clusters 1 > 2 000 000 Clientes*

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo AM 2014	3 163 481	16,71 €	1,00	24,77 €	0-20
Empresa / Grupo L 2015	3 462 983	32,82 €	0,51		
Empresa / Grupo L 2017	4 101 497	33,66 €	0,50	34,18 €	20-50
Empresa / Grupo L 2018	4 129 827	34,41 €	0,49		
Empresa / Grupo L 2016	3 898 258	34,47 €	0,48		
Empresa / Grupo L 2019	4 108 411	38,34 €	0,44	45,01 €	50-100
Empresa / Grupo L 2014	2 538 819	39,28 €	0,43		
Empresa / Grupo L 2020	4 033 167	41,15 €	0,41		
Empresa / Grupo L 2021	4 021 792	61,28 €	0,27		

Fonte: ERSE

Figura 4-15- Análise DEA aplicada ao *Clusters 2 > 350 000 Clientes*

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo AM 2015	2 125 324	18,13 €	1,00	18,83 €	0-20
Empresa / Grupo AM 2017	1 289 929	18,17 €	1,00		
Empresa / Grupo AM 2018	1 165 548	18,38 €	0,99		
Empresa / Grupo AM 2019	1 074 218	19,44 €	0,93		
Empresa / Grupo AM 2021	930 953	20,04 €	0,90		
Empresa / Grupo AM 2016	1 536 179	20,48 €	0,89	35,72 €	20-50
Empresa / Grupo AM 2020	995 449	20,52 €	0,88		
Empresa / Grupo Q 2021	605 905	35,85 €	0,51		
Empresa / Grupo S 2014	389 248	36,48 €	0,50		
CURR GALP 2013	652 642	38,52 €	0,47		
CURR GALP 2014	454 508	42,03 €	0,43		
Empresa / Grupo S 2018	542 935	45,54 €	0,40		
Empresa / Grupo L 2013	1 511 575	46,36 €	0,39		
Empresa / Grupo S 2017	534 905	47,18 €	0,38	63,35 €	50-100
Empresa / Grupo S 2020	568 725	48,57 €	0,37		
Empresa / Grupo S 2019	571 140	49,53 €	0,37		
Empresa / Grupo S 2021	604 087	53,08 €	0,34		
Empresa / Grupo Q 2020	512 726	53,46 €	0,34		
Empresa / Grupo S 2015	548 029	55,49 €	0,33		
Empresa / Grupo X 2021	557 406	56,51 €	0,32		
Empresa / Grupo X 2019	389 434	59,90 €	0,30		
Empresa / Grupo S 2016	538 014	62,61 €	0,29		
Empresa / Grupo X 2020	406 448	72,63 €	0,25		
Empresa / Grupo Q 2018	359 510	98,10 €	0,18		
Empresa / Grupo Q 2019	429 459	103,14 €	0,18		

Fonte: ERSE

Figura 4-16- Análise DEA aplicada ao *Clusters 3 > 80 000 Clientes*

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo V 2015	280 419	21,17 €	1,00	31,23 €	0-20
Empresa / Grupo S 2013	259 447	21,76 €	0,97		
Empresa / Grupo V 2014	176 981	30,56 €	0,69		
Empresa / Grupo V 2016	273 348	32,48 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2018	240 177	32,70 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2013	98 593	33,74 €	0,63		
CURR GALP 2016	285 014	33,91 €	0,62		
CURR GALP 2015	333 378	35,01 €	0,60		
Empresa / Grupo V 2017	264 135	35,09 €	0,60		
Empresa / Grupo Q 2013	153 598	35,85 €	0,59		
Empresa / Grupo AN 2020	141 183	36,79 €	0,58	39,71 €	20-50
Empresa / Grupo AN 2017	137 679	36,85 €	0,57		
Empresa / Grupo AN 2018	138 806	38,38 €	0,55		
Empresa / Grupo T 2019	235 021	38,84 €	0,55		
Empresa / Grupo AN 2021	142 415	39,45 €	0,54		
EDP GAS SU (PT 2013)	145 544	39,45 €	0,54		
CURR GALP 2017	256 638	39,55 €	0,54		
Empresa / Grupo AN 2016	136 852	39,60 €	0,53		
Empresa / Grupo AN 2019	140 161	40,04 €	0,53		
Empresa / Grupo AN 2013	136 570	40,22 €	0,53		
Empresa / Grupo AN 2014	136 541	40,75 €	0,52		
Empresa / Grupo AN 2015	136 634	41,21 €	0,51		
CURR GALP 2018	236 288	42,24 €	0,50		
CURR GALP 2021	166 014	42,52 €	0,50		
Empresa / Grupo Q 2014	154 128	43,16 €	0,49	73,46 €	50-100
CURR GALP 2019	218 095	43,67 €	0,48		
CURR GALP 2020	211 293	45,75 €	0,46		
Empresa / Grupo T 2021	333 241	47,67 €	0,44		
EDP GAS SU (PT 2014)	84 984	50,42 €	0,42		
Empresa / Grupo T 2020	269 845	51,26 €	0,41		
Empresa / Grupo AO 2020	127 422	59,26 €	0,36		
Empresa / Grupo AO 2018	125 082	59,52 €	0,36		
Empresa / Grupo AO 2021	128 777	59,74 €	0,35		
Empresa / Grupo AO 2017	124 136	59,85 €	0,35		
Empresa / Grupo AO 2016	123 283	60,36 €	0,35		
Empresa / Grupo Q 2015	178 691	60,84 €	0,35		
Empresa / Grupo AO 2015	122 707	61,07 €	0,35		
Empresa / Grupo AO 2013	121 836	61,56 €	0,34		
Empresa / Grupo AO 2019	126 047	62,54 €	0,34		
Empresa / Grupo AO 2014	122 128	63,72 €	0,33		
Empresa / Grupo X 2018	292 747	111,98 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2015	91 455	112,69 €	0,19		
Empresa / Grupo Q 2017	211 648	113,08 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2016	103 624	119,69 €	0,18		
Empresa / Grupo X 2017	153 651	122,93 €	0,17		
Empresa / Grupo Q 2016	173 283	145,47 €	0,15		

Fonte: ERSE

Figura 4-17-Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo I 2019	3 325	22,37 €	1,00	34,06 €	0-20
Empresa / Grupo I 2020	3 346	22,45 €	1,00		
Empresa / Grupo I 2018	3 317	23,21 €	0,96		
Empresa / Grupo I 2021	3 365	27,87 €	0,80		
Empresa / Grupo AG 2020	35 989	28,30 €	0,79		
Empresa / Grupo AG 2021	53 442	29,26 €	0,76		
CURR FLOENE 2021	31 379	30,16 €	0,74		
Empresa / Grupo P 2020	5 083	31,79 €	0,70		
Empresa / Grupo E 2018	4 500	34,72 €	0,64		
Empresa / Grupo E 2020	4 519	35,95 €	0,63		
Empresa / Grupo E 2019	4 502	36,16 €	0,62		
Empresa / Grupo P 2019	3 905	38,94 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2018	4 256	39,06 €	0,57		
Empresa / Grupo E 2021	4 616	39,25 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2020	4 349	39,47 €	0,57		
Empresa / Grupo P 2018	3 905	39,61 €	0,56		
Empresa / Grupo Z 2019	1 464	40,32 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2019	4 307	40,35 €	0,55		
Empresa / Grupo AL 2021	2 314	40,90 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2021	4 403	41,74 €	0,54		
TAGUSGAS (PT 2013)	19 660	41,78 €	0,54	58,27 €	20-50
Empresa / Grupo Z 2016	488	44,11 €	0,51		
EDP GAS SU (PT 2021)	32 274	45,33 €	0,49		
Empresa / Grupo Y 2018	1 569	45,93 €	0,49		
TAGUSGAS (PT 2016)	8 509	47,97 €	0,47		
Empresa / Grupo J 2019	4 738	48,00 €	0,47		
TAGUSGAS (PT 2017)	7 643	49,89 €	0,45		
TAGUSGAS (PT 2018)	7 114	50,78 €	0,44		
Empresa / Grupo J 2018	4 489	51,44 €	0,43		
TAGUSGAS (PT 2015)	10 051	51,62 €	0,43		
TAGUSGAS (PT 2019)	6 557	51,87 €	0,43		
Empresa / Grupo K 2018	2 132	55,85 €	0,40		
EDP GAS SU (PT 2015)	62 988	57,48 €	0,39		
Empresa / Grupo Z 2018	1 078	57,72 €	0,39		
Empresa / Grupo R 2019	9 856	58,85 €	0,38		
EDP GAS SU (PT 2020)	34 418	59,43 €	0,38		
Empresa / Grupo AA 2020	12 457	59,59 €	0,38		
TAGUSGAS (PT 2014)	19 599	59,95 €	0,37		
EDP GAS SU (PT 2018)	40 573	65,28 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2018	7 810	65,36 €	0,34		
EDP GAS SU (PT 2016)	51 227	65,79 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2021	13 308	66,36 €	0,34		
Empresa / Grupo Z 2017	671	66,82 €	0,33		
Empresa / Grupo J 2020	4 976	67,31 €	0,33		
Empresa / Grupo F 2015	5 089	67,70 €	0,33		
EDP GAS SU (PT 2017)	44 526	69,30 €	0,32		
Empresa / Grupo J 2021	9 394	69,34 €	0,32		
EDP GAS SU (PT 2019)	37 450	74,30 €	0,30		
Empresa / Grupo D 2018	79	74,59 €	0,30		
Empresa / Grupo G 2019	14 197	75,97 €	0,29	152,49 €	50-100
Empresa / Grupo R 2017	9 759	77,78 €	0,29		
SONORGAS (PT 2019)	2 148	77,89 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2021	5 115	77,95 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2017	1 183	80,40 €	0,28		
Empresa / Grupo AH 2021	3 617	85,50 €	0,26		
Empresa / Grupo W 2015	723	86,35 €	0,26		
Empresa / Grupo C 2020	3 826	87,54 €	0,26		
Empresa / Grupo AB 2021	5 396	90,68 €	0,25		
Empresa / Grupo Z 2021	3 089	91,24 €	0,25		
Empresa / Grupo AC 2021	17 486	91,68 €	0,24		
Empresa / Grupo W 2019	3 723	98,51 €	0,23		
Empresa / Grupo AB 2019	1 085	104,34 €	0,21		
SONORGAS (PT 2020)	2 037	104,51 €	0,21		
Empresa / Grupo AC 2020	21 265	109,78 €	0,20		
Empresa / Grupo D 2020	1 052	114,78 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2015	8 245	118,62 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2016	9 851	119,31 €	0,19		
Empresa / Grupo D 2019	267	119,35 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2018	10 250	120,39 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2013	63 438	122,93 €	0,18		
Empresa / Grupo K 2021	2 744	122,95 €	0,18		
Empresa / Grupo AI 2021	7 129	126,15 €	0,07		
SONORGAS (PT 2021)	1 866	129,93 €	0,17		
Empresa / Grupo Z 2020	1 987	138,59 €	0,16		
Empresa / Grupo AC 2018	28 638	147,67 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2014	70 287	152,62 €	0,15		
Empresa / Grupo G 2020	21 557	155,91 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2018	2 080	157,51 €	0,14		
Empresa / Grupo AH 2020	2 561	158,50 €	0,14		
Empresa / Grupo AI 2021	1 634	160,51 €	0,14		
Empresa / Grupo D 2021	1 771	161,55 €	0,14		
Empresa / Grupo G 2021	25 453	162,13 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2020	2 089	166,48 €	0,13		
Empresa / Grupo AI 2020	1 362	167,98 €	0,13		
Empresa / Grupo H 2019	2 087	170,16 €	0,13		
Empresa / Grupo A 2018	457	174,61 €	0,13		
Empresa / Grupo H 2021	2 120	195,63 €	0,11		
Empresa / Grupo AJ 2021	1 813	195,65 €	0,11		
Empresa / Grupo AD 2015	2 559	207,90 €	0,11		
Empresa / Grupo O 2015	152	243,22 €	0,09		
Empresa / Grupo G 2018	5 587	245,11 €	0,09		
Empresa / Grupo AC 2019	20 036	251,36 €	0,09		
Empresa / Grupo AJ 2020	446	310,93 €	0,07		
Empresa / Grupo C 2018	1 971	320,47 €	0,07		
Empresa / Grupo AK 2021	1 390	329,20 €	0,07		
Empresa / Grupo AK 2021	4 315	358,74 €	0,06		

5 CUSTO DE CAPITAL

5.1 INTRODUÇÃO

PRINCÍPIOS GERAIS

Em termos latos, o custo de capital corresponde à taxa de remuneração mínima exigida por um investidor para aplicar os seus recursos, tendo em conta os rendimentos expetáveis associados ao investimento e o risco associado ao recebimento desses rendimentos, no contexto económico e financeiro em que se enquadra. Desta forma, a definição do custo de capital das atividades reguladas tem em conta os princípios financeiros e económicos basilares, procurando 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.

A taxa de remuneração definida pela ERSE para os ativos das atividades reguladas corresponde, assim, ao custo de capital estimado pelo regulador para essas atividades. A ERSE tem seguido um conjunto de princípios ao longo do tempo nos processos de definição do custo de capital das atividades reguladas que importa salientar.

A estabilidade regulatória é um dos principais princípios que tem regido a atuação do regulador quando calcula o custo de capital das atividades reguladas. Esta estabilidade garante aos agentes poderem, à partida, antecipar e interpretar o quadro regulatório. A aplicação deste princípio pelo regulador permite diminuir o risco regulatório e, conseqüentemente, o risco da atividade, contribuindo para a diminuição do custo de capital da atividade regulada com um impacte direto e positivo no nível tarifário. Deste modo, em cada novo processo de cálculo do custo de capital, a ERSE tem procurado não ser disruptiva face às metodologias e abordagens que tem seguido no passado, sempre que o contexto económico e financeiro assim o permita.

Outro princípio orientador da ERSE, diretamente associado ao anterior, é o da coerência metodológica. A escolha de diferentes metodologias ou abordagens é expetável apenas se o contexto ou a natureza da atividade assim o justificarem. Deste modo, entende-se que deverá haver coerência nas metodologias regulatórias, não apenas dentro da mesma atividade ou setor ao longo do tempo, como também entre atividade de setores diferentes, quando apresentam naturezas semelhantes e se enquadram no mesmo

contexto económico e financeiro, como por exemplo os setores elétrico e do gás nacionais. Não seria compreendido que fossem seguidas abordagens diferentes na definição do custo de capital para o setor elétrico e para o setor do gás para variáveis iguais, se no intervalo de tempo que separa os processos de cálculo dos custos de capital das atividades reguladas desses setores não se tenha verificado nenhuma alteração de circunstância que justifique diferentes opções.

Adicionalmente, a estabilidade regulatória e a coerência metodológica não podem pôr em causa a devida adaptação das metodologias empregues e práticas seguidas na definição do custo de capital à evolução dos contextos económico e financeiro em que se desenvolvem essas atividades. A capacidade da regulação se adaptar às alterações do contexto envolvente é outro dos principais princípios regulatórios.

Este último princípio assume uma elevada pertinência quando a definição do custo de capital ocorre em períodos de regulação caracterizados por ambientes de incerteza económica e financeira. Recorde-se os períodos de regulação posteriores ao resgate financeiro de Portugal, culminando na introdução de um mecanismo de indexação deste parâmetro às variáveis representativas das condições financeiras nacionais no período de regulação 2012 a 2014, que se manteve até à data e, presentemente, os impactos da guerra que ocorre atualmente na Ucrânia na inflação e, conseqüentemente, na evolução das taxas de juro.

Neste contexto, o presente exercício de cálculo do custo de capital das atividades reguladas para o período de regulação 2024-2027 foi realizado com base nos princípios e metodologias aplicados nos anteriores períodos de regulação, quer do setor do gás, quer do setor elétrico.

5.2 EVOLUÇÃO DO CONTEXTO REGULATÓRIO E ECONÓMICO

EVOLUÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO

Na preparação do presente período de regulação, não ocorreram mudanças muito significativas nas metodologias regulatórias das atividades do setor do gás. Refira-se, contudo, a proposta de aplicação de um Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP) nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG). Este incentivo tem como objetivo sinalizar às empresas a tomada de decisões economicamente racionais de investimento, responsabilizando-as pelos seus pressupostos de evolução da procura de gás, que sustentam os investimentos considerados nos PDIRDG aprovados. Apesar do desenho e da calibração do incentivo terem sido realizados de forma a que o equilíbrio económico e financeiro dos operadores de rede de distribuição não seja posto em causa (ver capítulo 5.1 do documento justificativo

da revisão do Regulamento Tarifário da consulta pública 114), este incentivo não deixa de ter um ligeiro impacto no custo de capital, que foi tido em conta.

EVOLUÇÃO DO CONTEXTO FINANCEIRO E ECONÓMICO

Nos anteriores períodos de regulação, em especial no período iniciado em 2013, a definição do custo de capital foi profundamente marcada pelos acontecimentos ocorridos em 2010 e 2011 nos mercados financeiros internacionais e, em especial, no mercado financeiro nacional, que levaram, a 4 de abril de 2011, ao pedido de assistência financeira internacional.

Deste modo, os parâmetros regulatórios nos anteriores períodos de regulação foram definidos num ambiente de alguma instabilidade e incerteza. No momento de definição dos parâmetros para o período de regulação 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, após a enorme turbulência nos mercados da dívida de 2011 (*vide* Figura 5-1), mantendo-se, contudo, na altura, alguma incerteza quanto à sua evolução futura. A partir de 2012, após intervenção do BCE no sentido de tomar as medidas necessárias para salvar o euro, as *yields* das OT a 10 anos diminuíram consideravelmente, atingido um mínimo de 1,57%, em meados de março de 2015. No momento de definição dos parâmetros de regulação do período de regulação 2016-2017 a 2018-2019, no início de 2016, as *yields* das OT a 10 anos em Portugal encontravam-se num novo movimento de subida.

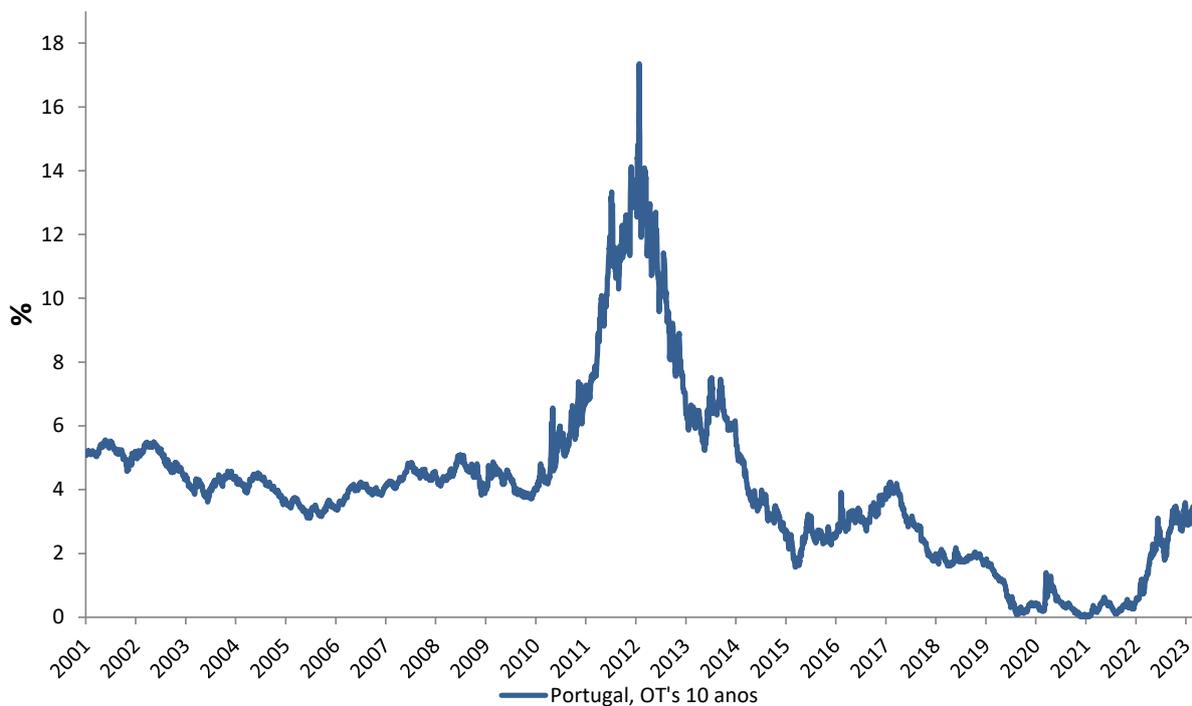
Na mesma Figura 5-1 podemos observar que os anos de 2018 e 2019 são caracterizados pela estabilização das *yields* num patamar ligeiramente inferior aos 2%, por efeito das execuções orçamentais favoráveis durante este período, do crescimento económico verificado e das revisões positivas das principais agências de *rating* ou de notação de risco à classificação da dívida soberana portuguesa. Pese embora se verificasse, nestes anos, uma situação de *yields* relativamente mais baixas, persistiam riscos macroeconómicos que se refletiam no facto das *yields* das OT continuarem consideravelmente sensíveis a alterações do cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional.

No início do ano de 2020, o impacto da pandemia COVID-19 provocou um aumento das *yields* OT a 10 anos, devido à incerteza dos impactos financeiros e sociais que caracterizaram esta crise sanitária. A resposta das instituições nacionais e europeias, sob forma de apoios orçamentais e monetários nos quais se destacam o programa específico de compra de ativos do BCE para a crise pandémica (*Pandemic Emergency Purchase*

Programme) e a criação do Plano de Recuperação e Resiliência, permitiram a célere estabilização das *yields* das OT.

O final do ano de 2021 foi caracterizado por um aumento das expectativas inflacionistas, que se veio a observar em 2022, devido ao aumento dos preços da energia e bens alimentares originado pelo conflito geopolítico entre a Rússia e a Ucrânia e pelo aumento da procura em função da recuperação económica pós-covid exacerbada pela manutenção de restrições ao nível da cadeia de abastecimento.

Figura 5-1 - *Yields* das obrigações a 10 anos da República Portuguesa

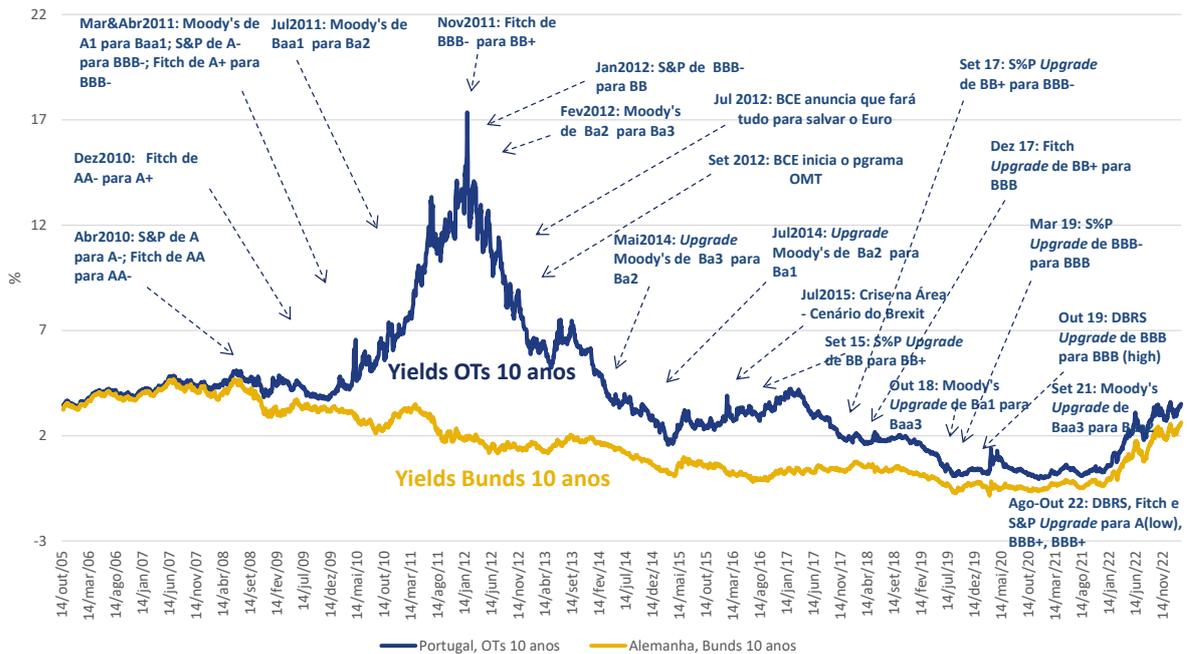


Fonte: ERSE, Refinitiv

Na Figura 5-2 podemos ver a comparação entre as *yields* das OT e das *Bunds* (obrigações da República Federal Alemã) a 10 anos. Nesta figura pode-se observar as diferenças entre estas curvas, aquando da definição dos parâmetros dos períodos de regulação anteriores (1.º trimestre de 2013, 1.º trimestre de 2016 e 1.º trimestre de 2019) e o atual momento de definição de parâmetros. No 1.º 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 OT e as *Bunds* tinha diminuído significativamente face aos máximos atingidos no ano anterior, tendência que se manteve nos anos subsequentes.

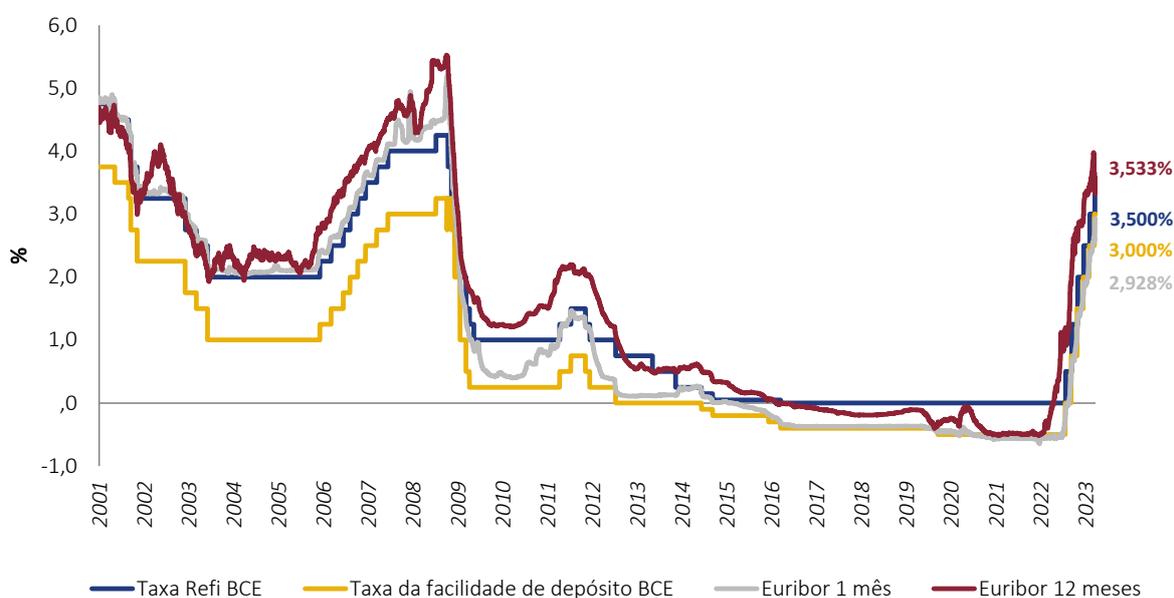
Durante 2019, depois do alargamento dos *spreads* em 2016 e inícios de 2017, o *spread* entre as *yields* das OT e das *Bunds* voltou a diminuir, muito influenciado pelo *upgrade* do *rating* de Portugal por parte das principais agências de notação de risco, continuando o *spread*, no entanto, em níveis superiores aos verificados até 2009.

Figura 5-2 - *Yields* das obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bunds)



Fonte: ERSE, Refinitiv

Em 2020, o surgimento da pandemia COVID-19 provocou um ligeiro aumento no *spread* entre a *yield* das OT relativamente a das *Bunds*. No entanto, o período de crise pandémica foi caracterizado por *spreads* relativamente baixos face ao período da crise da dívida, reflexo dos apoios sociais e monetários à economia, que permitiram controlar os efeitos financeiros da crise. Em 2022 e 2023, verifica-se que as pressões inflacionistas têm um impacto semelhante nas *yields* de ambos os países, não se verificando, deste modo, uma alteração significativa nos *spreads*.

Figura 5-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses

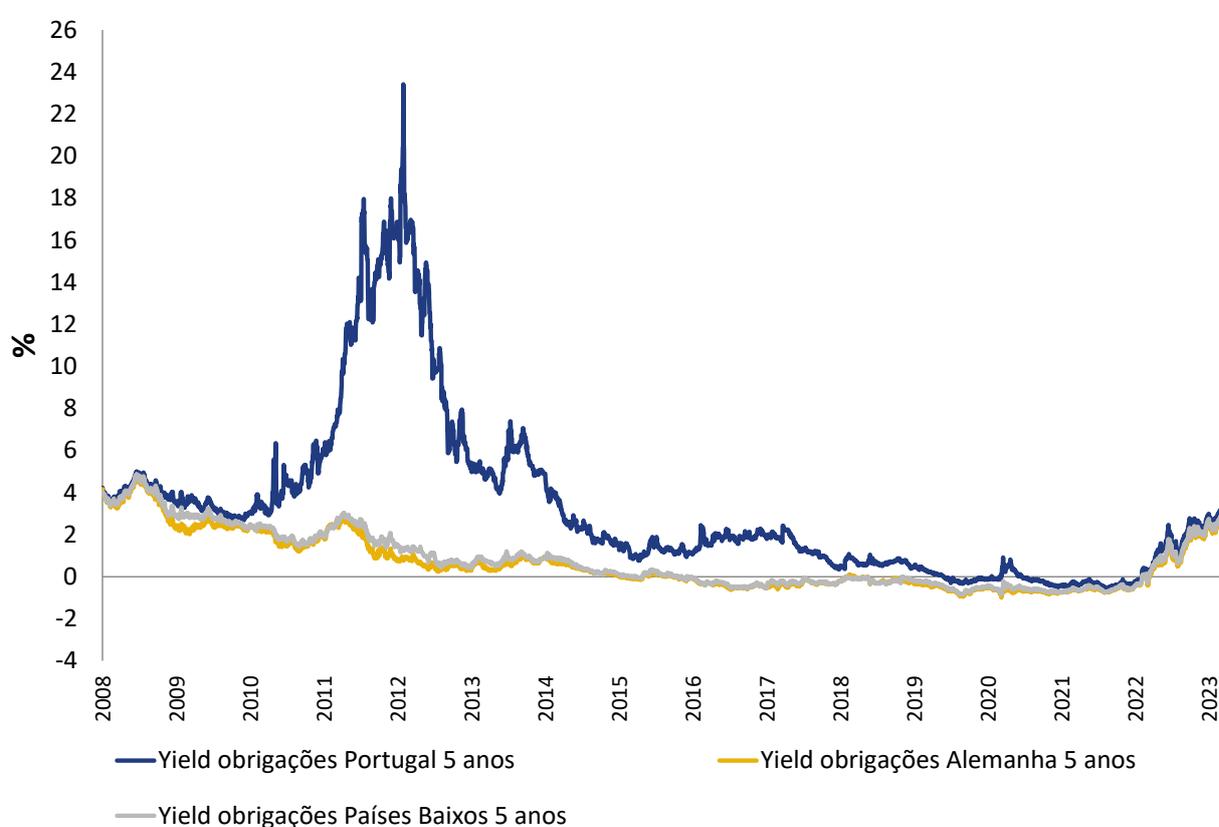
No presente momento de definição do custo de capital, as condições monetárias e financeiras alteraram-se significativamente face às que se verificavam em 2019 (Figura 5-3, Figura 5-4 e Figura 5-5). No presente momento destaca-se a evolução das seguintes condições⁵²:

- A taxa da facilidade de depósitos do BCE, no final de fevereiro de 2023, foi de 3%, um aumento expressivo face ao mínimo de -0,5% atingido em 2020.
- A taxa de juro de referência do BCE (taxa *refi*) que, entre 2015 e 2022, foi zero (0,00%), registou um aumento para 3,5% em março de 2023.
- As taxas Euribor registaram uma subida em todas as maturidades, atingindo o patamar verificado em 2008.
- As *Bunds* a 5 anos regressaram a valores positivos em 2022, verificando-se, em 2023, um máximo de 2,88%.
- As Obrigações do Tesouro da República Portuguesa também regressaram a valores positivos, verificando-se um máximo, em 2023, de 3,34%.

⁵² Valores registados no final de fevereiro de 2019.

- No caso dos Países Baixos, as yields evoluem historicamente em valores ligeiramente acima das *Bunds*.
- Pese embora a tendência de subida observada recentemente, as Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos encontram-se ainda longe dos valores máximos atingidos durante a crise da dívida soberana.
- Aumento significativa do nível de preços e incerteza relativamente à sua evolução futura.

Figura 5-4 - *Yields* das obrigações soberanas de Portugal, Alemanha e Países Baixos 5 anos



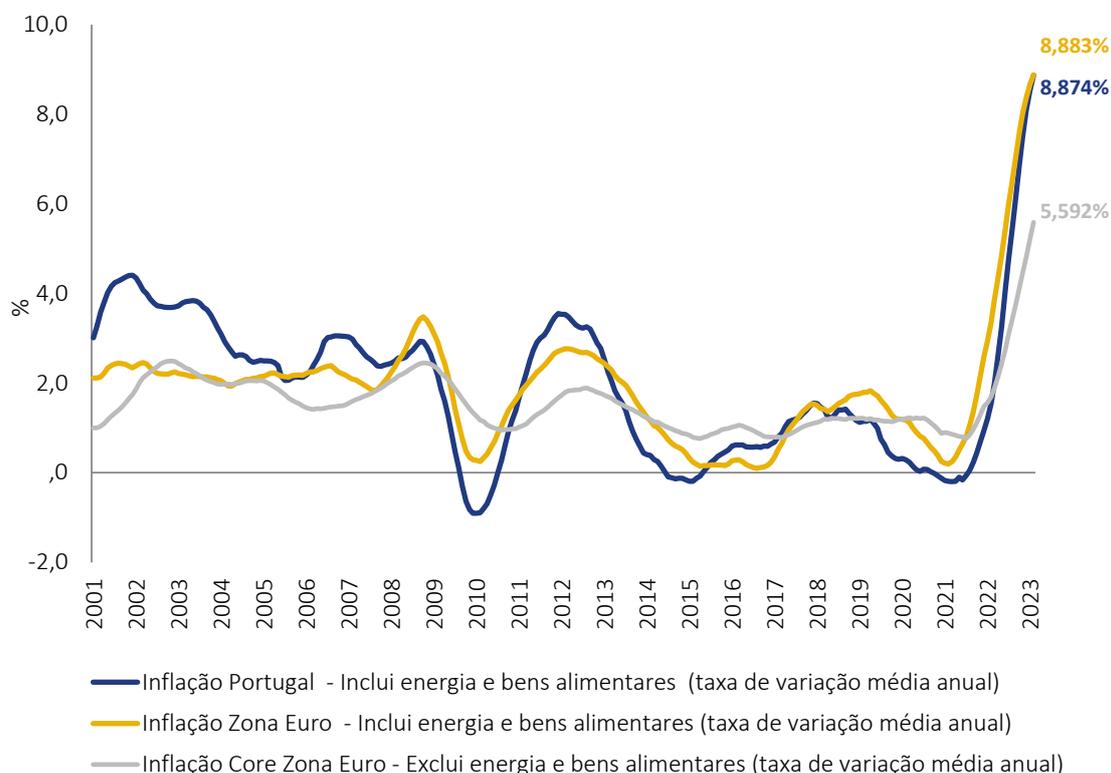
Fonte: ERSE, Refinitiv

A Figura 5-5 mostra que, após vários anos em que a taxa de inflação esteve abaixo do *target* do BCE, o atual período de definição de parâmetros é caracterizado por pressões inflacionistas atípicas. De acordo com as previsões de Inverno da Comissão Europeia (CE)⁵³, o pico inflacionista já deverá ter sido ultrapassado,

⁵³ [CE - Previsões de Inverno, fevereiro de 2023](#)

antecipando-se uma redução do aumento do nível de preços em 2023 e 2024. No entanto esta previsão depende da dinâmica dos preços de energia e da evolução do mercado de trabalho.

Figura 5-5 - Inflação em Portugal e na Zona Euro



Fonte: ERSE, INE, Refinitiv

Estas situações atípicas não justificam, todavia, uma mudança nas abordagens seguidas na definição do custo de capital face ao anterior período de regulação. Como mencionado anteriormente, a definição do custo de capital antes de impostos das atividades reguladas baseia-se na estabilidade de um conjunto de princípios conceptuais e metodológicos. No entanto, não se deixou de efetuar uma prudente consideração das atuais condições de mercado, da sua mais recente evolução e das perspetivas de evolução da economia e dos mercados financeiros para os próximos anos. Tendo em consideração a alteração de envolvente face ao anterior período de regulação, foram cuidadosamente ponderadas as formas de cálculo das mesmas para ajustar o custo de capital ao verdadeiro custo esperado para as empresas no período 2024 a 2027.

5.3 METODOLOGIA

BREVE ENQUADRAMENTO DAS METODOLOGIAS ADOTADAS

Um resumo das metodologias e dos fundamentos para determinação do custo de capital são apresentados no presente capítulo. Considerando que estas metodologias e os seus fundamentos constituem uma continuação das metodologias aplicadas nos anteriores períodos de regulação, nomeadamente desde 2012, quer para o setor elétrico, quer para o setor do gás, sugere-se a consulta dos anteriores documentos de parâmetros, referentes aos respetivos períodos de regulação, para um enquadramento e compreensão complementar das considerações do presente capítulo.

O custo de capital é calculado antes de impostos⁵⁴, de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP = G \times R_d + (1-G) \frac{R_{cp}}{(1-T)} \quad (7)$$

Em que CCMP (ou WACC⁵⁵) 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:

$$CCMP = \underbrace{[R_f + PR_d]}_{R_d} \times G + \underbrace{\left[R_f + \beta_A \left[1 + (1-T) \frac{G}{(1-G)} \right] (PR_m) \right]}_{R_{cp}} \times (1-G) \times 1/(1-T) \quad (8)$$

⁵⁴ Tendo em conta que, para efeitos regulatórios, os impostos não são considerados como custos aceites ou incluídos no cálculo das bases de custos sujeitas a metas de eficiência.

⁵⁵ *Weighted Average Cost of Capital*

Onde, para além das variáveis anteriormente já definidas:

- 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} 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 simplificadora, 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 ativo e o prémio de risco do mercado. O risco sistemático do ativo é medido pelo beta⁵⁶. A equação que segue evidencia este cálculo:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i PR_m \quad (9)$$

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

É de salientar que a relação entre o conjunto de oportunidades de portfolios de ativos com risco e a taxa de juro sem risco é a base conceptual do modelo CAPM. De forma simples, todos os ativos com risco são incluídos no conjunto de oportunidades de portfolios de ativos com risco e, após a definição da fronteira de possibilidades de portfolios ótimos, o ativo sem risco é adicionado ao modelo. A partir da taxa de juro sem risco obtém-se o portfolio ótimo com risco, construindo a linha de possibilidades de alocação do

⁵⁶ 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.

capital, que representa a linha que tem como origem a taxa de juro sem risco e que permite a cada investidor escolher o ponto ótimo de investimento em função do risco e retorno esperado. A alteração da taxa de juro sem risco para um qualquer outro valor, nomeadamente por adição de um prémio de risco à taxa de juro, distorce a conceção da linha de possibilidades de alocação de capital, alterando a relação base entre risco e retorno esperado. Qualquer ativo com risco (como, por exemplo, uma obrigação com risco superior à taxa de juro sem risco) deve ser incluído no conjunto de portfólios de ativos com risco, para otimizar a construção do portfólio diversificado ótimo. Em resumo, é um erro conceptual, no âmbito do CAPM, adicionar um qualquer valor à taxa de juro sem risco, pois essa adição distorce a conceção básica do modelo CAPM, tendo como consequência um enviesamento da linha de possibilidades de alocação do capital e do portfólio ótimo, resultando, muitas vezes, num aumento não justificado, e conceptualmente errado, do custo de capital.

A metodologia usada para determinação do custo do capital alheio (dívida) é uma metodologia de *spread* de crédito. Desta forma, o custo do capital alheio é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito nas empresas.

5.4 DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL

TAXA DE IMPOSTO

A taxa de imposto foi definida conforme a legislação em vigor, considerando a taxa de IRC, a derrama Municipal e a derrama Estadual, conhecidas à data.

Desta forma, a taxa de imposto foi definida em 31,5% considerando uma taxa de IRC de 21%, uma derrama Municipal representativa de 1,5% e uma derrama Estadual de 9%.

TAXA DE JURO SEM RISCO

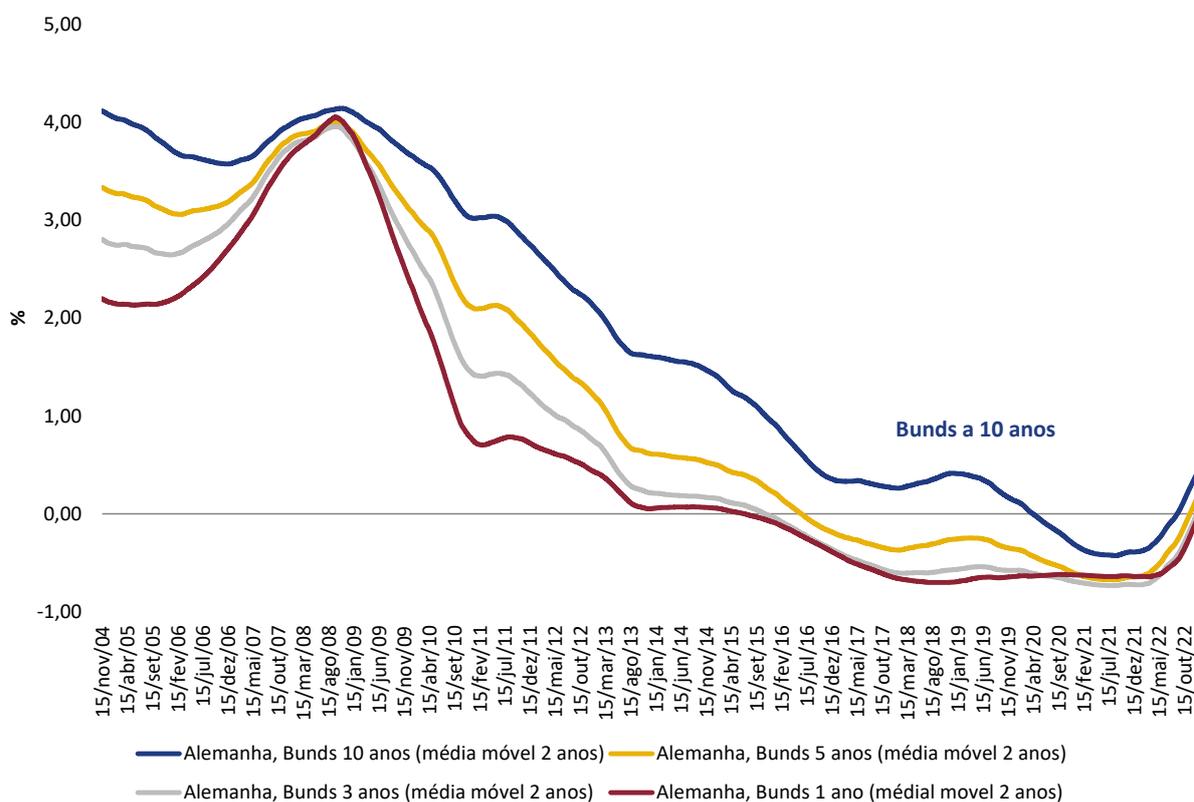
Ao relacionar a detenção de ativos com risco e de ativos sem risco, o modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) dá um particular enfoque à definição da taxa de juro sem risco e à sua relação com o conjunto de oportunidades de portfólios de ativos com risco, como referido anteriormente.

Na Figura 5-2 apresentada anteriormente 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 aumentou significativamente até janeiro de 2012, tendo diminuído posteriormente, embora nunca se aproximando dos valores verificados antes de 2007. Desde 2018 que se observa que a evolução do *spread* entre as OT e das *Bunds* a 10 anos apresenta valores estáveis e dos mais baixos durante um período de tempo alargado, algo que não se verificou nos dez anos anteriores. Contudo estes valores continuam claramente longe dos valores próximos de zero observados até 2007.

Analisando o comportamento das *Bunds*, pode-se observar na Figura 5-6 *infra* que as *yields* das obrigações alemãs registaram, após verificarem uma ligeira redução entre 2019 e 2021, um forte aumento em 2022 e 2023, fruto da reversão da política monetária expansionista por parte do BCE, em resposta ao aumento da taxa de variação do nível de preços, e respetivo aumento das taxas de juro.

Figura 5-6 - *Yields* das *Bunds* a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano



Fonte: ERSE, Refinitiv

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.

Assim, e dando continuidade à metodologia dos anteriores períodos de regulação, quer do setor do gás, quer do setor elétrico, optou-se pela utilização da média geométrica dos últimos 5 anos das *yields* das obrigações a 10 anos⁵⁷, 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 as perspetivas de evolução futuras, mas também não deixando que o atual período caracterizado por pressões inflacionistas e por altas taxas de juro se imponha sobre as condições normais que, de facto, caracterizam a taxa de juro sem risco.

Deste modo, para determinação da taxa de juro sem risco, e à semelhança do que foi decidido para os períodos de regulação de 2015-2017, 2018-2020 e 2022-2025 no setor elétrico e para os anteriores períodos de regulação de 2016-2017 a 2018-19 e de 2020 a 2023 do setor do gás, optou-se pela média de 5 anos das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com *rating* AAA. Neste caso, os países da zona euro que registam este *rating* são apenas a Alemanha e os Países Baixos.

Desta forma, obtemos uma taxa de juro sem risco de 0,27%, apresentada no quadro seguinte, onde também estão incluídos, para comparação, os valores definidos para os anteriores períodos de regulação do setor elétrico e do setor do gás.

Quadro 5-1 - Taxa de juro sem risco para o período 2024 a 2027

Variável	Gás PR 2024-2027	GN 2020 a 2023	SE PR 2022-2025
Taxa de juro sem risco (Rf)	0,27% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com <i>rating</i> AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos)	0,57% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com <i>rating</i> AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos)	0,06% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com <i>rating</i> AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos)

Fonte: Refinitiv, CEER, ERSE

⁵⁷ A maturidade dos títulos de 10 anos justifica-se, entre outros fatores, por ser a mais próxima da vida útil dos ativos para títulos que garantam alguma liquidez.

5.5 GEARING

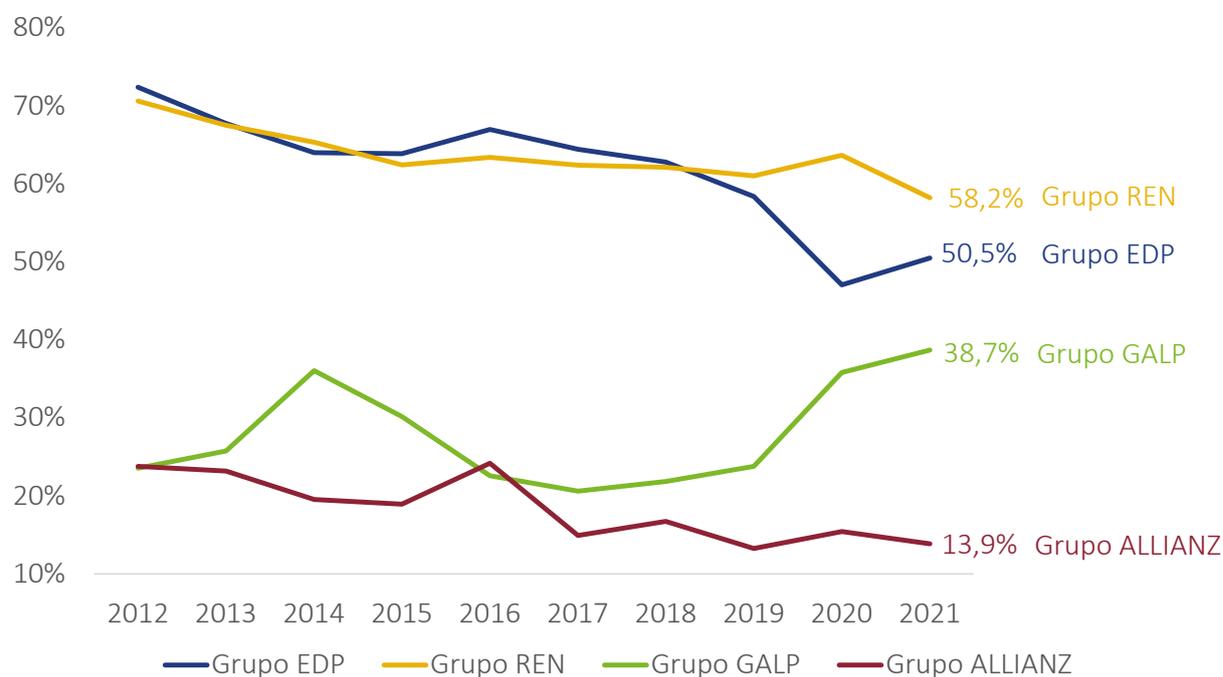
A estrutura de capital das empresas reguladas é outro fator de relevância com impacto no custo de capital e que a ERSE acompanha com atenção.

O recurso ao endividamento para se financiar pode fazer sentido até um certo nível por contribuir para baixar o custo de capital⁵⁸. 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, poderão recorrer a um peso superior de capital alheio na estrutura de financiamento das empresas.

Na Figura 5-7 apresenta-se a evolução do *gearing*⁵⁹ dos grupos ALLIANZ (que adquiriu a GGND, atual Floene, em 2021), EDP, GALP e REN. Observa-se uma tendência global de descida contínua nos grupos EDP e REN, embora de forma algo moderada. No caso do grupo GALP verifica-se um expressivo aumento do *gearing* em 2020 e 2021, embora em valores inferiores aos da EDP e REN. O Grupo ALLIANZ tem o *gearing* mínimo dos grupos apresentados, de apenas 13,9% em 2021.

⁵⁸ Uma forma de quantificar o impacto no valor da empresa pelo recurso ao endividamento é o valor atualizado da vantagem fiscal.

⁵⁹ 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 5-7 - *Gearing* ALLIANZ, EDP, GALP e REN

Fonte: ERSE, GALP, REN, EDP, ALLIANZ e Refinitiv

Nota: O endividamento da Sonorgás, foi de 72,3% e 68,2% em 2020 e 2021, respetivamente. No caso da Floene, o endividamento foi de 71,7% em 2020 e 2021. No entanto estes valores não são comparáveis aos dos grupos apresentados, uma vez que utiliza no seu cálculo o valor contabilístico de capital próprio ao invés do valor de mercado.

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 incentivar as empresas a otimizarem as respetivas estruturas de capital e, desta forma, a não aumentarem o risco e, conseqüentemente, a taxa de remuneração dos ativos.

Esta preocupação da ERSE foi plasmada na presente revisão regulamentar, à semelhança do ocorrido para o setor elétrico, com a introdução de um princípio de sustentabilidade da estrutura financeira nas entidades reguladas do setor do gás, assente na monitorização e divulgação pela ERSE de indicadores de caracterização da sua situação económico-financeira. Este princípio tem como objetivo central a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades reguladas. Neste contexto, deve-se realçar que a ERSE encontra-se a monitorizar as políticas financeiras (estrutura financeira e dividendos) de algumas empresas reguladas do setor do gás que poderão não ser as mais adequadas, apesar de cumprirem com os rácios de autonomia financeira definidos nos contratos de concessão por conjugarem políticas de dividendos generosas, com políticas de financiamento pouco

diversificadas, concentradas no tempo e com maturidades desajustadas face à a maturidade dos ativos da atividade de distribuição. Estas situações incrementam graus de exigibilidade da estrutura financeira da empresa, bem como, o seu risco financeiro que poderão impactar no seu custo de financiamento decorrentes de opções de gestão menos adequadas.

No presente período de regulação a ERSE mantém a metodologia de estrutura de capital teórico eficiente para a definição do custo de capital das atividades reguladas do setor do gás.

Face aos valores de endividamento apresentados anteriormente, manteve-se o *gearing* teórico de 50% definido no anterior período de regulação, apresentado no Quadro 5-2, para a atividade de MP/BP, e, no caso das atividades de AP, entende-se aumentar para 55% o *gearing* teórico, tendo em conta que o grupo que desenvolve essas atividades apresenta um nível de endividamento claramente acima do principal grupo que desenvolve a atividade de distribuição.

Quadro 5-2 - *Gearing* definido para o período 2024 a 2027

Variável	Gás 2024 a 2027		GN 2020 a 2023		SE 2022 a 2025	
	DSO	TSO	DSO	TSO	DSO	TSO
<i>Gearing</i> (G)	50%	55%	50%	50%	50%	50%

Fonte: ERSE

No Quadro 5-3 seguinte pode-se observar que o *gearing* teórico acima definido se encontra em linha com os valores aplicados pelos reguladores europeus para o nível de rácio de endividamento.

Quadro 5-3 - Rácio de endividamento definidos pelos reguladores europeus

Gearing		2021	2022
Média	ORT	52,0%	50,4%
	ORD	50,5%	50,1%
Mínimo	ORT	40,0%	28,2%
	ORD	31,6%	29,6%
Máximo	ORT	60,0%	60,0%
	ORD	65,0%	62,5%
Mediana	ORT	50,0%	50,0%
	ORD	50,0%	50,0%

Nota: ORT: Operador da Rede de Transporte; ORD: Operador da Rede de Distribuição.

Fonte: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021 e 2022⁶⁰.

5.6 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

5.6.1 BREVE ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Tal como referido anteriormente, 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, apresentando-se 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 sistemático, inerente ao ativo. A contribuição do risco individual de uma ação para o risco de um *portfolio* diversificado, ou seja, a sensibilidade de risco sistemático face ao risco de mercado, é definido pelo beta dessa ação que, no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio.

⁶⁰ Publicado em https://www.ceer.eu/eeer_publications/ceer_papers/cross-sectoral

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 aceites⁶¹:

- 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 imposto⁶².

Nesse quadro, a rentabilidade do capital próprio, R_{cp} , é dada por:

$$R_{cp} = R_f + \beta_A \left[1 + (1-T) \frac{G}{(1-G)} \right] (PR_m) \quad (10)$$

Para o cálculo do custo do capital próprio, tendo já sido definidas a taxa de imposto ($T=31,5\%$), a taxa de juro sem risco ($R_f=0,27\%$) e o gearing ($G=50$ ou 55%), será necessário ainda definir o prémio de risco de mercado (PR_m), o beta do ativo (β_A) e os betas do capital próprio (β_{cp}). No atual processo de cálculo do custo de capital, este último parâmetro é o que diferencia o custo de capital das atividades reguladas.

5.6.2 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.

⁶¹ 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.

⁶² 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).

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 sejam: 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:

- a) Adicionar o risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro.
- b) Analisar o risco percebido pelos agentes de mercado no atual contexto financeiro e económico.

A transposição do risco de país é controversa. 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 de país não deverá ser remunerado (Damodaran (2012) ⁶³).

Contudo, esta abordagem de eliminação do risco país por diversificação não é consensual, havendo argumentos a favor e contra a inclusão, ou não, do prémio de risco país, nomeadamente, por se poder considerar que não se consegue eliminar por completo esse risco através de diversificação⁶⁴. Desta forma, continua a entender-se prudente considerar um valor adicional para contemplar o risco de país, à semelhança do considerado nos anteriores períodos de regulação no setor elétrico e do gás.

Acréscimo que nem todos os investidores terão a mesma capacidade de diversificação das suas carteiras, com a aquisição de títulos que extravasam os seus respetivos mercados nacionais.

⁶³ Damodaran, A., 2012, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset", 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series)

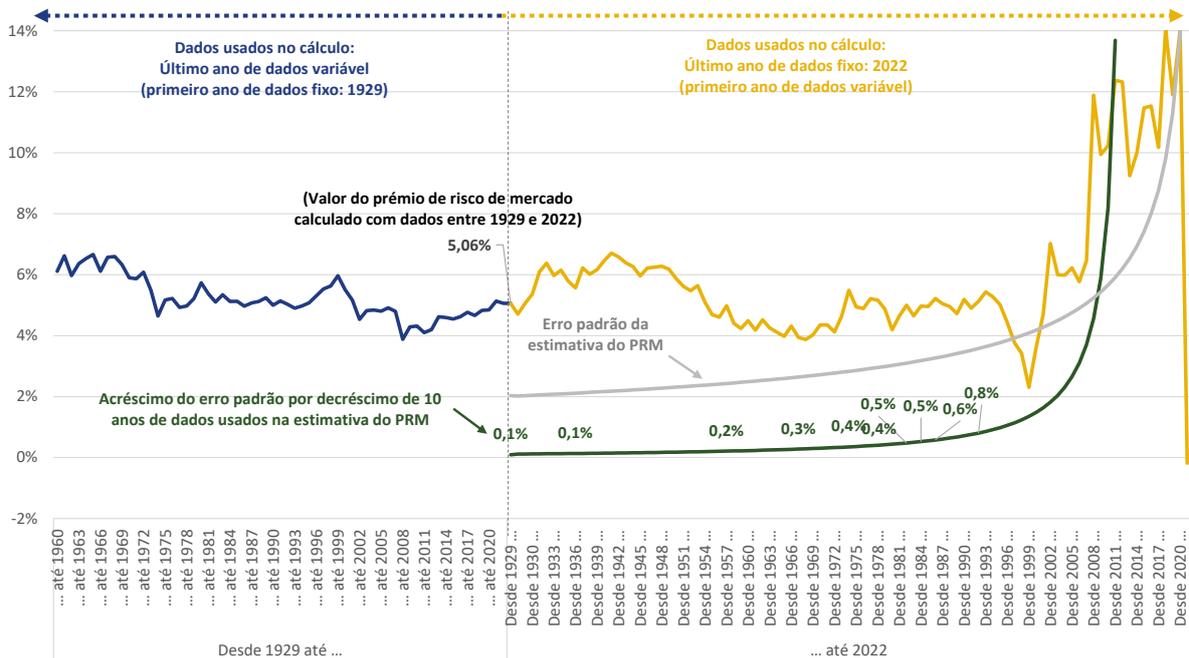
⁶⁴ Ver, por exemplo, Damodaran, A., 2018, "Equity Risk Premium (ERP): Determinants, Estimation and Implications", 18th ed., Stern School of Business ou Kruschwitz, L., Loffler, A., Mandl, G., 2012; "Damodaran's Country Risk Premium: A Serious Critique", *Business Valuation Review*, vol. 31, n.º 2, American Society of Appraisers

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) o prémio de risco de Portugal.

Esta metodologia é idêntica à adotada, quer para o anterior período de regulação no setor do gás, quer para o atual período de regulação no setor elétrico.

Para a determinação do prémio de risco de um mercado maduro que possa ser representativo do prémio de risco durante os próximos anos do período de regulação, deverá considerar-se uma estimativa que seja a melhor para esse período futuro. Tendo em conta os dados do *spread* entre a rendibilidade do S&P 500 e as obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos, considerado um dos mercados mais maduros, podemos observar na Figura 5-8 a evolução do prémio de risco de mercado, com diferentes períodos de dados para a determinação desse prémio de risco.

Figura 5-8 - Evolução do prémio de risco de mercado



Fontes: ERSE, Refinitiv, Aswath Damodaran (pages.stern.nyu.edu/~adamodar/)

A Figura 5-8 apresenta dois tipos de cálculo:

- Na parte esquerda da figura é apresentada a evolução do prémio de risco de mercado estimado para cada ano, tendo em conta o ocorrido até esse ano. Cada ano da figura acrescenta um novo ano de dados. Esta é uma apresentação dita “normal” de um gráfico de dados históricos temporais. Apesar desse lado da figura apenas apresentar dados a partir de 1960, o ano inicial de dados é sempre o mesmo: 1929. Assim, em 1960 o prémio de risco de mercado é calculado com dados entre 1929 e 1960. Em 2022, o prémio de risco de mercado é calculado com dados entre 1929 e 2022.
- Na parte direita da figura o cálculo é feito de forma “inversa”. A forma mais simples de ler esta parte é da direita para a esquerda. Os dados incluídos no cálculo são entre 2022 (um ano “fixo” que entra sempre no cálculo) e o ano até ao qual se incluíram os dados. Quando se lê “Desde 2015...”, na parte mais à direita do gráfico, significa que nesse cálculo apenas estão incluídos dados entre 2015 e 2022 (apenas oito anos de dados). À medida que nos deslocamos para a esquerda, vão-se acrescentando mais anos no cálculo histórico dos dados. Assim, no ponto “Desde 1987...” estão incluídos dados entre 1987 e 2022. O ponto de convergência entre as duas partes da figura é onde são usados a totalidade dos dados disponíveis, quer da parte esquerda, quer da parte direita da mesma, obtendo-se um PR_m de 5,06%, que liga os dois lados.

O que a Figura 5-8 nos mostra é que a consideração de um período de dados demasiado curto (com dados, por exemplo, apenas desde 1995) o valor do prémio de risco de mercado torna-se extremamente volátil e a inclusão de mais, ou menos, um ano pode alterar de forma radical o valor do prémio de risco de mercado. Em casos extremos, usar um período de dados para o cálculo, por exemplo, entre 1999 e 2022 levaria a um prémio de risco de mercado (marginalmente) negativo. A volatilidade é representada na figura pelo erro padrão da estimativa do PR_m (linha cinza). A linha verde da figura mostra o acréscimo do erro padrão da estimativa do PR_m , em cada ano, quando se reduz a amostra em 10 anos de dados. A partir do ponto “Desde 1987...” o acréscimo do erro padrão é de 0,8% e torna-se exponencial a partir da exclusão desses anos do cálculo, mostrando que a volatilidade do PR_m aumenta exponencialmente quando se usa uma série inferior a 20 anos. Por outro lado, usar todo o período de dados, embora diminuindo o erro padrão da estimativa, pode levar a considerar um período demasiado largo, onde se estão a incluir anos que podem já não ser representativos do atual contexto dos mercados financeiros e, conseqüentemente, do prémio de risco de mercado. Há que, por conseguinte, escolher entre a inclusão de mais anos no cálculo, com a possível inclusão de anos não representativos de atual prémio de risco de mercado, e a exclusão de demasiados anos que poderão levar a um aumento considerável do erro padrão da estimativa. Na figura podemos observar que incluir dados apenas a partir de 1959 leva a que se reduza o erro padrão em apenas 0,2%.

No entanto, mesmo a partir do momento em que os desvio-padrão são bastante baixos, a consideração de um só ano para ponto de partida do valor médio do PR_m pode resultar em valores significativamente diferentes, consoante o ano escolhido. Por exemplo, a média do PR_m de 1959 até 2022 é de 4,24%, mas se se considerar o ponto de partida em 1957, a média já será 4,98%.

Para anular este efeito, dever-se-á considerar médias de diferentes períodos de início do cálculo de PR_m .

A média dos valores que resultam de um cálculo com dados “Desde 1954...” (ano a partir do qual a variação do desvio padrão passa a 0,2%) até “Desde 1995...” (último ano com um acréscimo do desvio padrão abaixo de 1,0%) é de 4,7%, com os valores a variarem entre um mínimo de 3,9% e um máximo de 5,5%.

Paralelamente a esta análise efetuou-se igualmente uma análise às práticas seguidas pelos restantes reguladores. No Quadro 5-4 podem-se observar as estatísticas dos prémios de risco do mercado definidos pelos reguladores europeus. Os valores definidos pelos reguladores europeus em 2022 situam-se num intervalo entre um mínimo de 3,5% e um máximo de 8,0%, sendo o valor médio 5,07% (ORT) e 5,15% (ORD), e a mediana de 5,0%.

Quadro 5-4 - Prémios de risco do mercado definidos pelos reguladores europeus

Prémio de risco de mercado RFR CEER		2021	2022
Média	ORT	5,05%	5,07%
	ORD	5,15%	5,15%
Mínimo	ORT	2,73%	3,50%
	ORD	2,73%	3,80%
Máximo	ORT	7,23%	8,00%
	ORD	7,23%	8,00%
Mediana	ORT	5,00%	5,00%
	ORD	5,00%	5,00%

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. ORT: Operador da Rede de Transporte; ORD: Operador da Rede de Distribuição.

Fonte: CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021 e 2022, IRB WS, Ref: C22-IRB-61-03, 19 January 2023⁶⁵.

⁶⁵ Publicado em https://www.ceer.eu/eer_publications/ceer_papers/cross-sectoral

Tendo em conta o anteriormente exposto, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro considerou-se um valor entre 4,69% (o *spread* médio entre a rendibilidade do S&P 500 e as obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos apresentado anteriormente) e 5,11% (a mediana dos valores determinados pelos reguladores europeus para mercados maduros).

Adicionalmente, considerando as circunstâncias e o enquadramento atual, a ERSE entendeu como opção mais adequada a manutenção da adição do risco de Portugal ao prémio de risco de um mercado maduro, após avaliação das diferentes alternativas, dando continuidade à metodologia adotada, quer no anterior período de regulação do gás, quer para o atual (e anterior) período de regulação do setor elétrico. Para determinação do prémio de risco de Portugal, calculou-se o *spread* entre a média geométrica das *yields* das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA, considerando um período de dados de 5 anos. O *spread* a considerar como prémio de risco para Portugal face a um mercado maduro é, desta forma, de 0,87%.

Assim, o prémio de risco definido pela ERSE para o período 2024 a 2027 é a soma dos dois valores atrás definidos, dos quais resulta um intervalo de valores. No Quadro 5-5 abaixo é apresentado o prémio de mercado definido para o atual período de regulação.

Quadro 5-5 - Prémio de risco de mercado para o período 2024 a 2027

Variável	Gás 2024 a 2027	GN 2020 a 2023	SE 2022 a 2025	
Prémio de risco de mercado (PRm)	[4,69% : 5,11%]	[3,68% : 5,00%]	[3,95% : 5,10%]	
Spread risco país	0,87%	2,16%	1,41%	
Gás 2024 a 2027				
Prémio de risco de mercado (PRm)	=	Prémio de risco mercado maduro (Spread S&P 500 vs 10-year T. Bond) + Dados do benchmarking do CEER	+	Spread risco país (Spread das médias a 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos, entre Portugal e de Alemanha e Países Baixos)
[5,56% : 5,98 %]	=	[4,69% : 5,11%]	+	0,87%

Fonte: ERSE, Refinitiv, CEER

Entende-se, contudo, realçar alguns aspetos da opção da ERSE em somar os valores anteriormente referidos, dos quais resulta o intervalo considerado para o PR_m . A abordagem da ERSE na definição do prémio de risco, que resulta na soma de um prémio de risco de um mercado maduro e de um prémio de risco para Portugal, não corresponde a uma abordagem retrospectiva, mas sim prospetiva. Os valores considerados para o prémio de risco de um mercado maduro e para o prémio de risco para Portugal representam a melhor estimativa da ERSE para os próximos anos de aplicação dos parâmetros.

Como se referiu anteriormente, ao contrário da taxa de juro sem risco, ou do prémio de risco de Portugal, uma estimativa do prémio de risco de um mercado maduro com base em valores históricos terá de ter em conta um período de dados superior a cerca de 20 anos por forma a não aumentar exponencialmente o erro padrão da estimativa e não se considerar um valor extremo, dependente de um valor inicial arbitrário. Pelo contrário, uma estimativa da taxa de juro sem risco, ou do prémio de risco de Portugal, com base em valores muito desfasados no tempo poderá levar a considerar valores que já não são representativos da realidade que se perspetiva para os próximos anos.

Nesta situação é, assim, necessário que sejam considerados períodos de referência diferentes para assegurar a melhor estimativa dos valores dessas variáveis.

5.6.3 BETAS DO CAPITAL PRÓPRIO

A determinação do risco sistemático do ativo com risco cotado em bolsa, a ação, é de maior relevância para a aplicação da metodologia CAPM. 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:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (11)$$

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 grupos cotados dos quais fazem parte empresas reguladas, o beta é calculado com base na cotação bolsista das empresas com atividades reguladas que reflete o risco sistemático face ao risco de mercado. Contudo, de um modo geral, o risco sistemático de uma ação não reflete o risco de uma única atividade, mas os riscos das diferentes atividades desenvolvidas pela empresa, ou Grupo em causa,

ponderados pelos pesos dessas atividades no valor da empresa ou Grupo. Para permitir determinar o risco sistemático de uma atividade ou de um investimento em particular, nos anteriores períodos de regulação recorreu-se a uma abordagem “*bottom-up*”, 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.

Contudo, nos últimos anos observaram-se alterações significativas na estrutura acionista das empresas reguladas, nomeadamente com a alienação das atividades reguladas de Distribuição de gás por parte do Grupo Galp ao Grupo Allianz, que era uma das fontes que a ERSE usou como forma de determinação do risco da atividade de Distribuição de gás. Com esta alienação, a determinação dos betas das atividades reguladas recorrendo a uma abordagem *bottom-up* torna-se impraticável, devido ao peso residual da atividade de distribuição de gás em Portugal no conjunto das atividades do Grupo Allianz. Desta forma, optou-se por recorrer a uma referência mista, em linha com a abordagem no setor elétrico, em 2021.

Especificamente, para a atividade de Distribuição de gás optou-se pela determinação do beta da atividade com base em empresas comparáveis, após uma seleção de um conjunto de dados de empresas. Para as atividades em Alta Pressão, o beta foi obtido recorrendo a um misto de abordagens, entre a metodologia *bottom-up*, considerando no conjunto de atividades da REN, e o valor médio dos betas desta atividade reportados pelos reguladores europeus. Esta última abordagem foi seguida na definição do beta da atividade de transporte do setor elétrico para o período de regulação 2022-2025 e permite eliminar o risco de algum enviesamento decorrente de alterações da estrutura organizativa dos grupos.

Relativamente à metodologia *bottom-up*, 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 fases de cálculo:

- g) Cálculo dos betas do capital próprio β_{cp} (alavancado) e do ativo β_A (não alavancado) da empresa cotada.
- h) 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)⁶⁶:

⁶⁶ Armitage, S., 2005, “The cost of capital”, 2005, Cambridge

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CP} \times (1-T)}{1 + \frac{D}{CP} \times (1-T)} \quad (12)$$

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:

$$\beta_A = \sum_i w_i \beta_{Ai} \quad (13)$$

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:

$$\beta_{cp} = \beta_A \left[1 + (1-T) \frac{G}{(1-G)} \right] \quad (14)$$

Para a determinação dos betas do capital próprio foi estimada uma regressão linear para a equação (11) 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 em anteriores períodos de regulação do gás e do setor elétrico. Para esse cálculo aplicou-se a seguinte fórmula:

$$\beta_{cp}^{ajustado} = \frac{2}{3} \beta_{cp}^{raw} + \frac{1}{3} \times 1 = \beta_{cp} \quad (15)$$

Posteriormente, calculou-se o beta do ativo aplicando-se a equação (14) e considerando-se os seguintes parâmetros, para além dos já referidas anteriormente:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante à média dos anos 2019 a 2021.
- 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 31,5%.

O quadro infra apresenta os valores dos betas calculados para as empresas.

Quadro 5-6 - Betas do ativo e do capital próprio dos grupos cotados para o período 2024 a 2027

Variável	Gás - 2024 a 2027		GN - 2020 a 2023		SE - 2022 a 2025	
	Beta do ativo e do capital próprio do grupo cotado	βA Comparáveis = 0,46 βCP comparáveis ajustado=2/3*Raw +1/3*1= 0,76	βA REN = 0,33 βCP REN ajustado=2/3*Raw +1/3*1= 0,68	βA EDP = 0,46 βCP EDP ajustado=2/3*Raw +1/3*1=1,13	βA REN = 0,34 βCP REN ajustado=2/3*Raw +1/3*1=0,76	βA EDP = 0,58 βCP EDP ajustado=2/3*Raw +1/3*1= 1,08

Fonte: ERSE, Refinitiv, GALP, REN, EDP

5.6.4 BETAS DO ATIVO

5.6.4.1 BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

A definição do beta do ativo da atividade de Distribuição de gás obrigou, como referido anteriormente, a uma alteração metodológica, pelo facto de o Grupo Galp ter alienado a sua participação nas empresas reguladas de Distribuição de gás. Assim, para o atual período de regulação, optou-se por uma análise de empresas comparáveis. Para a obtenção de uma lista de empresas comparáveis, recolheram-se empresas comparáveis decorrentes de análises internas e a lista de empresas comparáveis usadas por outros reguladores europeus. Esta recolha permitiu a obtenção de uma lista inicial de 26 empresas. Após a análise a este conjunto de 26 empresas, foram selecionadas como empresas comparáveis 7 empresas, incluindo o

Grupo REN, por corresponderem a empresas da Europa Ocidental, com redes de gás, em que as atividades reguladas tenham um peso significativo no total do volume de negócios.

No Quadro 5-7 são apresentados os dados das empresas comparáveis consideradas.

Quadro 5-7 - Dados das empresas comparáveis consideradas

Inputs para Betas:	Média	Percentil 25	Mediana	Percentil 75	Ascopiave SpA	Enagas SA	EVN AG	Italgas SpA	REN SGPS SA	Snam SpA	National Grid PLC
País					Itália	Espanha	Áustria	Itália	Portugal	Itália	Reino Unido
Percentagem de receitas reguladas	89%	90%	95%	97%	97%	97%	55%	95%	98%	90%	90%
Beta Equity	0,6362	0,5225	0,6275	0,7276	0,7255	0,6275	0,6965	0,5395	0,4972	0,5056	0,3746
BETAS para cálculo WACC											
	Média	Percentil 25	Mediana	Percentil 75	Ascopiave SpA	Enagas SA	EVN AG	Italgas SpA	REN SGPS SA	Snam SpA	National Grid PLC
Beta Equity (Raw)	0,6362	0,5225	0,6275	0,7276	0,7255	0,6275	0,6965	0,5395	0,4972	0,5056	0,3746
Beta Equity Ajustado (2/3*Raw+1/3*1)	0,7575	0,6817	0,7517	0,8184	0,8170	0,7517	0,7977	0,6930	0,6648	0,6704	0,5831
Beta Debt	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D/(D+E) [D = média triénio 2017 - 2021]	40,84%	34,93%	45,68%	49,01%	22,09%	44,22%	25,64%	50,80%	61,48%	45,68%	53,70%
D/E	0,69	0,54	0,84	0,96	0,28	0,79	0,34	1,03	1,60	0,84	1,16
Taxa de imposto	25,5%	25,0%	25,8%	27,8%	27,8%	25,0%	25,0%	27,8%	31,5%	27,8%	19,0%
Betas Ativo	0,46	0,36	0,42	0,55	0,68	0,47	0,63	0,40	0,32	0,42	0,30
Re-cálculo dos BETAS (Unlevered e Levered)											
β_U	0,50	0,49	0,46	0,48	0,68	0,47	0,63	0,40	0,32	0,42	0,30
β_L	0,70	0,50	0,68	0,94	0,82	0,75	0,80	0,69	0,66	0,67	0,58
	Média	Percentil 25	Mediana	Percentil 75	Ascopiave SpA	Enagas SA	EVN AG	Italgas SpA	REN SGPS SA	Snam SpA	National Grid PLC
WACC Long Term Debt Cost, (%)	4,27%	4,00%	4,01%	4,09%	4,1%	4,0%	4,0%	4,1%	4,0%	4,0%	5,7%
WACC Short Term Debt Cost, (%)	4,23%	3,46%	3,48%	3,80%	3,8%	3,4%	3,5%	3,8%	3,5%	3,4%	8,1%
OECD Tax Rate, (%)	25,51%	25,00%	25,83%	27,81%	27,8%	25,0%	25,0%	27,8%	31,5%	27,8%	19,0%

Fonte: Refiniv, ERSE

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

Pode-se observar no Quadro 5-7 que o beta médio do ativo para as empresas comparáveis consideradas é de 0,46. Tendo em conta que estas empresas, incluindo o Grupo REN, têm diferentes atividades, com riscos superiores e inferiores a esta média, considerou-se que o valor médio seria uma *proxy* adequada para o risco de uma atividade como a distribuição de gás em Portugal. É de realçar, que o valor de 0,46 para o beta do ativo da atividade de Distribuição é acima do valor médio considerado pelos reguladores europeus e em linha com o percentil 75 desses valores, como se pode observar na Figura 5-9, o que permite incorporar o efeito das alterações regulatórias referidas no ponto 5.2.

Figura 5-9 - Betas dos ativos dos reguladores europeus

Betas do ativo RFR CEER		2022 SE	2022 Gás	2022 Média SE e Gás
Média	ORT	0,40	0,43	0,42
	ORD	0,42	0,43	0,42
Mínimo	ORT	0,32	0,34	0,36
	ORD	0,32	0,30	0,30
Máximo	ORT	0,51	0,70	0,59
	ORD	0,54	0,67	0,60
Mediana	ORT	0,40	0,42	0,41
	ORD	0,40	0,42	0,41
Percentil 75	ORT	0,41	0,44	0,42
	ORD	0,42	0,45	0,42

Fonte: CEER, *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2022*, IRB WS,

Ref: C22-IRB-61-03, 19 January 2023

5.6.4.2 BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL, DE TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

BETA DO ATIVO DAS ATIVIDADES EM AP: METODOLOGIA *BOTTOM-UP*

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.
- Um beta resultante para a atividade de Transporte de energia elétrica igual ou inferior ao beta da atividade de Distribuição de gás.
- O beta da atividade de Distribuição de gás é o resultante da análise de empresas comparáveis apresentada no ponto anterior.
- O risco dos terrenos é inferior ao dos restantes ativos.
- O risco das outras atividades está em linha com o risco média do conjunto das atividades do Grupo REN.
- O beta do ativo do conjunto de atividades fora das atividades em AP da REN em Portugal (β_{AFAP}) resulta da resolução da equação $\beta_{AFAP} = \sum_r \beta_{Ar} x_r$, 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 das atividades em AP da REN em Portugal.

O valor resultante da aplicação desses pressupostos para o beta os ativos das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo de gás é de 0,33. Neste cálculo consideraram-se os seguintes valores médios para os betas das restantes atividades: 0,33 para o setor elétrico e 0,05 para os terrenos.

BETA DO ATIVO DAS ATIVIDADES EM AP - VALORES CONSIDERADOS

A Figura 5-9 apresenta a análise descritiva dos valores dos betas dos ativos das atividades reguladas considerados pelos reguladores europeus. O facto de o Grupo REN apresentar um dos betas mais baixo das empresas europeias analisadas (beta do ativo de 0,33, em linha com o valor no início do anterior período de regulação), resulta num beta das atividades reguladas inferior à média dos reguladores europeus. Considerando o contexto de incerteza, entendeu-se prudente situar os betas dos ativos das atividades reguladas em AP, num intervalo entre 0,33 e 0,43, correspondendo, respetivamente, ao valor apurado com a aplicação da metodologia *bottom-up* e à da média do *benchmarking* do CEER.

Na Figura 5-10 são apresentados os betas das atividades do Grupo REN.

Figura 5-10 – Beta das atividades do Grupo REN

	Peso no ativo da empresa	Beta do ativo		
Conjunto das atividades da REN	100%	0,33		
		Valor mínimo	Média	Valor máximo
Sector do GN Atividades em AP em Portugal	24,2%	0,33	0,38	0,43
	Peso	Valor máximo	Média	Valor mínimo
Sector do GN Atividades em BP/MP em Portugal	12,7%	0,46	0,46	0,46
Sector elétrico - PT	53,6%	0,33	0,33	0,33
Terrenos e Outros	9,6%	0,17	0,17	0,17
Terrenos	5,5%	0,05	0,05	0,05
Outros	4,1%	0,33	0,33	0,33
Conjunto atividades fora da atividade em AP em Portugal	75,8%	0,33	0,33	0,33

Média *bottom-up*

Média CEER

Fonte: ERSE, REN, Refinitiv

O Quadro 5-8 *infra* apresenta o resumo dos valores médios calculados dos betas do ativo para as empresas e para as atividades reguladas, com os valores comparativos do período de regulação que termina em 2023 e o definido para o setor elétrico, para período de regulação 2022 a 2025. Observa-se que, tanto no caso da atividade de Distribuição de gás, em BP e MP, como nas atividades em AP, os valores para o período de regulação que se inicia em 2024 são mais elevados do que os valores implícitos nas taxas de remuneração atualmente em vigor destas atividades.

Quadro 5-8 - Betas do ativo e do capital próprio dos grupos cotados e betas do ativo das atividades reguladas para o período 2024 a 2027

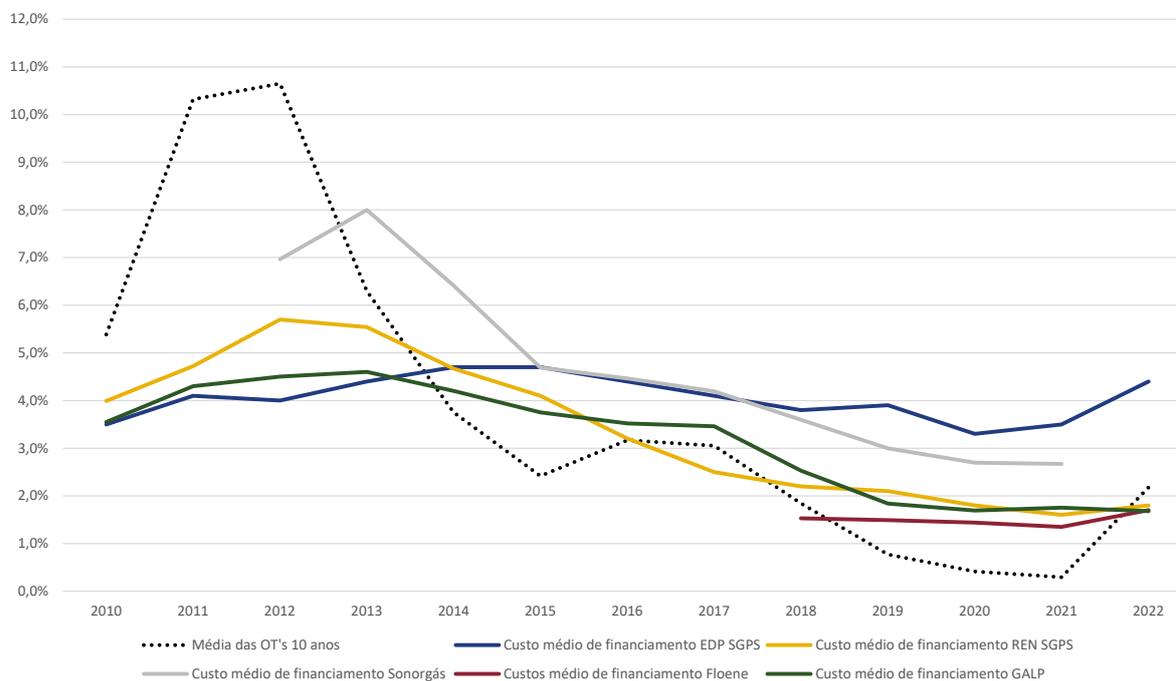
Variável	Gás - 2024 a 2027		GN - 2020 a 2023		SE - 2022 a 2025	
Beta do ativo e do capital próprio do grupo cotado	β_A Comparáveis = 0,46 β_{CP} comparáveis ajustado= $\frac{2}{3} * Raw + \frac{1}{3} * 1 = 0,76$	β_A REN = 0,33 β_{CP} REN ajustado= $\frac{2}{3} * Raw + \frac{1}{3} * 1 = 0,68$	β_A EDP = 0,46 β_{CP} EDP ajustado= $\frac{2}{3} * Raw + \frac{1}{3} * 1 = 1,13$	β_A REN = 0,34 β_{CP} REN ajustado= $\frac{2}{3} * Raw + \frac{1}{3} * 1 = 0,76$	β_A EDP = 0,58 β_{CP} EDP ajustado= $\frac{2}{3} * Raw + \frac{1}{3} * 1 = 1,08$	β_A REN = 0,31 β_{CP} REN ajustado= $\frac{2}{3} * Raw + \frac{1}{3} * 1 = 0,67$
Beta Ativo da atividade (β_A)	β_A DSO (BP/MP) = 0,46	β_A TSO (AP) = 0,38	β_A DSO (BP/MP) = 0,39	β_A TSO (AP) = 0,36	β_A DSO = 0,41	β_A TSO = 0,37
	Mix entre <i>Bottom-up</i> , Benchmarking de empresas comparáveis e do CEER para os Betas		<i>Bottom-up</i> Betas do ativo		Mix entre <i>Bottom-up</i> e Benchmarking CEER para os Betas	

Fonte: ERSE, Refinitiv, GALP, REN, EDP

5.7 CUSTO DO CAPITAL ALEIO

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 5-11 podemos observar a evolução do custo médio do financiamento da EDP, GALP, Floene, REN e Sonorgás.

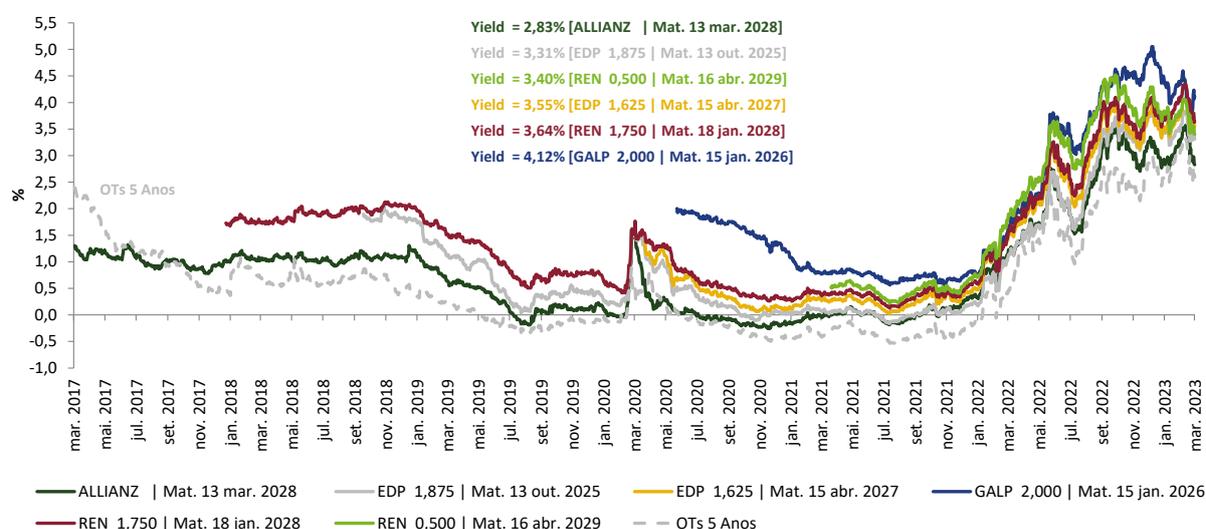
Figura 5-11 - Custo médio da dívida da EDP, GALP, Floene, REN, Sonorgás



Fonte: ERSE, EDP, GALP, Floene, REN, Sonorgás

Pode-se verificar na Figura 5-11 acima que, até 2021, todas as empresas registaram uma tendência de redução do custo médio do financiamento, em linha com a tendência de evolução das condições de financiamento do país nesse período. Este custo tem em conta os custos de financiamento do passado, relativos à dívida acumulada até à data. Contudo, numa análise prospetiva como é a definição do custo de capital para os próximos anos e num quadro de incremento das taxas de juro que se está a verificar atualmente importa ter também em conta o custo de financiamentos à data, quer para os financiamentos que poderão ter de ser refinanciados, através de emissão e contratação de nova dívida presente, quer para os custos de nova dívida a contrair nos próximos anos. Nesse sentido, na figura seguinte podemos observar a evolução das *yields* de diversas obrigações da ALLIANZ, EDP, GALP e da REN, que podem indicar a tendência atual de custos de emissão de nova dívida para estes grupos.

Figura 5-12 - Evolução das *yields* das obrigações da ALLIANZ, EDP, GALP e da REN com maturidade entre 2025 e 2029 e das OT a 5 anos



Nota: dados a 24 de março de 2023

Fonte: ERSE, Refinitiv

Após um período em que as *yields* das obrigações destas empresas observaram uma ligeira tendência de decréscimo entre 2017 e 2021, verificou-se um forte aumento das taxas de juro e das condições de financiamento, em geral. Esta evolução é semelhante à observada em relação às OT, e situa o custo marginal de financiamento das empresas referidas entre os 2,83% e os 4,12%.

O valor das *yields* seria, em teoria, o valor presente a que as empresas se conseguiriam financiar no mercado para as maturidades e condições semelhantes às das obrigações respetivas, no entanto.

Desta forma, como já referido anteriormente, o custo médio de financiamento não reflete de forma direta os valores destas *yields*, tendo refletido em parte a sua tendência e evolução e os custos de financiamento do passado, relativos à dívida acumulada na presente data. É de salientar, igualmente, que a evolução das taxas de juro de referência observadas anteriormente pode não ter reflexo imediato nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável e das maturidades dos financiamentos. A taxa média de financiamento das empresas que têm uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa não observa um incremento tão diretamente correlacionado com o aumento das *yields*. Estas diferenças são acentuadas caso as diferenças de maturidade da dívida sejam maiores.

Desta forma, empresas com uma estrutura de financiamentos com maior peso de taxa fixa não observam uma relação tão imediata entre o custo médio de financiamento e as taxas de referência. Tal como já foi

realçado no ponto 5.5, uma política de estrutura de financiamento desadequada, e desequilibrada, pode aumentar o risco de taxa de juro, nomeadamente o risco de refinanciamento. Numa situação em que os ativos das empresas são ativos com vida útil longa, estes deveriam ser, tendencialmente, financiados por empréstimos de maturidades longas, por forma a mitigar os riscos de refinanciamento (e de taxa de juro). Ou seja, os ativos que geram *cash-flows* de longo prazo deveriam ser financiados por dívida com padrões de *cash-flows* tendencialmente similares, quer em termos de maturidade, quer em termos de volatilidade. O financiamento de um ativo com uma vida útil de longo prazo (por exemplo, 20 ou 30 anos), e que gere *cash-flows* pouco voláteis, através de dívida de curto prazo a taxa variável irá aumentar os riscos de desequilíbrio entre os *cash-flows* recebidos e os *cash-flows* devidos, para além de aumentar o risco de refinanciamento necessário à empresa, para continuar a obter um custo eficiente os fundos necessários à sua atividade. Como as empresas detêm, na maior parte das situações, ativos de várias naturezas e com vidas úteis diferentes, o financiamento desses ativos deverá ser gerido por obtenção de um *mix* de fundos, quer alheios, quer próprios, que reflitam a duração média dos ativos e a volatilidade dos *cash-flows*, por forma a minimizar os riscos por via de uma política de financiamento adequada e equilibrada.

5.7.1 PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

O prémio de risco da dívida 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 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*.

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:

$$R_d = R_f + DS \quad (16)$$

em que,

$DS = \text{Default Spread} = PR_d = \text{Prémio de risco da dívida}$

Ou seja,

$$R_d = R_f + PR_d \quad (17)$$

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 de regulação, 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 de regulação e que será desenvolvido mais adiante.

Tendo em conta:

- O custo médio de financiamento das várias empresas do setor do gás com atividades reguladas.
- O facto de algumas das empresas reguladas não se inserirem em grupos empresariais de grande dimensão e que, pela sua menor dimensão, não terem capacidade de emissões de dívida aos custos dos grandes grupos económicos.
- O risco das atividades reguladas, considerando, entre outros aspetos, o enquadramento regulatório.
- As perspetivas de evolução das condições financeiras para o período de vigência deste parâmetro e o respetivo mecanismo de indexação.
- Possibilidade de existência de diferentes estruturas de financiamento entre taxa fixa e variável.

A ERSE, após análise de *benchmarking* com empresas europeias comparáveis do setor e de custo de financiamento marginal, decidiu, no atual contexto de incerteza, subir o prémio de risco da dívida face ao definido para o anterior período de regulação do setor do gás, para 4,25%, um *spread* que foi considerado como eficiente para o nível de risco das atividades reguladas. Este valor é ligeiramente superior ao implícito na proposta tarifária submetida a parecer do CT, 4%, por considerar dados mais recentes dos custos de financiamento marginais das empresas reguladas.

Importa sublinhar que o CCMP é aplicado na remuneração não apenas de ativos que entrarão em exploração no próximo período de regulação, como, na sua grande maioria, em ativos entrados em exploração há vários anos e cujo custo médio de financiamento reflete a atual estrutura de capital das empresas.

A calibração do prémio de risco para o próximo período de regulação teve, deste modo, em consideração a análise e avaliação de desempenho dos custos médio de financiamento reais das empresas reguladas, bem como do *spread* definido no anterior período de regulação.

O valor definido para o prémio de risco da dívida é apresentado no quadro seguinte, onde se compara este valor com o definido no anterior período de regulação do gás e do período de regulação atual do setor do setor elétrico.

Quadro 5-9 - Prémio de risco da dívida definido para o período 2024 a 2027

Variável	PR Gás 2024-2027	GN 2020 a 2023	PR SE 2022-2025
Prémio de risco da dívida (PRd)	4,25%	2,75%	3,25%

Fonte: Refinitiv, 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, tendo em conta o valor da taxa de juro e o prémio de risco da dívida definidos anteriormente, o valor definido para o custo da dívida é 4,27%, resultante da aplicação da fórmula seguinte:

$$R_d = R_f + PR_d = 0,27\% + 4,00\% = 4,27\% \quad (18)$$

Quadro 5-10 - Custo do capital alheio definido para o período 2024 a 2027

Variável	PR Gás 2024-2027	GN 2020 a 2023	PR SE 2022-2025
Custo da dívida (Rd=Rf+PRd)	4,52% = = 0,27% + 4,25%	3,32% = = 0,57% + 2,75%	2,56% = = 0,06% + 2,50%

Fonte: Refinitiv, ERSE

5.8 CUSTO DO CAPITAL MÉDIO PONDERADO PARA 2024

No quadro abaixo apresenta-se um resumo de todas as variáveis e metodologias para o atual período de regulação.

Quadro 5-11 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor de gás definidas para o período 2024 a 2027

Variável	Metodologia Gás 2024 a 2027	
Taxa de imposto (T)	31,5% Taxa de IRC de 21% + derrama Municipal de 1,5% + derrama Estadual de 9%	
Taxa de juro sem risco (Rf)	0,27% Média geométrica de 5 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com rating AAA: Alemanha e Países Baixos	
<i>Gearing</i> (G)	Valor teórico de 50% para o DSO e 55% para o TSO	
Prémio de risco da dívida (PRd)	4,25% Análise de <i>benchmark spread</i> para empresas comparáveis e custo de financiamento marginal	
Prémio de risco de mercado (PRm)	Valor definido entre 4,69% e 5,11% , tendo em conta os valores aplicados pelos reguladores europeus, o <i>spread</i> entre rendibilidade S&P 500 e obrigações EUA a 10 anos e o <i>spread</i> de risco de país	
Spread risco de país	0,87% (Spread das médias a 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos, entre Portugal e de Alemanha e Países Baixos)	
Beta Ativo (β_A) e Capital Próprio (β_{cp})	β_{cp} comparáveis = 0,64; β_A Comparáveis = 0,46; β_A DSO = 0,46	β_{cp} REN = 0,52; β_A REN = 0,33; β_A TSO = 0,38
	<i>Bottom-up</i> Betas, beta do capital próprio ajustado = $2/3 * \text{Raw} + 1/3 * 1$	
Custo da dívida ($R_d = R_f + \text{PRd}$)	4,52% = 0,27% + 4,25%	

Fonte: ERSE, Refinitiv, REN, CEER

Quadro 5-12 - Custo de capital da atividade de Distribuição de gás e das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Transporte e Armazenamento Subterrâneo gás

		Atividade de Distribuição de Gás em BP e MP		Atividades de Transporte de gás e atividades em AP	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	0,27%	0,27%	0,27%	0,27%
Prémio de dívida	B	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	4,52%	4,52%	4,52%	4,52%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%
Gearing (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	50,00%	50,00%	55,00%	55,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	4,69%	5,11%	4,69%	5,11%
Prémio de risco país (rating)	F''	0,87%	0,87%	0,87%	0,87%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	F = F' + F''	5,56%	5,98%	5,56%	5,98%
Beta do capital próprio	G	0,77	0,77	0,61	0,80
Custo do capital próprio depois de impostos	H=A+(FxG)	4,57%	4,89%	3,67%	5,03%
Custo do capital próprio antes de impostos	I=H/(1-J)	6,67%	7,14%	5,35%	7,34%
Taxa de imposto	J	31,50%	31,50%	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	K=(CxE)+(Ix[1-E])	5,60%	5,83%	4,89%	5,79%
Valor proposto		5,70%		5,30%	
WACC inicial PR GN 2020-2023		5,20%		5,00%	

Fonte: ERSE

As taxas apresentadas para o custo de capital antes de impostos são taxas nominais, a aplicar a ativos valorizados a custos históricos.

OLMC

No apresenta-se o custo de capital para a atividade do Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC). A taxa de remuneração a aplicar ao valor médio dos ativos líquidos considera o risco associado a esta atividade é equivalente ao risco do “Estado Português”, por a entidade que desenvolve esta atividade ser uma entidade pública sem fins lucrativos. Contudo, entendeu-se prudente considerar, para além do risco equivalente ao estado Português, o risco de incerteza atual, como forma de indexar, de forma indireta, o custo de capital à evolução dos mercados financeiros, para que a taxa a aplicar não seja menor do que a taxa que a ERSE define para as necessidades de liquidez de curto prazo. Desta forma, o custo de capital para esta atividade é definido pela seguinte fórmula:

$$WACC\ OLMC = \text{Máx} \left[\text{Taxa de juro sem risco}_{R_f} + \text{Spread risco país}; \text{Taxa de juro ajustamentos s-1} \right] \quad (19)$$

Quadro 5-13 - Custo de Capital do OLMC estimado para 2024

Taxa de juro sem risco (Rf) (Média geométrica de 5 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha e Países Baixos)	+	Spread risco país (Spread das médias a 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos, entre Portugal e de Alemanha e Países Baixos)	=	
0,27%	+	0,87%	=	1,14%
O valor da taxa de juro dos ajustamentos de s-1 (1,10% Euribor + 0,75% spread) corresponde a uma taxa de 1,85% .				
WACC OLMC = Máximo [1,14% ; taxa ajustamentos s-1] = Máximo [1,14% ; 1,85] = = 1,85%				

Fonte: ERSE

Assim, a taxa de remuneração estimada a aplicar ao valor médio dos ativos líquidos em 2024 é de **1,85%**.

É de salientar que, caso seja **atribuída a concessão a uma entidade privada, isto é, que não seja uma entidade pública sem fins lucrativos**, esta taxa de remuneração será revista, devendo-se aplicar a **taxa** definida para as **atividades em AP**.

5.9 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO

Tal como foi aplicado ao setor elétrico desde o período de regulação iniciado em 2012 e ao setor do gás desde o período de regulação 2013-2016, mantém-se para o período 2024-2027 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 incerteza 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 nos períodos de regulação anteriores, e também para o setor elétrico, através de 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 custos de capital, anteriormente definidos, 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 os anteriores períodos de regulação, e do que existe no setor elétrico, o mecanismo apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*). O *cap* permite dar um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir, tendo em conta o impacto tarifário decorrente da remuneração de tais investimentos. Considera-se que o *floor* representa uma situação de risco de contexto mínimo. Estes parâmetros foram definidos de forma equivalente ao definido para as taxas de remuneração dos ativos regulados do setor elétrico para o período de regulação em vigor.

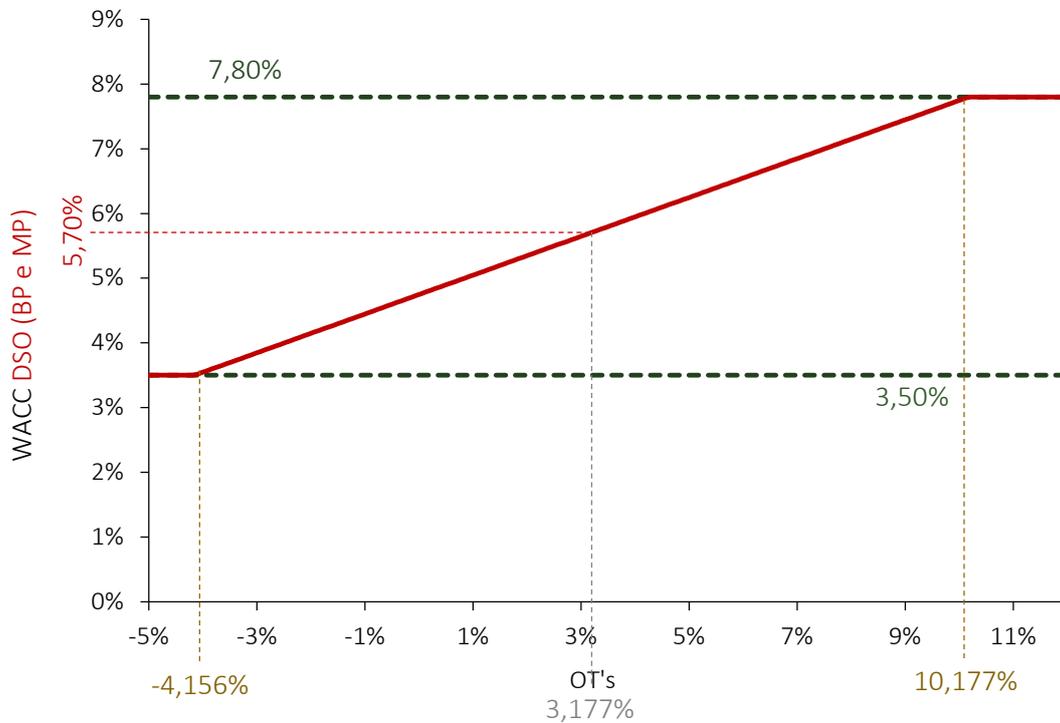
Assim, o CCMP apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado.

ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS⁶⁷

- 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 3,177%.
- Uma variação de 1pp das *yields* das OT implica uma variação de 0,3pp do CCMP.
- O valor mínimo do CCMP é 3,50%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de -4,156%.
- O valor máximo do CCMP é 7,80%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 10,177%.
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de -4,156%, o RoR mantém-se em 3,50%.
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 10,177%, o RoR mantém-se em 7,80%.

⁶⁷ Os valores máximos e mínimos do CCMP foram revistos em baixa e em alta, em 0,5%, frutos da análise aos comentários recebidos após a submissão da proposta tarifária a parecer do CT.

Figura 5-13 - Metodologia de indexação nas atividades de média e baixa pressão do gás para o período 2024 a 2027



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Refinitiv

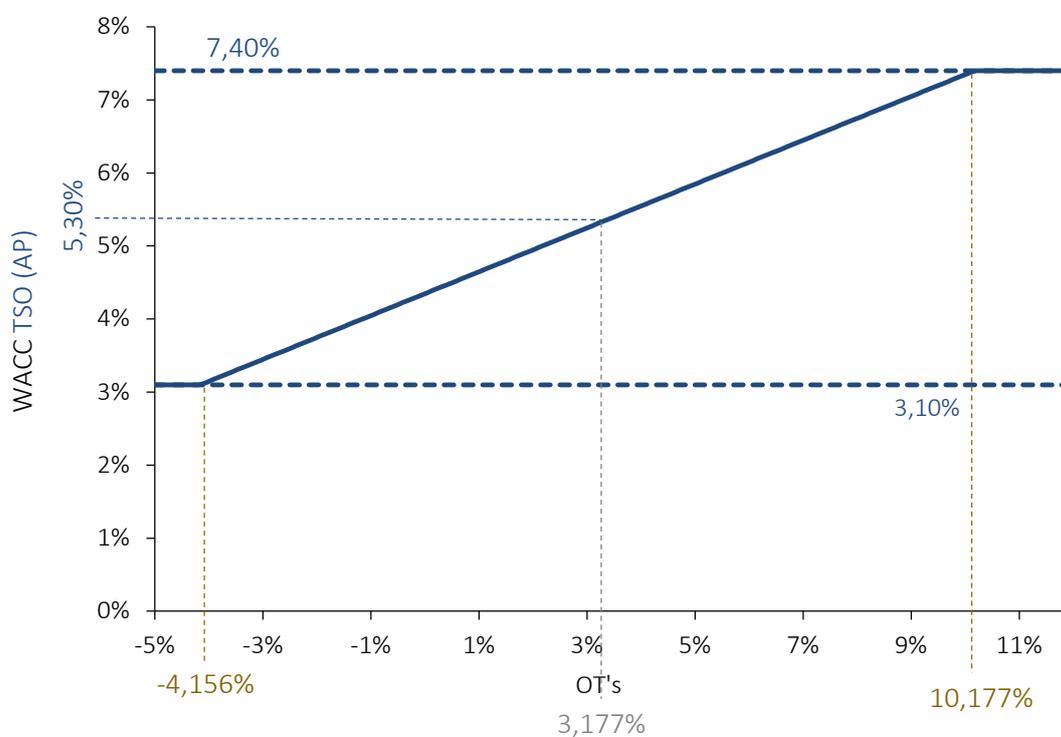
ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS⁶⁸

- 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 3,177%.

⁶⁸ Os valores máximos e mínimos do CCMP foram revistos em baixa e em alta, em 0,5%, frutos da análise aos comentários recebidos após a submissão da proposta tarifária a parecer do CT.

- Uma variação de 1pp das yields das OT implica uma variação de 0,3pp do CCMP.
- O valor mínimo do CCMP é 3,10%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de -4,156%.
- O valor máximo do CCMP é 7,40%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 10,177%.
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de -4,156%, o RoR mantém-se em 3,10%.
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 10,177%, o RoR mantém-se em 7,40%.

Figura 5-14 - Metodologia de indexação Metodologia de indexação nas atividades de alta pressão do gás para o período 2024 a 2027



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Refinitiv

6 RECUPERAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS ASSOCIADA À EVOLUÇÃO DA PROCURA

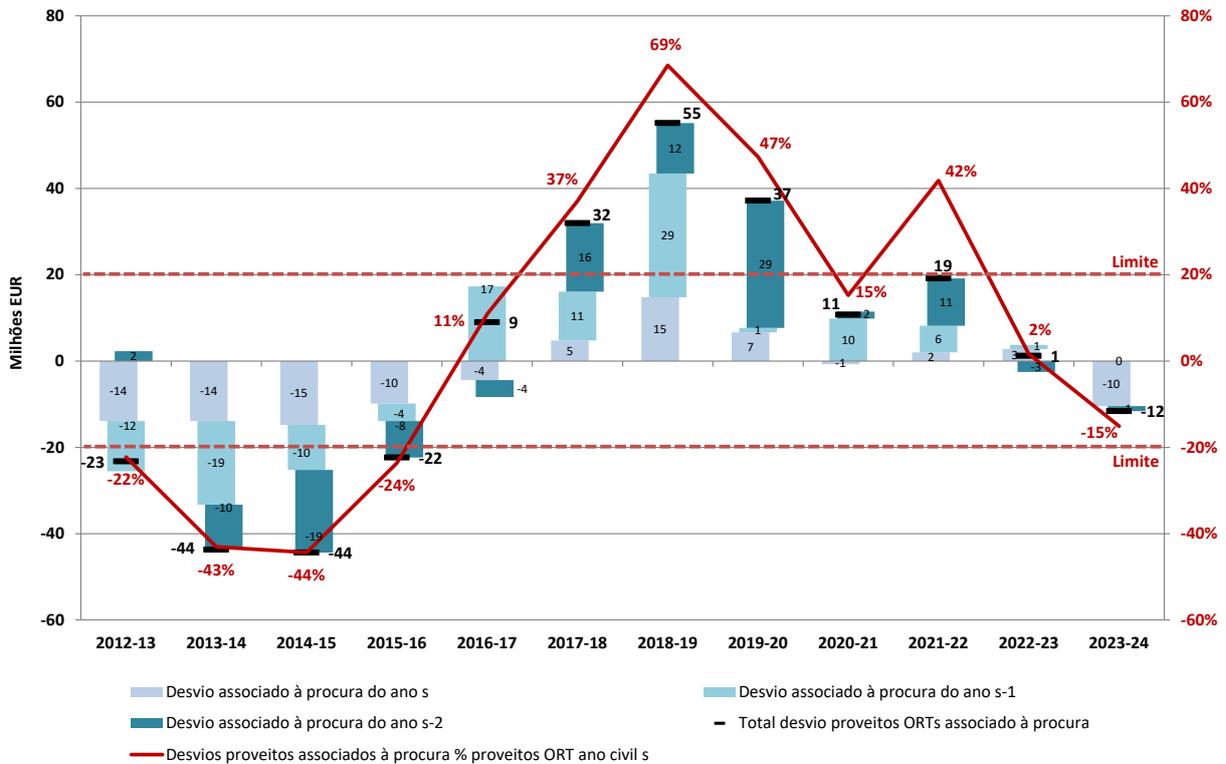
Por princípio, este mecanismo visa atenuar o impacto da volatilidade da procura de gás em AP nos proveitos da atividade de transporte de gás a recuperar pelas tarifas em cada ano, através do diferimento de uma parte dos ajustamentos associados a desvios das previsões da procura, sempre que tais ajustamentos excedam um limite fixado pela ERSE. Estes montantes diferidos são devolvidos nos 3 anos seguintes, sendo assegurada a neutralidade financeira para o operador da rede de transporte e para o sistema tarifário. Refira-se também que o mecanismo é simétrico, ou seja, é ativado quer os ajustamentos excedam o limite no sentido de devolução ao operador, quer os ajustamentos excedam o limite no sentido da devolução ao sistema tarifário.

Atendendo ao atual contexto do setor elétrico em Portugal, constata-se que a forte penetração das energias renováveis origina alterações do *mix* de produção de eletricidade de ano para ano. Consequentemente, o consumo de gás dos centros eletroprodutores de ciclo combinado é fortemente dependente de fatores não controláveis, designadamente os de origem climatérica. Adicionalmente, as diretrizes europeias para acelerar a utilização de energia elétrica proveniente de fontes renováveis e reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, associadas às incertezas geopolíticas de países grandes produtores de gás, podem tornar a produção de eletricidade a partir de centrais a gás ainda mais volátil e de difícil de prever. Este contexto e, consequentemente, a volatilidade do consumo de gás abastecido pela rede de transporte deverão manter-se nos próximos anos, pelo que este mecanismo dará um contributo para a atenuação de oscilações nos proveitos a recuperar pelas tarifas de uso da rede de transporte, causadas por desvios da procura.

Na figura seguinte ilustram-se os desvios associados à procura dirigida à rede de transporte, calculados nos termos do mecanismo em vigor, desde o ano gás 2012-2013 até ao ano gás 2023-2024, assumindo a procura prevista para este exercício tarifário. Com o limite atualmente estabelecido, o diferimento de proveitos ocorre quando o valor absoluto do desvio associado à procura é superior a 20%⁶⁹.

⁶⁹ O valor percentual do desvio associado à procura é obtido por comparação com os proveitos do ano civil *s*, excluindo os ajustamentos de anos anteriores.

Figura 6-1 - Evolução dos desvios de proveitos da atividade de Transporte de gás associados à energia saída da rede de transporte

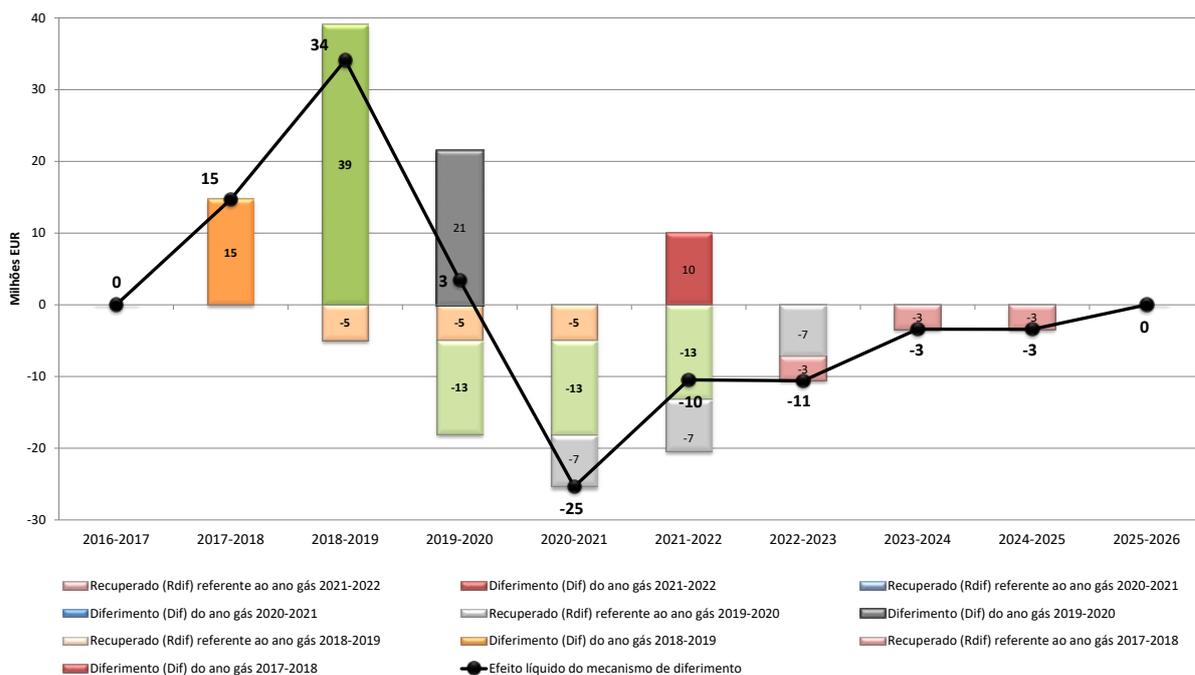


Para um determinado ano gás t, este desvio inclui três componentes, correspondentes aos desvios associados à procura dos anos civis s e s-1, em virtude da alteração da energia saída da rede de transporte entre os cálculos tarifários do ano gás t-1 e do ano gás t, sendo a terceira componente, associada à procura do ano civil s-2, em virtude da alteração da energia saída 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 de gás dos anos civis s, s-1 e s-2, líquidos de ajustamentos, 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.

Para a definição do limite que leva à ativação do mecanismo de diferimento intertemporal a considerar no período de regulação que agora se inicia, importa avaliar os efeitos do mecanismo nos exercícios tarifários passados e o efeito que terá em exercícios tarifários futuros.

No que respeita aos montantes associados aos diferimentos já efetuados e que irão influenciar exercícios tarifários futuros, a Figura 6-2 permite observar, para além dos montantes diferidos em cada ano, as anuidades que serão devolvidas futuramente e o valor líquido do mecanismo a considerar nos proveitos.

Figura 6-2 – Montantes diferidos e anuidades resultantes do mecanismo de diferimento dos desvios associados à procura de gás



Esta figura mostra que apesar de o mecanismo não ter sido ativado nos últimos dois exercícios tarifários, o seu efeito faz-se sentir nos proveitos a recuperar pela atividade da Transporte, através da devolução ao sistema tarifário das anuidades resultantes da ativação no ano gás 2021-2022. A estes valores irão acrescer novos valores que resultem da ativação do mecanismo em exercícios tarifários futuros.

Na perspetiva da ERSE, a sensibilidade do mecanismo é adequada ao objetivo a que se destina e propõe-se manter a sua parametrização durante o próximo período de regulação, nomeadamente o limite de 20% (K_s^{ORT}) para o seu acionamento, bem como o *driver* de procura (energia saída da rede de transporte).