

**PARECER ÀS PROPOSTAS DE PLANOS DE
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA O PERÍODO
2017-2021 (PDIRD-GN 2016)**

Junho 2017

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	SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO	1
1.1	Enquadramento Legislativo	1
1.2	Sumário Executivo	1
1.2.1	Análise conjunta das Propostas de PDIRD-GN 2016	2
1.2.2	Conclusões por Propostas de PDIRD-GN 2016	10
2	CONTEÚDO DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016	13
2.1	Propostas de PDIRD-GN 2016 da Edp Gás Distribuição	17
2.2	Propostas de PDIRD-GN 2016 do Grupo Galp	19
2.3	Proposta de PDIRD-GN 2016 da Sonorgás	21
2.4	Proposta de PDIRD-GN 2016 da Tagusgás	21
2.5	Síntese	22
3	APRESENTAÇÃO DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016	25
3.1	Caracterização do investimento proposto	25
3.1.1	Propostas de PDIRD-GN 2016 do Grupo Galp	28
3.1.1.1	Beiragás	31
3.1.1.2	Dianagás	33
3.1.1.3	Duriensegás	34
3.1.1.4	Lisboagás	36
3.1.1.5	Lusitaniagás	37
3.1.1.6	Medigás	39
3.1.1.7	Paxgás	40
3.1.1.8	Setgás	41
3.1.2	Proposta de PDIRD-GN 2016 da EDP Gás Distribuição	43
3.1.3	Proposta de PDIRD-GN 2016 da Tagusgás	45
3.1.4	Proposta de PDIRD-GN 2016 da Sonorgás	46
3.1.4.1	Polos existentes	47
3.1.4.2	Novos polos	48
3.1.5	Caracterização das intervenções apresentadas nas propostas de PDIRD-GN 2016	49
3.1.6	Custos unitários do investimento	52
3.1.6.1	Rede secundária e Ramais	52
3.1.6.2	Conversões/reconversões	54
3.1.7	Apreciação sumária e comentários ao investimento proposto	58
3.2	Indicadores de Análise Geral do Investimento	60
3.2.1	Indicadores para o Período de 2017 a 2021	60
3.2.2	Indicadores apresentados pelos operadores nas propostas de PDIRD-GN 2016	62
4	EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL	69
4.1	Enquadramento	69
4.2	Caraterização da Atividade de Distribuição de Gás Natural	70
4.3	Evolução da atividade de Distribuição de Gás Natural até à data	83

4.4	Evolução macroeconómica	89
4.5	Análise das previsões da evolução da procura implícitas nas Propostas de PDIRD-GN 2016.....	93
4.5.1	Pressupostos subjacentes às previsões das empresas	93
4.5.2	Comparação das previsões das empresas com a evolução da procura verificada até à data.....	97
5	IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS (RESULTANTE DO INCREMENTO DO CAPEX E DO OPEX RESULTANTES DOS DIFERENTES CENÁRIOS APRESENTADOS)	105
5.1	Enquadramento.....	105
5.2	Impacte nos proveitos unitários.....	110
5.3	Análise dos impactes tarifários previstos na Proposta de PDIRD-GN 2016.....	120

1 SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO

1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

Em cumprimento ao estabelecido no n.º 1 do artigo 12.º- C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, os operadores das redes de distribuição de gás natural¹ apresentaram à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), onze propostas² de plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição para o período de 2017 a 2021 (PDIRD-GN 2016).

Por sua vez, a DGEG solicitou às empresas algumas alterações das respetivas propostas de Planos e comunicou à ERSE as propostas reformuladas, cabendo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do artigo 12.º- C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, promover uma consulta pública aos seus conteúdos, com a duração de 30 dias úteis.

Deste modo, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública as onze propostas recebidas de planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição para o período de 2017 a 2021, que decorreu entre os dias 16 de março e 2 de maio do corrente ano.

Findo o período da consulta pública, nos termos dos números 6 e 7 do artigo 12.º- C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, compete à ERSE emitir um parecer sobre as propostas de PDIRD-GN 2016. Este processo é bianual permitindo uma análise contínua e atenta sobre a evolução das principais condicionantes justificativas dos planos de investimentos de cada um dos operadores das redes de distribuição.

1.2 SUMÁRIO EXECUTIVO

O processo de definição e de aprovação dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural para o período 2017-2021 (PDIRD-GN 2016) é o segundo exercício executado para as redes de distribuição de gás natural, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que procedeu à terceira alteração do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

¹ EDP Gás Distribuição (Portgás), Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Setgás, Tagusgás e Sonorgás.

² Foram apresentadas propostas pela EDP Gás Distribuição (Portgás), Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Setgás, Tagusgás e Sonorgás.

Ao contrário do verificado nas propostas de PDIRD-GN 2014, em que o grupo Galp apresentou uma proposta única para todos os operadores da rede distribuição (ORD) do grupo, foram rececionadas onze propostas de PDIRD-GN 2016, da EDP Gás distribuição, dos ORD do grupo Galp³, da Tagusgás e da Sonorgás.

De seguida apresenta-se uma análise conjunta das diferentes propostas de PDIRD-GN 2016 desagregada por temas, com exceção das conclusões, propriamente ditas, que são divididas por propostas de PDIRD GN 2015-2019.

1.2.1 ANÁLISE CONJUNTA DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

Os pontos, cujas análises são efetuadas conjuntamente, dizem respeito à i) informação constante das propostas de planos de investimento analisadas, ii) estratégias e perspetivas de evolução do consumo, iii) impacte tarifário subjacente a estas propostas de planos e, finalmente, iv) sustentabilidade económica do sistema e obrigações definidas nos contratos de concessões e licenças.

INFORMAÇÃO CONSTANTE DAS PROPOSTAS DE PLANOS DE INVESTIMENTO ANALISADAS

A ERSE reconhece que os operadores das redes de distribuição introduziram nas respetivas propostas de PDIRD-GN 2016 melhorias significativas de conteúdo, procurando refletir as recomendações e comentários incluídos no Parecer da ERSE à Proposta de PDIRD-GN 2014. Entre as melhorias verificadas destacam-se:

- Detalhe da informação disponibilizada, incluindo granularidade ao nível dos projetos de investimento;
- Caracterização das redes de distribuição incluindo de forma detalhada, informação sobre os concelhos, a infraestrutura existente (extensão, número de pontos a ligar/desligar, número de clientes a ligar, número de clientes potenciais e taxas de penetração), segmentação de clientes por setor (doméstico, terciário e industrial), perfil de consumo e nível de pressão;
- Histórico dos últimos cinco anos bem dados previsionais para o período de cinco anos do PDIRD-GN;
- Escolha dos novos projetos de investimento baseada em avaliação técnico-económica incluindo critérios de seleção e esboço de quantificação dos benefícios associados aos mesmos;
- Fundamentação das perspetivas de evolução da procura;

³ Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás e Setgás

- Estrutura semelhante das Propostas dos diversos operadores das redes de distribuição procurando garantir coerência e comparabilidade;
- Análise da conjuntura económica prevista e das potencialidades existentes nas áreas de concessão;

O Quadro abaixo mostra a evolução apresentada nas duas últimas edições do PDIRD-GN.

Quadro 1-1 – Quadro comparativo das Propostas de PDIRD-GN 2014 e 2016

Temas	Análise do conteúdo				Análise do conteúdo			
	proposta de PDIRD GN 2014				proposta de PDIRD GN 2016			
	Edp Gás	Grupo Galp	Sonorgás	Tagusgás	Edp Gás	Grupo Galp	Sonorgás	Tagusgás
Enquadramento	V	V	V	V	V	V	V	V
Caracterização/evolução da atividade	V	V	V	V	V	V	V	V
Critérios objetivos de seleção de investimentos	V	V	X	X	V	V	V	V
Apresentação dos resultados dos critérios utilizados	X	X	X	X	±	±	±	±
Evolução dos novos investimentos	V	V	V	V	V	V	V	V
Caracterização por projeto de investimento	X	X	X	V	V	V	V	V
Evolução da Procura de Gás Natural:								
- Previsão volumes veiculados para a totalidade da rede	V	X	V	V	V	V	V	V
- Previsão de pontos de abastecimento para a totalidade da rede	V	X	V	X	V	V	V	V
Indicadores de análise de investimento	V	V	V	V	V	V	V	V
investimento	V	V	V	V	V	V	V	V
Quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento	X	X	X	X	±	±	±	±

Apesar de reconhecer o empenho evidenciado nas Propostas apresentadas, a ERSE considera que é pertinente constarem em futuras Propostas do PDIRD-GN alguns melhoramentos. Tais melhoramentos, indo ao encontro de comentários recebidos durante a consulta pública, implicam que a ERSE promova no futuro reuniões com todos os ORD, de modo a transmitir as melhorias a introduzir neste domínio, em edições futuras de Propostas de PDIRD-GN. Merecem particular destaque a apresentação de informação nas Propostas de forma harmonizada, sempre que tal faça sentido e seja possível, e a apresentação, devidamente sustentada, dos benefícios dos novos projetos de investimento.

ESTRATÉGIAS DE INVESTIMENTO DOS ORD NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

Em comparação com a última proposta de PDIRD-GN verifica-se nas Propostas de PDIRD-GN 2016 um aumento do valor do investimento total em 2,53%, como se pode constatar no Quadro 1-2 em que se mostra os montantes previstos nas últimas Propostas de PDIRD-GN e a respetiva evolução.

Quadro 1-2 – Comparação entre os montantes previstos nas últimas Propostas de PDIRD-GN

Valor de Investimento Total (M€)			
Empresas	PDIRD-GN 2016 (2017-2021)	PDIRD-GN 2014 (2015-2019)	Δ Investimento
EDP Gás Distribuição	109,89	128,59	-14,54%
Sonorgás Polos Exist.	1,99	8,78	-77,39%
Sonorgás Novos Polos	36,77	-	-
Tagusgás	15,78	11,42	38,24%
ORD Grupo Galp	109,75	118,62	-7,48%
<i>Lisboagás</i>	41,59	52,01	-20,03%
<i>Lusitaniagás</i>	32,58	29,58	10,13%
<i>Setgás</i>	19,05	18,97	0,46%
<i>Beiragás</i>	7,49	7,17	4,48%
<i>Duriensegás</i>	4,24	4,25	-0,31%
<i>Mediagás</i>	2,78	3,44	-19,28%
<i>Dianagás</i>	1,69	2,48	-31,79%
<i>Paxgás</i>	0,33	0,73	-54,37%
Total	274,18	267,40	2,53%
Total s/ Novos polos			-11,22%

O aumento global verificado resulta, por um lado, do incremento do investimento previsto pela Tagusgás em 38,2% (passando de 11,42 M€ na proposta de PDIRD-GN anterior para 15,78 M€) e, por outro, do investimento identificado pela Sonorgás relativo aos 18 novos polos de consumo (no montante de 36,77 M€), atribuídos a 4 de setembro de 2015 por Despacho do Secretário de Estado da Energia. De notar que se o investimento previsto pela Sonorgás para os novos polos não fosse considerado, o montante total de investimento para o período de 2017 a 2021 registaria uma redução de 11,22% face ao período anterior (2015-2019).

Tal como foi referido, as propostas de PDIRD-GN 2016 destacam-se das propostas de PDIRD-GN submetidas anteriormente pelas empresas por enquadrarem e justificarem, de forma substancialmente mais aprofundada do que no passado, os seus planos de investimento. Assim, a avaliação das estratégias de investimento seguidas pelas empresas é claramente mais imediata para o decisor.

Como se pode observar nas análises que acompanham o presente Parecer, existem diferenças significativas entre as empresas, consoante sejam concessionadas ou licenciadas ou consoante sejam mais ou menos maduras. Nesse contexto, seria expeável que as empresas licenciadas mais recentes apresentassem estratégias de crescimento da atividade sustentadas num incremento dos seus investimentos, enquanto se esperaria que as empresas concessionadas que operam há mais anos apresentassem, de um modo geral, estratégias de contenção da expansão da atividade e de redução dos investimentos.

No entanto, os fatores que justificam as semelhanças nas estratégias de investimento das empresas e nas perspetivas de evolução da procura de gás natural não são nem as características, nem os meios envolventes das empresas, mas sim os grupos empresariais a que pertencem.

Tal é ilustrado de seguida, com a comparação das estratégias, por um lado da EDP Gás Distribuição e dos ORD do grupo Galp e por outro, destes ORD face aos restantes dois pertencentes a grupos empresariais de menor dimensão, a Sonorgás e a Tagusgás.

1. EDP Gás Distribuição e ORD do Grupo Galp

A EDP Gás Distribuição, uma das maiores e mais antigas empresas de distribuição de gás natural, prevê a continuação da penetração do gás natural na sua área de concessão, com o abastecimento a um novo concelho, Caminha. Em contraste, as empresas do grupo Galp, à semelhança do ocorrido na anterior proposta de PDIRD-GN, não preveem nenhum projeto de expansão a novos concelhos das áreas de influência das concessões, nem a quaisquer novos abastecimentos dentro dos atuais concelhos a clientes que não sejam de BP, independentemente das suas características e do contexto em que desenvolvem as suas atividades. Em linha com os anteriores PDIRD-GN, os ORD do Grupo Galp continuaram a propor uma diminuição do nível de investimento, sendo que nesta edição das propostas de PDIRD-GN o valor do investimento diminui em cerca de 7,5% face ao proposto nas propostas de PDIRD-GN 2014. Nesse sentido, destacam-se as travagens dos níveis de investimento propostos pela Lisboagás e pelas licenciadas do grupo Galp, com a exceção da Duriensegás.

De acordo com os ORD do grupo Galp, o nível de investimento anual previsto nas propostas de PDIRD das empresas do grupo Galp resulta das decisões estratégicas definidas pelas empresas. Este esforço, no atual enquadramento do SNGN, é comparativamente mais reduzido ao dos períodos anteriores apesar de alguns concelhos da concessão ainda não terem acesso ao gás natural (GN) e de haver um potencial de desenvolvimento maior que o assumido nos objetivos do plano.

Esta orientação é, segundo esses ORD, norteada por princípios de racionalidade do investimento e de prudência. Em consequência, estas empresas privilegiam a orientação do esforço de investimento para concelhos já gaseificados ou próximos da rede de distribuição existente, reforçando a rentabilização do investimento estruturante em infraestruturas realizado no passado para ligação à RNDGN.

Registe-se, por exemplo, que o crescimento da procura previsto pelo Grupo Galp para a Lusitaniagás no período 2016-2021, uma empresa semelhante à EDP Gás Distribuição, se considerarmos como critérios a dimensão, a maturidade e o peso da indústria na concessão, é cerca de 1/3 do previsto pela EDP Gás para esse mesmo período.

No entanto, a EDP Gás Distribuição não deixou de ser a empresa onde o investimento proposto nas propostas de PDIRD-GN 2016 decresce mais, cerca de 14,5%, face ao proposto no PDIRD-GN 2014. Com esta diminuição, o valor do investimento proposto pela EDP Gás Distribuição para o período 2017-2021 passou a situar-se ao nível do valor de todos os investimentos propostos pelos ORD do grupo Galp para o mesmo período.

Pese embora a diminuição do nível de investimento proposto pelos ORD dos dois maiores grupos económicos, EDP e Galp, como já foi referido, o investimento total de todas as propostas de PDIRD-GN 2016 é ligeiramente superior ao proposto nas anteriores propostas de PDIRD-GN, em cerca de 2,5%. O aumento do valor dos investimentos totais deve-se às propostas de investimento apresentadas pela Tagusgás e, principalmente, pela Sonorgás.

2. Sonorgás e Tagusgás

O grande aumento do nível de investimento proposto pela Sonorgás, que caracteriza a sua proposta de PDIRD-GN 2016, deve-se ao facto de lhe ter sido atribuído 18 novos polos, no âmbito do concurso limitado por prévia qualificação para atribuição de licenças de distribuição local de gás natural. Estes investimentos visam, assim, principalmente, satisfazer novos pontos de investimento previstos no caderno de encargos desse concurso. Para os polos já existentes, a Sonorgás propõe um forte decréscimo do nível de investimento, em cerca de 77%, face ao que tinha proposto na anterior proposta de PDIRD-GN 2014. Subjacente a esta previsão, a Sonorgás pressupôs um nível de consumo por ponto de abastecimento igual ao valor médio do consumo em 2014 e em 2015 nos atuais polos de consumo. Este pressuposto, que não é devidamente sustentado, foi igualmente considerado para os novos polos. Registe-se que os novos polos incluem áreas urbanas de dimensão mais pequenas e, por isso, provavelmente com menor potencial de consumo comparativamente aos atuais polos.

A Tagusgás que, ao contrário da Sonorgás, é uma empresa com concessão de distribuição de gás natural, prevê na sua proposta de PDIRD-GN 2016 um forte aumento dos investimentos, em cerca de 38%, face ao proposto no anterior PDIRD-GN. Este incremento não se justifica pelos investimentos em novos concelhos da sua concessão, apesar de 55% dos concelhos da sua área não serem abastecidos, mas sim pela densificação da rede de distribuição nos concelhos já existentes, procurando alcançar uma taxa de penetração do gás natural de 17,6% em 2021, comparativamente aos 15,3% estimados pela empresa para 2016. As previsões de consumo de gás natural apresentadas pela Tagusgás para os novos clientes, que pertencem aos segmentos doméstico e não industrial, são mais otimistas do que o das restantes ORD, ao basearem-se nos consumos médios do período 2011 a 2015. Para os novos clientes industriais, as previsões ter-se-ão baseado numa avaliação casuística de cada situação.

Ao nível do conjunto de propostas de PDIRD-GN 2016 e num quadro comparável de número pólos de licenças de abastecimento e de áreas de concessão face ao PDIRD-GN 2014, isto é se não forem considerados os 18 novos polos atribuídos à Sonorgás, o conjunto de propostas dos PDIRD-GN 2016 apresentam uma diminuição do nível de investimento em cerca de 11%, próximo da tendência do PDIRD-GN 2014, embora a um ritmo mais lento⁴.

⁴ A diminuição do investimento implícita neste PDIRD-GN era de 15% face ao PDIRD-GN anterior.

IMPACTES TARIFÁRIOS SUBJACENTES A ESTES PLANOS

O sistema tarifário português estabelece o princípio da uniformidade nas tarifas de acesso à rede de distribuição aplicadas a todos os clientes do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Este regime traduz-se no pagamento por todos os clientes do SNGN do valor dos investimentos de expansão e/ou renovação da rede de distribuição, independentemente da área de concessão/licença em que o mesmo se localize. Assim, o investimento em determinadas áreas concessionadas ou licenciadas terá impacte nas tarifas de acesso às redes dos atuais clientes, não apenas dessas áreas, como também das outras áreas do SNGN.

Neste contexto, importa analisar o impacte das diferentes propostas de PDIRD-GN 2016 na evolução das tarifas aplicadas no SNGN⁵.

As diferentes abordagens seguidas pelas empresas para a evolução da procura prevista e, conseqüentemente, para os seus investimentos, têm implicações diferentes em termos tarifários. Se considerarmos as previsões das empresas, cenário 1⁶ do quadro abaixo, para a evolução da procura, o nível de investimento proposto levará a uma diminuição tarifária em 2021, com a tarifa de Uso da Rede de Distribuição a diminuir 0,3% em cada ano.

Contudo num cenário extremo (cenário 3 do quadro abaixo), em que o nível de procura se manteria igual ao verificado em 2015, observar-se-ia um aumento da tarifa de Uso da Rede de 0,9% por ano comparativamente com o valor de 2016.

O contributo das diferentes propostas de PDIRD-GN 2016 para a evolução tarifária são desenvolvidas no ponto 5.3.

⁵ O impacte tarifário das atuais propostas de PDIRD GN 2016 de investimento na rede de distribuição constitui uma preocupação comum às diversas entidades participantes na consulta pública destas propostas, bem como, os pressupostos utilizados para a definição das previsões de evolução da procura que suportam esse investimento. Neste sentido, registe-se que algumas entidades participantes sugerem a definição de um mecanismo de responsabilização das estimativas realizadas por cada operador e que estes deverão responder por desvios significativos na procura. Adicionalmente, é sugerido que a aprovação do investimento esteja condicionada a uma efetiva demonstração da sua adequação, proporcionalidade e racionalidade económica.

⁶ As simulações tiveram por base três cenários de procura. O cenário 1 considera as previsões das empresas para a evolução da procura no período 2016 a 2021. O cenário 2 considera que o consumo unitário dos clientes atuais e dos novos clientes se manterá ao nível verificado em 2015, durante o período 2016-2021. Num quadro de expansão do abastecimento de gás natural das áreas com melhores condições para o consumo de gás natural, para áreas com piores condições, o cenário 2 é, assim, o mais otimista porque pressupõe que os novos clientes abastecidos por gás natural têm um nível de consumo idêntico aos atuais. Finalmente, o cenário 3 considera que o nível de consumo se manterá ao nível verificado em 2015 até 2021, apesar da expansão do aumento de pontos de abastecimentos previstos nas propostas de PDIRD GN 2016. Deste modo, este cenário de evolução da procura é o mais conservador.

Quadro 1-3 – Impacto anual na variação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da proposta de PDIRD-GN 2016 para os diversos cenários de evolução da procura

Tarifas	Impacte Tarifário anualizado 2021/2016 (%)		
	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
Uso Rede Distribuição MP/BP	-0,3%	-2,0%	0,9%
Acesso às Redes	-0,2%	-1,4%	0,7%
AP	0,0%	0,0%	0,0%
MP	-0,2%	-1,0%	0,5%
BP	-0,4%	-2,0%	0,9%
BP>	-0,3%	-1,7%	0,8%
BP<	-0,4%	-2,1%	1,0%
Preços Finais	-0,1%	-0,3%	0,1%
AP	0,0%	0,0%	0,0%
MP	0,0%	-0,1%	0,1%
BP	-0,2%	-0,9%	0,4%
BP>	-0,1%	-0,7%	0,3%
BP<	-0,2%	-1,1%	0,5%

SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA DO SISTEMA E OBRIGAÇÕES DEFINIDAS NOS CONTRATOS DE CONCESSÕES E LICENÇAS

A análise da sustentabilidade económica das redes de distribuição de gás natural obriga a considerar um conjunto de fatores que extravasam a simples avaliação tarifária.

Por um lado, há que ter em conta as obrigações das empresas concessionárias e/ou licenciadas de gás natural, a quem compete dimensionar as infraestruturas tendo em conta as necessidades de satisfação dos consumidores situados nas suas áreas de concessão/polos de distribuição, obrigações estas que foram definidas tendo em conta aspetos de desenvolvimento regional e de política energética.

Por outro lado, há que ter em conta os impactes tarifários das propostas de investimento implícitos nas Propostas de PDIRD-GN 2016, num quadro de uniformidade tarifária, de forma a garantir a sustentabilidade económica deste setor. Nesse particular recorde-se que os custos dos ORD são tipicamente fixos, pelo que as tarifas evoluem de forma inversamente proporcional à quantidade de gás natural consumida por cliente. Assim, quando a expansão da rede de gás natural é efetuada em áreas onde os novos clientes têm um nível de consumo inferior aos atuais, esta expansão efetua-se tendo como contrapartida um agravamento tarifário. Em última instância, este efeito poderá ter consequências na sustentabilidade do SNGN se o incremento tarifário tornar o gás natural menos competitivo do que outras

fontes de energia substitutas, levando à saída de clientes de gás natural e à conseqüente diminuição do consumo de gás natural, com impacte crescente nas tarifas de gás natural.

Neste contexto, importa que o decisor pondere entre a necessidade de garantir a sustentabilidade do setor do gás natural e a possibilidade de acesso a esta fonte de energia por todos os potenciais consumidores e, em particular, pelos que se encontram em zonas não abrangidas pelas redes existentes.

Como foi anteriormente referido, as estratégias empresariais dos ORD aparentam ter um impacte importante na leitura que estas empresas fazem das necessidades de investimento nas respetivas áreas de concessão. Esta realidade leva a que, apesar do conjunto de propostas de PDIRD-GN apontarem para que o seu impacte no nível tarifário seja relativamente neutro (salvo na situação de manutenção do consumo ao nível verificado em 2015), o impacte tarifário das propostas de PDIRD-GN 2016 de cada empresa é bastante diferente. Assim, enquanto empresas tais como a Tagusgás, a EDP Gás Distribuição e a Sonorgás continuam a expandir a sua atividade, os ORD do Grupo Galp não apresentam investimentos nesse sentido. Neste contexto, verifica-se uma transferência de benefícios dos consumidores de umas concessões para outras, situação que o decisor deverá ter em conta aquando da avaliação das diferentes Propostas de PDIRD-GN 2016.

Os atuais e os potenciais clientes de gás natural de áreas de concessão ou de licença de distribuição de gás natural com características semelhantes não estão em igualdade de circunstância entre si, no que diz respeito ao fornecimento do gás natural. Existem consumidores não abastecidos por gás natural, com características semelhantes em termos de potencial de consumo que podem, ou não, esperar no futuro ser clientes de gás natural consoante pertencem ou não a áreas de concessão ou de licenças atribuídas, cujas empresas tenham estratégias de investimento mais ou menos expansionistas. Por outro lado, no atual quadro de perequação tarifária, os atuais clientes de gás natural abastecidos em áreas de concessão/licenças atribuídas a empresas com perspetivas menos expansionistas, tais como os ORD do Grupo Galp, estarão a suportar os custos acrescidos para o sistema decorrentes da expansão para áreas com clientes com consumos unitário mais baixos, isto é, com menos capacidade de suportar os custos da atividade de distribuição de gás natural.

Acresce que a sustentabilidade do sistema deve ser avaliada para além dos impactes tarifários dos investimentos, devendo ter em conta o quadro legal do SNGN, em geral, e da atividade de distribuição de gás natural, em particular. Tal como o atual quadro legal define o conjunto de obrigações de serviço público associadas ao desenvolvimento das concessões/licenças de distribuição de gás natural, este quadro legal define ainda, fora da competência direta do regulador setorial, um conjunto de custos a suportar pelos clientes do SNGN não diretamente associados à atividade, tais como as Taxas de Ocupação do Subsolo. Importa igualmente sublinhar que o atual quadro legal também contempla os ORD com direitos acrescidos, associados à remuneração dos investimentos a recuperar através da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A ponderação destes fatores, decorrentes de iniciativas do Concedente, na

sustentabilidade do sistema deverá igualmente ser tido em conta por este, aquando da avaliação das diferentes propostas de PDIRD-GN 2016.

1.2.2 CONCLUSÕES POR PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

Existe um conjunto de razões que justifica que a ERSE nada tenha a opor a uma aprovação por parte do Concedente das Propostas de PDIRD-GN 2016 da Beiragás, da Dianagás, da Duriensegás, da EDP Gás Distribuição, da LisboaGás, da Lusitaniagás, da Medigás, da Paxgás, da Setgás, da Sonorgás e da Tagusgás, designadamente:

- O impacto tarifário tendencialmente nulo das propostas de PDIRD-GN 2016, em especial se não forem tidos em conta os 18 novos polos de licença de distribuição de gás já atribuídos à Sonorgás e, por isso, não sujeitos a avaliação da ERSE;
- Os comentários globalmente positivos recebidos de todos os participantes na Consulta Pública promovida pela ERSE e a significativa melhoria da qualidade dos documentos comparativamente com as anteriores propostas de PDIRD-GN.

No entanto, pelos motivos atrás referidos, o Concedente deverá ponderar na sua tomada de decisão outros fatores, em especial os impactes económicos, sociais e de ordenamento do território subjacentes a estas propostas de PDIRD-GN. As conclusões por ORD são apresentadas de seguida.

EDP Gás Distribuição

Tal como no caso dos restantes ORD, a proposta de PDIRD-GN 2016 da EDP Gás Distribuição apresenta melhorias significativas face às anteriores propostas, designadamente no que respeita à caracterização dos projetos de investimento e à avaliação dos benefícios.

Todavia, apesar da EDP Gás Distribuição ser uma das primeiras empresas do setor do gás natural, a sua proposta de PDIRG-GN 2016 pressupõe a continuação da penetração do gás natural na sua área de concessão, refletindo-se num incremento da procura acima do previsto pelas empresas do Grupo Galp de dimensões semelhantes.

Registe-se que esta perspetiva mais otimista de evolução da procura não impede que o impacte tarifário da proposta de PDIRD-GN 2016 seja no sentido de agravar as tarifas atuais, mesmo quando são tidos em consideração os pressupostos da própria empresa para a previsão da procura.

A ponderação entre o alargamento da distribuição de gás natural na área da concessão da EDP Gás Distribuição e o impacte tarifário implícito na proposta de PDIRD-GN 2016 desta empresa deverá ser efetuada pelo Concedente.

ORD do grupo Galp⁷

No caso das propostas de PDIRD-GN 2016 dos ORD do grupo Galp, assistiu-se a uma melhoria significativa da informação enviada. Refira-se que na última edição do PDIRD-GN a falta de informação e a má qualidade da pouca informação, que caracterizava estes planos, destacavam-se, pela negativa, face aos restantes ORD. A melhoria da informação é notória nos mais diversos vetores, mas, em especial, na apresentação dos pressupostos de evolução da procura, na caracterização dos projetos por investimentos e na quantificação dos benefícios.

Contudo, também é evidente que a abordagem uniforme do grupo Galp para a evolução da procura acaba por não refletir as características específicas que existem em cada área de concessão ou de licença de distribuição. Esta estratégia, conservadora, implica que mesmo num cenário em que a procura se mantém ao nível verificado em 2015, as propostas de PDIRD-GN 2016 dos ORD do grupo Galp contribuem para a diminuição do nível tarifário, o que, por si, é positivo para a sustentabilidade económica do SNGN.

No entanto, importa que o Concedente pondere se a revisão em baixa do nível de investimento dos ORD do grupo Galp que, desta forma, estão a contribuir para a sustentabilidade do SNGN, põe, ou não, em causa algumas obrigações que se encontrem definidas nos contratos de concessão ou licenças de distribuição de gás natural destes ORD.

Sonorgás

Tal como nos casos apresentados anteriormente, a proposta de PDIRD-GN 2016 da Sonorgás contempla uma melhoria significativa da informação que nela consta, face à versão anterior. Contudo, saliente-se que a Sonorgás refere que as suas previsões de evolução da procura baseiam-se num estudo, sem, no entanto, apresentar qualquer informação sobre a entidade externa que o desenvolveu ou quais são os pressupostos e metodologias desse estudo.

Tanto em termos de conteúdo, como em termos de impactes, esta proposta de PDIRD-GN 2016 está bastante influenciada pelo facto de ter sido atribuído à Sonorgás 18 novos polos, no âmbito do concurso limitado por prévia qualificação para atribuição de licenças de distribuição local de gás natural. Registe-se, aliás, que o investimento proposto pela Sonorgás para introduzir o gás natural nestes novos polos, justifica, só por si, o aumento do investimento global proposto no conjunto das Propostas de PDIRD-GN 2016 face ao proposto nas anteriores propostas de PDIRD-GN.

Nesse particular, não pode deixar de ser referido que o grande incremento de investimentos nos polos de responsabilidade da Sonorgás levará a uma aumento tarifário, visto o custo unitário nessa área ser o mais elevado do conjunto dos ORD. No que diz respeito aos polos já existentes, a Sonorgás diminui o valor dos

⁷ Pelas semelhanças nas abordagens seguidas nas propostas de PDIRD, agruparam-se as conclusões destes ORD.

investimentos propostos face à anterior proposta de PDIRD-GN. Tendo o Concedente aprovado a atribuição destes 18 novos polos à Sonorgás, resta apenas sublinhar o impacte que os mesmos contribuirão para o agravamento do nível tarifário.

Tagusgás

A informação constante da proposta de PDIRD-GN 2016 da Tagusgás apresenta-se igualmente bastante melhorada face à informação contemplada na edição anterior do PDIRD-GN.

Tal como a edição anterior, a Tagusgás apresenta as previsões mais otimistas em termos de evolução da procura, designadamente em termos de consumo por ponto de abastecimento. No entanto, a evolução da procura verificada nesta área de concessão nos últimos anos não justifica esta tendência. Deste modo, o risco dos investimentos terem um impacte superior ao implícito nas previsões é maior neste ORD do que nos restantes, com exceção da Sonorgás.

Contudo, esta proposta de PDIRD-GN 2016 assenta igualmente num alargamento da distribuição de gás natural na sua área de concessão, que é das menos saturadas a nível nacional, facto este, que poderá ser tido em conta pelo Concedente, por justificar a maior atividade prevista por este operador no período 2017-2021.

2 CONTEÚDO DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

De acordo com o capítulo III do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, em particular nos seus artigos 12.º-B e 12.º-C, as Propostas de PDIRD-GN devem integrar, no mínimo, as seguintes peças:

- Caracterização das redes de distribuição de gás natural existentes na altura de elaboração das propostas de PDIRD-GN.
- Caracterização da oferta e procura de gás natural associada às redes de distribuição de gás natural, que represente um horizonte temporal que anteceda a data de elaboração das propostas de PDIRD-GN e que inclua o período de 5 anos inerente ao plano.
- A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural, bem como a respetiva articulação com o Plano Decenal de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (PDIRGN).

Ainda nos termos do n.º 12, do Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, compete à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) previstos nos PDIRD-GN, tendo os respetivos pareceres um carácter vinculativo.

CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A ERSE apresentou no seu anterior Parecer às propostas de PDIRD-GN 2014, comentários ao conjunto de informação que entende que deve, de uma forma detalhada, ser apresentada na caracterização das redes de distribuição, a ser elaborada pelos operadores das redes de distribuição (ORD) e integrada na Proposta de PDIRD-GN. Esse conjunto de informação inclui:

1. Os concelhos onde exercem a sua atividade;
2. A infraestrutura existente, incluindo a sua extensão, número de pontos de ligação, número de clientes, estimativas do número de clientes potenciais não ligados sobre a rede existente e as taxas de penetração.
3. No que respeita aos consumidores ligados às redes, estes deverão ser segmentados nos setores doméstico, terciário e industrial e individualizados por perfil de consumo, os quais, nos termos da alínea k), do n.º 1 do Artigo 179.º do RRC, se encontram definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás Natural. Esta caracterização deve distinguir claramente a média da baixa pressão.
4. Os pontos a partir dos quais são abastecidas as redes de distribuição, designadamente as ligações às redes a montante, até à alta pressão ou as UAG, conforme aplicável.

A informação referida anteriormente deve, no mínimo, conter dados históricos dos últimos 5 anos.

ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A ERSE apresentou igualmente no seu anterior Parecer às propostas de PDIRD-GN 2014, comentários ao facto de não ser perceptível a articulação entre as grandes tendências dos planos e as suas concretizações a um nível mais desagregado, nomeadamente pela não apresentação pelos ORD dos projetos de investimento.

Entende-se do n.º 12, do Artigo 12.º-C do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que o PDIRD-GN integra e individualiza projetos de investimento, competindo à ERSE o acompanhamento das respetivas calendarizações, orçamentações e execuções após aprovação por parte do membro do governo responsável pela área da energia.

Os projetos de investimento são, no entender da ERSE, peças essenciais na elaboração das Propostas de PDIRD-GN, pelas seguintes razões:

- Tornam o procedimento de elaboração dos PDIRD-GN mais participado.
- Permitem comparar projeto a projeto os melhores investimentos, evitando-se as situações de aprovação ou recusa de Propostas de PDIRD-GN em bloco.
- Garantem a sustentabilidade dos grandes números do plano.
- Permitem a supervisão.

O referido diploma não estabelece de forma clara o conceito de projeto de investimento para as redes de distribuição de gás natural, porém, a referência à sua posterior fiscalização e acompanhamento por parte da ERSE pressupõe um detalhe mínimo, designadamente os seguintes aspetos:

- Áreas de implantação com discriminação por concelho, devendo ser claro se as intervenções ocorrem na rede existente (densificação) ou se consideram a gaseificação de novas áreas.
- Caracterização física do investimento, desagregado pelas principais rubricas que, no mínimo, devem incluir:
 - Estudos e projetos.
 - As redes em média pressão.
 - As redes em baixa pressão, individualizando as redes secundárias executadas em domínio público e as redes de distribuição em novas urbanizações.
 - Postos de Redução e Medição (PRM) integrados das redes de distribuição.
 - As Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG).

- Os encargos com as ligações (ramais) que venham a ser integrados na base de ativos dos operadores de distribuição.
- Os eventuais encargos com intervenções nas instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões).
- Encargos com os redutores/contadores a instalar nas instalações de utilização dos consumidores.
- Outros encargos.
- Montantes associados ao investimento, designadamente os custos totais por rubrica de investimento e custos unitários associados, incluindo do mínimo os seguintes:
 - O custo por metro linear de rede a construir, para as redes em média e baixa pressão, individualizando na baixa pressão a rede em domínio público (nova ou renovação da existente) da rede em urbanizações.
 - Os custos unitários dos Postos de Redução e Medição integrados das redes de distribuição.
 - Os custos unitários das Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG).
 - Os custos unitários dos ramais de ligação.
 - Os custos associados à construção ou adaptação das instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões).
- Calendarização do investimento, indicando as previsões para a entrada em exploração dos investimentos.
- Previsão dos consumidores a ligar à rede de distribuição e procura a satisfazer mediante a realização do investimento, baseados em levantamentos do mercado potencial nas áreas que se perfilam como mais interessantes de gaseificar.

Esses levantamentos do mercado potencial deverão levar em linha de conta aspetos como a tipologia e densidade do edificado residencial, a concentração da atividade dos setores terciário e industrial, o ordenamento do território atual e futuro, indicadores do desenvolvimento socioeconómico nas áreas a infraestruturar, etc.

Devem ser apresentadas as correlações entre o número de consumidores a ligar à rede de distribuição e o consumo que lhes é inerente, através da sua caracterização, incluindo a segmentação nos sectores doméstico, terciário e industrial e a individualização por perfil de consumo, conforme estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás Natural, nos termos da alínea k), do n.º 1 do Artigo 179.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

- Custos totais e indicadores da eficiência dos projetos (custos incrementais por novo consumidor e por energia veiculada).

SÍNTESE

Na sequência do Parecer da ERSE às Propostas de PDIRD-GN 2014, as Propostas de PDIRD-GN 2016 apresentam melhorias significativas.

O Quadro 2-1 abaixo, identifica essas melhorias, bem como os pontos a rever.

Quadro 2-1 – Resumo dos melhoramentos introduzidos nas Propostas de PDIRD-GN 2016

Temas	Análise do conteúdo				Análise do conteúdo			
	proposta de PDIRD GN 2014				proposta de PDIRD GN 2016			
	Edp Gás	Grupo Galp	Sonorgás	Tagusgás	Edp Gás	Grupo Galp	Sonorgás	Tagusgás
Enquadramento	V	V	V	V	V	V	V	V
Caracterização/evolução da atividade	V	V	V	V	V	V	V	V
Critérios objetivos de seleção de investimentos	V	V	X	X	V	V	V	V
Apresentação dos resultados dos critérios utilizados	X	X	X	X	±	±	±	±
Evolução dos novos investimentos	V	V	V	V	V	V	V	V
Caracterização por projeto de investimento	X	X	X	V	V	V	V	V
Evolução da Procura de Gás Natural:								
- Previsão volumes veiculados para a totalidade da rede	V	X	V	V	V	V	V	V
- Previsão de pontos de abastecimento para a totalidade da rede	V	X	V	X	V	V	V	V
Indicadores de análise de investimento	V	V	V	V	V	V	V	V
investimento	V	V	V	V	V	V	V	V
Quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento	X	X	X	X	±	±	±	±

A ERSE reconhece que as melhorias introduzidas pelos ORD nas Propostas de PDIRD-GN 2016 ao nível da informação apresentada, em termos do conteúdo transversal às propostas dos vários operadores, procuram refletir as recomendações e comentários incluídos no Parecer da ERSE à Proposta de PDIRD-GN 2014, das quais se destacam:

- Informação mais detalhada sobre a caracterização da atividade de distribuição de gás natural, incluindo dados sobre a base de clientes abastecida pelas referidas redes, incluindo a distribuição geográfica de clientes e consumos;
- Estratégia de desenvolvimento das redes fundamentada numa avaliação técnico-económica para seleção de projetos de investimento;
- Apresentação dos resultados dos critérios objetivos utilizados na seleção dos investimentos – Embora os ORD identifiquem os critérios utilizados, verifica-se o uso de metodologias diferentes (como TIR/ROR, TOTEX, VAL, indicadores por ponto de ligação adicional), dificultando a comparabilidade entre ORD a este respeito;
- Caracterização por projeto de investimento – Em todas as Propostas de PDIRD-GN 2016 é visível o esforço colocado na apresentação de uma caracterização detalhada nos projetos de investimento, com um conjunto de informação de qualidade. De referir apenas que os novos

clientes não estão caracterizados pelos perfis de consumo definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás Natural;

- Os ORD apresentam os pressupostos utilizados e as razões da sua utilização para a projeção do número de pontos de abastecimentos e da evolução da procura de gás natural. De referir a existência de diferentes abordagens ao nível dos pressupostos e das justificações adotadas na definição das previsões da procura de gás natural. Excetuando a Sonorgás que prevê a expansão da atividade para 18 novos polos, os restantes operadores apenas assumem novos clientes nos polos ou áreas de concessão existentes;
- Análise da conjuntura económica, incluindo análises da conjuntura regional de atuação dos operadores;
- Quantificação dos benefícios - a generalidade dos ORD continua a elencar um conjunto de benefícios sem quantificar todos os seus impactes/efeitos, embora incluam uma avaliação económico-financeira dos projetos de investimento, bem como uma estimativa dos impactos dos planos de investimento para o SNGN a nível de proveitos a recuperar para efeito de tarifas.

Apesar das referidas melhorias introduzidas nas Propostas de PDIRD-GN 2016, a ERSE verifica que se mantêm a dificuldade de comparação das Propostas pela utilização de metodologias diferentes e a não monetização dos benefícios do plano de investimentos. Constata-se assim que, apesar dos vários ORD terem apresentado critérios objetivos de seleção de investimentos nas suas Propostas de PDIRD-GN 2016, se verifica a necessidade de uniformização na definição dos mesmos de forma a garantir a possibilidade do exercício de comparabilidade. Finalmente, alguns ORD apresentam nas suas Propostas de PDIRD-GN 2016 um esboço de quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento, mas este exercício, que não é realizado por todos os ORD, necessita de melhoramentos e mais objetividade. Sendo um tema que apresenta dificuldades, em que não há muita experiência e dando resposta aos comentários recebidos nesse sentido, durante a Consulta Pública às propostas de PDIRD-GN 2016, a ERSE irá promover reuniões com todos os ORD que permitam identificar possíveis melhorias, a introduzir neste domínio em edições futuras de propostas de PDIRD-GN.

Os capítulos seguintes apresentam uma descrição do conteúdo das Propostas de PDIRD-GN 2016 apresentadas pelos ORD.

2.1 PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016 DA EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO

A Proposta de PDIRD-GN 2016 da EDP Gás Distribuição apresenta 8 capítulos.

O capítulo 2 descreve as melhorias e alterações da Proposta de PDIRD-GN 2016 face à Proposta de PDIRD-GN 2014, das quais se destacam a apresentação dos resultados dos critérios utilizados na seleção

dos investimentos, a caracterização por projeto de investimento e a quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento.

O capítulo 3 apresenta o sumário executivo e o enquadramento, onde é efetuado o enquadramento regulatório, a caracterização da atividade de distribuição de GN e o enquadramento do plano de investimento incluído na Proposta de PDIRD-GN 2016.

O capítulo 4 do documento, relativo à caracterização das infraestruturas de distribuição de GN, identifica e caracteriza os concelhos onde a EDP Gás Distribuição exerce a sua atividade e a infraestrutura existente recorrendo a um conjunto de indicadores (área, densidade populacional, dimensão da infraestrutura e número de clientes, entre outros).

No capítulo 5 é descrita a forma de atuar da empresa nos seus projetos de investimento, sendo apresentados alguns objetivos globais que se pretendem atingir (como a eficiência, a elevada qualidade de serviço e a mitigação da fraude), a qual é acompanhada pela apresentação de indicadores de qualidade de serviço.

No capítulo 6 procede-se à caracterização e análise prospetiva da conjuntura macroeconómica e regional.

No capítulo 7 é descrita a previsão de consumo de gás natural, a evolução do número de clientes abastecidos por nível de pressão, o acréscimo de novos pontos de abastecimento ativos previstos no plano, a projeção do número total de consumidores abastecidos e os pressupostos da projeção de consumos por nível de pressão

No capítulo 8 da Proposta de PDIRD-GN 2016 da EDP Gás Distribuição é caracterizado o plano de investimento. Os investimentos foram divididos em: i) investimento de desenvolvimento de negócio, ii) investimentos em infraestruturas existentes e iii) outros investimentos. Em relação ao primeiro grupo, os investimentos são subdivididos em rede e pontos de abastecimento, e, para além dos montantes, são apresentados os dados operacionais correspondentes, tais como crescimento de rede em metros e números de pontos de abastecimento. No capítulo dos investimentos são ainda apresentados objetivos e benefícios associados ao investimento previsto, onde é mencionada a intensificação do projeto de Caminha até 2018 e o início do projeto de Paredes de Coura em 2021. Neste capítulo é ainda apresentada uma avaliação técnica - económica por concelho recorrendo a duas metodologias: i) a metodologia da TIR e ii) metodologia de seriação dos concelhos através de vários indicadores. A primeira metodologia permitiu apurar a rentabilidade por ano e por concelho, tendo por base pressupostos tais como a utilização das tarifas URD do ano gás 2015/2016 e do RoR publicado para o ano gás 2015/2016. A utilização da segunda metodologia teve como objetivo avaliar o mérito do investimento recorrendo ao uso de indicadores como o nível potencial de densificação da rede, dados físicos e monetários por ponto de abastecimento e a atratividade do gás natural. Por último, é efetuada uma análise de sensibilidade com as tarifas de gás natural.

2.2 PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016 DO GRUPO GALP

Cada um dos ORD do grupo GALP⁸, ao contrário do ocorrido na Proposta de PDIRD-GN 2014, apresentou a respetiva Proposta de PDIRD-GN 2016 relativa ao investimento previsto para o período de 2017-2021, com uma estrutura que é comum a todas. Assim, em anexo a cada um destes documentos são apresentadas as fichas de caracterização dos projetos de investimento do ORD, agregadas e por concelho.

Nos capítulos B de cada documento de Proposta de PDIRD-GN 2016 dos oitos ORD do Grupo Galp, relativo ao sumário executivo e enquadramento da atividade de investimento na distribuição de gás natural identificam-se as melhorias do atual documento relativamente à Proposta de PDIRD-GN anterior. Neste capítulo, referem-se o enquadramento legislativo do PDIRD-GN, a caracterização da atividade de distribuição de GN e os objetivos do PDIRD-GN. Nesta última referência são mencionadas a racionalidade económica, assim como a prudência face a eventuais alterações das premissas de suporte à decisão de investimento. Este último fator esteve presente na elaboração da atual proposta, tendo culminado na apresentação de uma proposta com menor esforço financeiro comparativamente à Proposta de PDIRD-GN 2014. O investimento referido na Proposta de PDIRD-GN 2016 é orientado para os concelhos já abastecidos de gás natural ou próximos da rede de distribuição, o que significará uma estabilização do valor médio anual do investimento para níveis que levarão à redução do RAB⁹ originando, assim, uma redução da tarifa de acesso à rede de distribuição de acordo com as conclusões da GALP.

Em cada um dos capítulos C das Propostas de PDIRD-GN 2016 dos oitos ORD do Grupo Galp procede-se à caracterização das infraestruturas de distribuição de gás natural, em termos de área geográfica e de desenvolvimento das infraestruturas de distribuição. Apresentam-se, também, os dados históricos do investimento das concessionadas e das licenciadas.

Em cada um dos capítulos D é efetuada uma análise do contexto geográfico e da conjuntura socioeconómica, onde se apresentam o *benchmarking* da distribuição de gás natural em Portugal face a outros países, o enquadramento do gás natural na economia Portuguesa e a perspetiva de evolução de consumo na economia Portuguesa. Por último, é detalhado o contexto regional das empresas.

Nos capítulos E são definidas as três tipologias de investimentos previstas e identificados os dois indicadores que constituem o referencial para a tomada de decisão e orientação do investimento, os rácios do valor do investimento para desenvolvimento do negócio por cliente ligado e do número de metros de rede por cliente.

⁸ Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás e Setgás.

⁹ *Regulatory Asset Base* designação em língua inglesa do ativo remunerado para efeitos tarifários.

Nos capítulos F são apresentados os pressupostos e as previsões de consumo para o período de 2017 a 2021. Neste capítulo de cada um dos documentos destacam-se a identificação da evolução dos pontos de abastecimento por tipologia de consumidores e os pressupostos regionais de suporte às projeções do consumo.

O plano de investimento proposto para 2017 a 2021, nos capítulos G de cada uma das Propostas de PDIRD-GN 2016 dos oito ORD do Grupo Galp, encontra-se dividido em investimento em desenvolvimento de negócio, investimentos em infraestruturas existentes e investimento em outras atividades. No primeiro grupo, os investimentos são separados em: i) rede secundária, ii) ramais, iii) conversões e reconversões e iv) contadores/cadeias de medida. Para além dos montantes de investimento, são indicadas previsões dos dados físicos. Nos restantes grupos de investimento, destacam-se, respetivamente, a reestruturação/renovação de redes e ramais e a renovação de contadores. Neste capítulo apresentam-se ainda os objetivos e benefícios associados ao investimento proposto, bem como a avaliação do mesmo.

Na componente de avaliação do investimento apresentam-se os princípios orientadores para a tomada de decisão sobre os investimentos em desenvolvimento de negócio, tendo como objetivo assegurar as condições de eficiência técnica e económica. Para o efeito, é referido que são definidas metas de eficiência, e apresentam-se indicadores que servem de base à tomada de decisão, designadamente os custos unitários por unidade de energia e pontos de abastecimento, a análise do OPEX, CAPEX e TOTEX e o impacto em tarifas. Adicionalmente é efetuada uma análise de sensibilidade, apresentando uma avaliação global para todo o investimento com o objetivo de verificar a evolução do custo unitário por energia e apresentando, igualmente, uma avaliação do investimento de ligação a novos polos de abastecimento. São utilizados como pressupostos a taxa de remuneração publicada pela ERSE e as tarifas de URD do ano gás 2016/2017.

2.3 PROPOSTA DE PDIRD-GN 2016 DA SONORGÁS

A Proposta de PDIRD-GN 2016 da Sonorgás abrange 10 capítulos.

Como introdução da Proposta de PDIRD-GN 2016 da Sonorgás, o capítulo 1 apresenta o sumário executivo, a descrição das melhorias e alterações compreendidas na Proposta de PDIRD-GN 2016 comparativamente à proposta de plano anterior e um enquadramento macroeconómico.

No capítulo 2 é efetuada uma breve caracterização das infraestruturas de distribuição de gás natural, incluindo a descrição da evolução dos investimentos ocorridos entre 2011 e 2015 e a análise por tipo de investimento e por polo de consumo.

No capítulo 3 do documento é apresentada uma caracterização do investimento previsto efetuar durante o período de 2016 a 2021 e os principais pressupostos base utilizados para o cálculo dos valores de investimento. Os investimentos encontram-se divididos entre investimento em redes, rede secundária e ramais, investimento em clientes, conversões e reconversões, contadores e redutores. A empresa refere que os custos unitários dos investimentos a efetuar ao nível da construção da rede secundária e ramais correspondem aos valores de mercado. O investimento em conversões e reconversões, contadores e redutores foi calculado com base na estimativa de novos clientes que a Sonorgás estima angariar, em linha com o investimento previsto em rede secundária e ramais.

O capítulo 4 caracteriza e detalha os investimentos por polo de consumo, distinguindo entre os atuais e os novos, para o período de 2016 a 2021.

No capítulo 5 é detalhada a evolução de clientes e volumes de GN veiculado para os anos de 2016 a 2021, quer para os polos de consumo já existentes, quer para as 18 novas licenças já atribuídas. Para os novos polos de consumo é apresentada a evolução temporal das taxas de penetração a atingir, de acordo com a informação obtida pela Sonorgás na fase de concurso.

No capítulo 6 são descritos os indicadores de investimento, tais como os custos unitários de construção de rede secundária e ramais e investimento por ponto de ligação adicional. Os critérios objetivos da seleção de investimentos são apresentados no capítulo 7 e no capítulo 8 descrevem-se os resultados dos critérios utilizados. Por último, nos capítulos 9 e 10 são identificados os benefícios associados à caracterização dos projetos e o impacto do investimento nas tarifas de gás natural, respetivamente.

2.4 PROPOSTA DE PDIRD-GN 2016 DA TAGUSGÁS

A Proposta de PDIRD-GN 2016 da Tagusgás apresenta 6 capítulos. O primeiro capítulo apresenta o sumário executivo e o enquadramento, iniciando-se com as referências ao enquadramento legal e à caracterização da atividade de distribuição de gás natural, seguindo-se a apresentação dos objetivos do

plano de investimento. Neste capítulo também são descritas as melhorias e as alterações à Proposta de PDIRD-GN 2016 comparativamente ao ocorrido na Proposta de PDIRD-GN 2014, das quais se destacam a caracterização da área de concessão, a descrição do investimento e as metodologias de avaliação do investimento.

No segundo capítulo, a Tagusgás apresenta a caracterização das infraestruturas de gás natural e a evolução entre 2011 e 2015 de um conjunto de indicadores relacionados com a infraestrutura física da Tagusgás e a área de concessão.

No terceiro capítulo é referenciada a conjuntura macroeconómica subjacente ao seu plano de investimentos, seguindo-se o quarto capítulo com a descrição da dinâmica de investimento da Tagusgás no período de 2011 a 2015.

No quinto capítulo são apresentados os pressupostos e as previsões de evolução da procura de gás natural para o período 2017 a 2021. Neste capítulo refere-se a identificação da tipologia de clientes utilizada e a metodologia de projeção dos consumos.

No sexto capítulo, a Tagusgás apresenta as propostas de investimento divididas nas seguintes rubricas: ligações de clientes, redes, ramais, contadores, sistemas de informação, TPE, pedidos extraordinários e outros. Para cada área, apresenta critérios de investimento qualitativos, que se traduzem essencialmente no acesso de novos clientes à rede e em assegurar as obrigações regulamentares de acesso à rede, bem como as principais obras a realizar. Adicionalmente, são apresentados alguns indicadores relativos ao investimento por cliente ou por metros de rede, verificando-se que os investimentos em redes representam quase metade do investimento total, as ligações de clientes cerca de 22% e os investimentos nos sistemas de informação cerca de 8%.

No sexto capítulo são ainda identificados os objetivos e os benefícios para o Sistema Nacional de Gás Natural decorrentes da proposta apresentada. Neste capítulo destaca-se a avaliação do impacte tarifário, incluindo uma análise de sensibilidade e os benefícios macroeconómicos para a região.

Na parte final do documento, encontram-se as fichas de caracterização para cada projeto de investimento.

2.5 SÍNTESE

Face às descrições das Propostas de PDIRD-GN 2016 acima apresentadas, verifica-se uma evolução positiva, em linha com os comentários que constavam do Parecer da ERSE às Propostas de PDIRD-GN 2014, que conduziu, em termos gerais, à definição por parte dos ORD de uma estrutura comum dos documentos, mantendo-se no entanto algumas diferenças, nomeadamente, na coerência das metodologias utilizadas, por exemplo, na seleção de investimentos. É de referir que as metodologias

utilizadas pelos ORD são o TIR/ROR (EDP Gás Distribuição), TOTEX (grupo GALP), o VAL (Tagusgás) e indicadores limite por ponto de ligação adicional (Sonorgás).

Assim, cada documento de Proposta de PDIRD-GN 2016, de uma forma geral, encontra-se dividido em seis partes: (i) sumário executivo e enquadramento, onde se mencionam as obrigações de realização do documento e alguma informação adicional para a realização do mesmo, (ii) caracterização das infraestruturas de gás natural, (iii) conjuntura macroeconómica, (iv) critérios de planeamento e seleção de investimentos, onde se apresentam de forma qualitativa os objetivos das decisões de investimento, (v) evolução e caracterização dos novos projetos de investimento divididos em 3 grupos de investimento, incluindo alguns indicadores de análise de investimento, designadamente, investimento por número de clientes, por quilómetros de rede, entre outros (vi) previsões dos volumes veiculados e pontos de abastecimento e (vii) identificação qualitativa dos benefícios associados aos novos investimentos.

Ainda no que diz respeito aos comentários do anterior Parecer da ERSE, mantêm-se a dificuldade na apresentação de benefícios por parte dos ORD, nomeadamente na quantificação de benefícios associados aos novos investimentos. Indo ao encontro de comentários recebidos durante a Consulta Pública às propostas de PDIRD-GN 2016, a ERSE irá promover reuniões com todos os ORD que permitam identificar possíveis melhorias a introduzir neste domínio, que deverão constar de futuras edições de propostas de PDIRD-GN.

3 APRESENTAÇÃO DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

As propostas de PDIRD-GN 2016, para o período 2017 a 2021, são constituídas por onze propostas de planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás natural, uma para cada um dos ORD do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Estas propostas correspondem ao segundo conjunto de propostas de PDIRD-GN a serem apresentadas (as primeiras propostas referiam-se ao período de 2015 a 2019) na sequência da redação do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

Seguidamente apresentam-se os seguintes aspetos das propostas de PDIRD-GN 2016:

- Caracterização dos investimentos propostos;
- Os indicadores apresentados pelos ORD, tendo em vista a aferição da eficiência do investimento proposto.

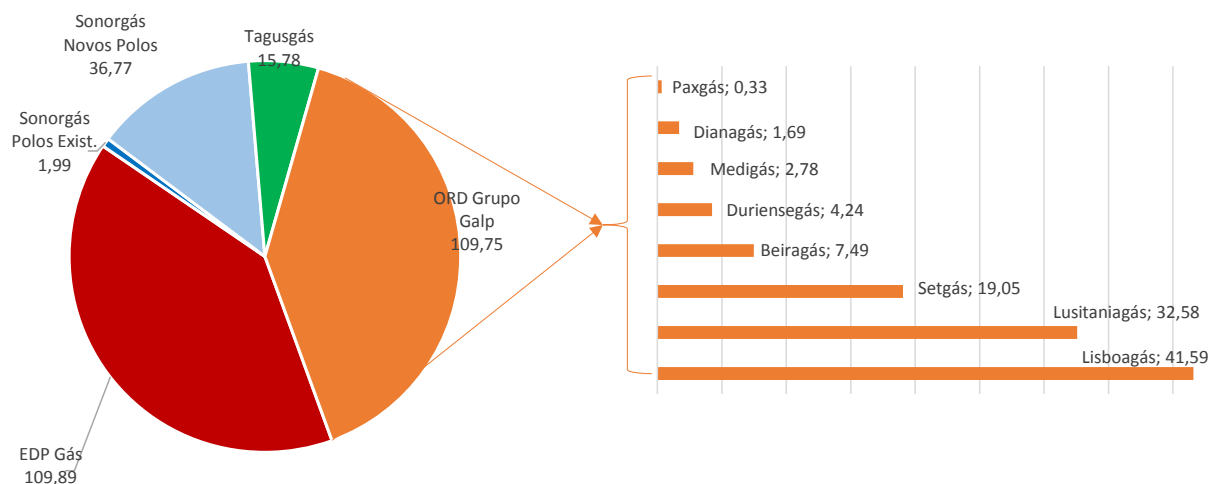
3.1 CARACTERIZAÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO

No total, as Propostas de PDIRD-GN 2016 submetidas pelos operadores das redes de distribuição de gás natural ascendem a 274,18 milhões de euros para o período de 2017 a 2021. A Figura 3-1 apresenta os montantes totais de investimento relativos aos oito ORD do grupo Galp, da EDP Gás Distribuição, da Tagusgás e da Sonorgás.

Ao contrário do que se verificava na proposta de PDIRD-GN 2014, o montante do investimento da EDP Gás Distribuição é agora muito próximo do montante de investimento do conjunto de ORD do grupo Galp. No entanto, é de referir que as oito empresas do grupo Galp cobrem uma área geográfica muito superior à da EDP Gás Distribuição. Esta situação revela que a estratégia adotada pela EDP Gás Distribuição vai no sentido de uma maior expansão da distribuição de gás natural na sua área concessionada.

A Figura 3-1 apresenta também a desagregação do investimento do grupo Galp pelos oito ORD que o constituem. Na análise da figura destaca-se a maior expressão do investimento proposto para as empresas concessionárias, designadamente a Lisboagás, Lusitaniagás, Setgás e Beiragás, face aos montantes propostos para as licenciadas, a Duriensegás, a Medigás, a Dianagás e a Paxgás.

Figura 3-1 – Montantes de investimento das propostas de PDIRD-GN 2016



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Em comparação com as anteriores Propostas de PDIRD-GN 2014 verificou-se um aumento do valor do investimento total de 2,53%, como se pode constatar no Quadro 3-1. Este aumento resulta, por um lado, do aumento de 38,2% do investimento previsto pela Tagusgás (passando de 11,42 M€ na proposta de PDIRD-GN anterior para 15,78 M€) e, por outro, pelo investimento identificado pela Sonorgás relativo aos 18 novos polos de consumo (no montante de 36,77 M€), atribuídos a 4 de setembro de 2015 por Despacho do Secretário de Estado da Energia. De notar que se o investimento previsto pela Sonorgás para os novos polos não fosse considerado, o montante total de investimento para o período de 2017 a 2021 registaria uma redução de 11,22% face ao período anterior (2015-2019).

Quadro 3-1 – Comparação entre os montantes previstos nas últimas Propostas de PDIRD-GN

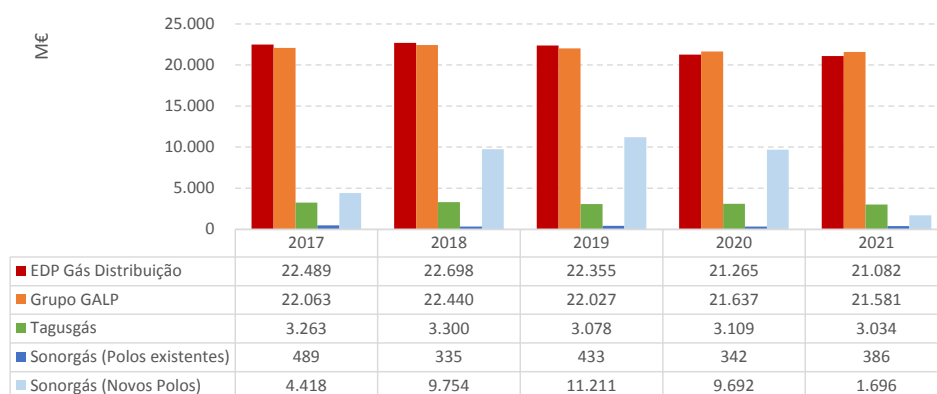
Valor de Investimento Total (M€)			
Empresas	PDIRD-GN 2016 (2017-2021)	PDIRD-GN 2014 (2015-2019)	Δ Investimento
EDP Gás Distribuição	109,89	128,59	-14,54%
Sonorgás Polos Exist.	1,99	8,78	-77,39%
Sonorgás Novos Polos	36,77	-	-
Tagusgás	15,78	11,42	38,24%
ORD Grupo Galp	109,75	118,62	-7,48%
<i>Lisboagás</i>	41,59	52,01	-20,03%
<i>Lusitaniagás</i>	32,58	29,58	10,13%
<i>Setgás</i>	19,05	18,97	0,46%
<i>Beiragás</i>	7,49	7,17	4,48%
<i>Duriensegás</i>	4,24	4,25	-0,31%
<i>Mediagás</i>	2,78	3,44	-19,28%
<i>Dianagás</i>	1,69	2,48	-31,79%
<i>Paxgás</i>	0,33	0,73	-54,37%
Total	274,18	267,40	2,53%
Total s/ Novos polos			-11,22%

Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

As Propostas de PDIRD-GN 2016 apresentadas integram um horizonte de cinco anos, estando a repartição dos montantes de investimento por cada um dos anos apresentada na Figura 3-2.

As Propostas de PDIRD-GN apresentadas repartem o investimento de uma forma quase equitativa por cada um dos cinco anos considerados, com a exceção da Sonorgás no que se refere aos novos polos de consumo. Para estes novos polos, o valor do investimento anual apresenta uma tendência crescente até 2019, invertendo-se essa tendência em 2020 e 2021.

Figura 3-2 – Repartição do investimento no período de 2017 a 2021



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Nos capítulos seguintes apresenta-se o investimento por Proposta de PDIRD-GN 2016, incluindo a análise sumária do investimento que foi efetivamente aceite pela ERSE para determinação de tarifas entre 2010 e 2015. De notar que o investimento real aceite pela ERSE não coincide necessariamente com o investimento realizado pelo respetivo ORD para cada ano. As diferenças entre estas duas grandezas pode resultar do facto de parte do investimento efetuado não ser aceite pela ERSE para efeitos tarifários e/ou parte do investimento que é efetuado pelo ORD num certo ano se referir a um ativo que apenas entra em exploração num ano posterior ao da sua realização.

A desagregação do investimento nas suas principais componentes (para o período 2010 a 2015) foi determinada com base nos dados do investimento realizado entre 2010 e 2015, de acordo com o investimento aceite e com a informação dos relatórios de execução de investimentos enviados à ERSE pelos ORD.

Os dados relativos ao ano de 2016 são previsionais. Para o período que abrange os anos do período 2017 a 2021 os investimentos apresentados são os que constam de cada proposta submetida pelo respetivo ORD.

Posteriormente serão apresentados alguns dados físicos do investimento e os custos unitários das principais rubricas de investimento.

3.1.1 PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016 DO GRUPO GALP

Contrariamente às Propostas do PDIRD-GN 2014, sobre o período de 2015 a 2019, o Grupo Galp apresentou uma proposta individual de PDIRD-GN para cada um dos oito ORD (i.e. Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás e Setgás) do grupo Galp. Cada uma das propostas apresenta um índice idêntico incluindo oito capítulos. A presente secção relaciona-se sobretudo com o capítulo plano de investimento e respetivos anexos das Propostas de PDIRD-GN 2016.

A Figura 3-3 apresenta a evolução e desagregação do investimento real aceite e proposto pelos ORD do grupo Galp para o período compreendido entre 2010 e 2021. Como referido anteriormente, os dados do investimento global de 2010 a 2015 referem-se a investimentos reais aceites pela ERSE para determinação de tarifas. A respetiva desagregação pelas principais rubricas de investimento é determinada com base em dados do investimento realizado retirados dos relatórios anuais de execução enviados à ERSE pelos ORD. Os dados relativos ao ano de 2016 são previsionais. Para o período que inclui os anos de 2017 a 2021, os investimentos apresentados são a soma dos investimentos que constam de cada proposta submetida por cada um dos ORD do grupo Galp.

A Figura 3-3 mostra que o investimento real aceite para as redes de distribuição vem decrescendo progressivamente de 2010 até 2015. Em 2016 há um ligeiro aumento do valor previsto do investimento global (embora este valor seja previsual). O investimento programado do grupo Galp caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os 22 M€ para o período de 2017 a 2021.

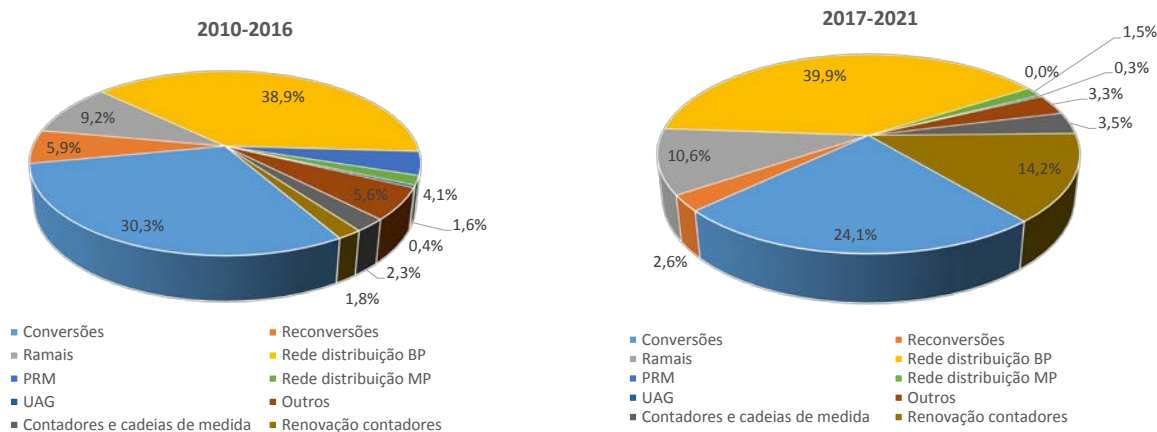
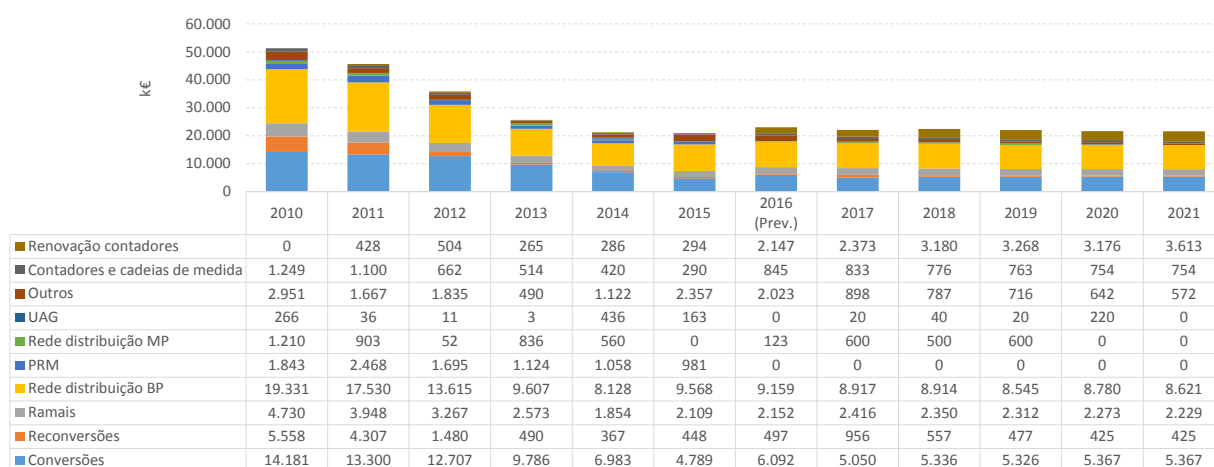
A desagregação do investimento nas suas principais componentes permite constatar que o investimento se concentra na construção de rede secundária (baixa pressão) e nas intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões).

A esse respeito as diversas Propostas de PDIRD-GN 2016 referem que “o nível de investimento anual previsto na proposta de PDIRD resulta das decisões estratégicas definidas pela empresa, no atual enquadramento do setor do gás natural, que se consubstanciam num esforço financeiro comparativamente mais reduzido a períodos anteriores”. No caso das empresas concessionadas do grupo GALP a frase é complementada pela afirmação “apesar de existirem ainda alguns concelhos da Concessão que não têm acesso ao GN e que o grau de cobertura geográfica dos concelhos com GN apresentar um potencial de desenvolvimento maior que o assumido nos objetivos do plano”.

As Propostas de PDIRD-GN 2016 dos ORD do grupo Galp referem as obrigações de ligação de clientes previstas regulamentarmente, no âmbito do RRC. Não referem, no entanto, a obrigação regulamentar de ligar clientes com consumo anual previsto inferior a 10 000 m³ (n) fora da área de influência, caso esses clientes paguem integralmente o custo real da ligação.

Em termos globais, o investimento total nas Propostas de PDIRD-GN 2016 dos oito ORD do Grupo Galp é de 109,8 milhões de euros, o que corresponde a uma redução de 7,5% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-3 – Síntese do investimento real aceite/proposto para o grupo Galp, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Grupo GALP

As Propostas de PDIRD-GN 2016 dos ORD do grupo Galp desagregam o investimento em três grandes tipologias, definidas como se segue:

- Investimento em desenvolvimento de negócio: inclui o investimento em expansão para ligação de novos pontos de consumo e incremento de volume de GN. Estes investimentos são ainda separados em: i) rede secundária, ii) ramais, iii) conversões e reconversões e iv) contadores/cadeias de medida.
- Investimento em infraestruturas existentes: inclui o investimento em intervenção na rede e infraestruturas existentes, e.g. reestruturação/ renovação de redes e ramais;
- Investimento em outras atividades: inclui o investimento em projetos, cadastro, renovação de contadores e outros investimentos de carácter transversal à operação da rede de distribuição.

Considerando o agregado dos oito ORD do grupo Galp, cerca de 70% do investimento total corresponde a “investimento em desenvolvimento de negócio”; 14% corresponde a “investimento em infraestruturas existentes” e 16% em “investimento em outras atividades”.

Nos capítulos seguintes apresenta-se a desagregação e evolução do investimento para cada um dos ORD do grupo Galp para o quinquénio 2017-2021. Além disso, analisa-se o investimento real aceite (ou previsional para o ano de 2016) para cada um dos 8 ORD no horizonte temporal 2010-2016.

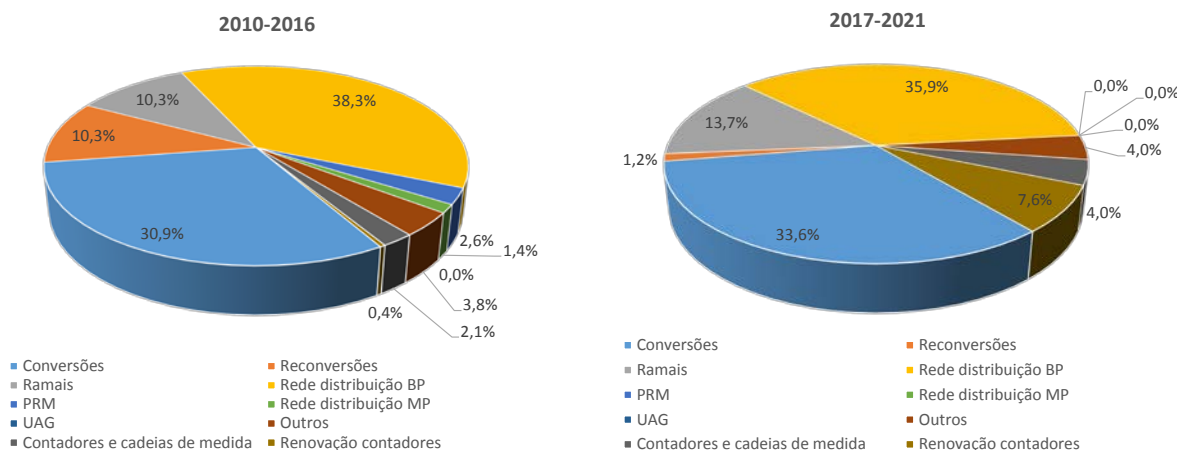
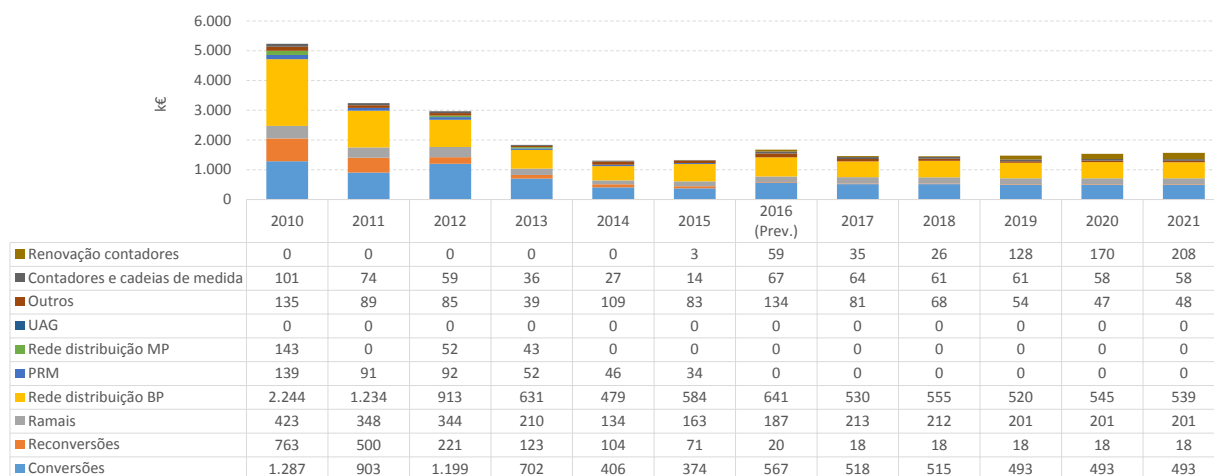
3.1.1.1 BEIRAGÁS

A figura seguinte apresenta a evolução do investimento real aceite e proposto pela Beiragás para o período compreendido entre 2010 e 2021.

O investimento real aceite para as redes de distribuição vem decrescendo progressivamente de 2010 até 2015. Em 2016 há um ligeiro aumento do valor previsto do investimento global. O investimento programado da Beiragás caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os 1,5 M€ para o período de 2017 a 2021, valor bastante abaixo do valor anual médio aceite no período 2010-2015 (cerca de 2,7 M€). A Beiragás refere que o nível de investimento anual previsto na Proposta de PDIRD-GN 2016 consubstancia-se num esforço financeiro comparativamente mais reduzido a períodos anteriores que resulta de decisões estratégicas definidas pela empresa. Tal como referido nesta Proposta de PDIRD-GN “esta tendência de alisamento do nível de investimento anual para o quinquénio explica-se pela decisão de orientar o esforço de investimento da Beiragás para os concelhos já gaseificados ou próximos da rede de distribuição existente, com reforço da rentabilização do investimento estruturante em infraestruturas realizado no passado para ligação à rede local de distribuição”.

Em termos globais, o investimento da Beiragás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a um aumento de 4,5% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-4 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Beiragás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Beiragás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na Proposta de PDIRD-GN 2016 da Beiragás, 80% e 10% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. De referir que 72% do valor do “Investimento em outras atividades” deve-se ao projeto de renovação de contadores.

A desagregação do investimento nas suas principais rubricas permite constatar que o investimento se concentra na construção de rede secundária (baixa pressão) e nas intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões). O investimento proposto no plano assenta em pequenas extensões de redes construídas ou a construir sobre a infraestrutura de distribuição já em serviço para ligar novos clientes de GN.

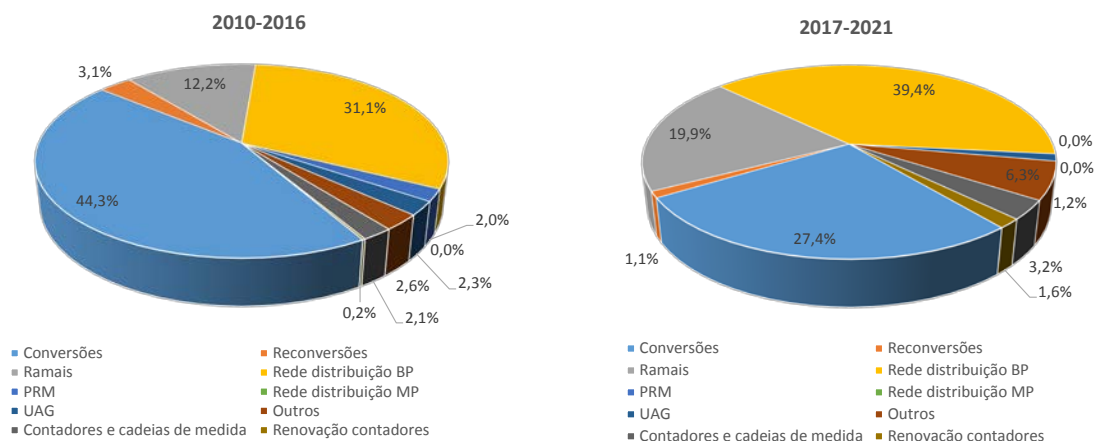
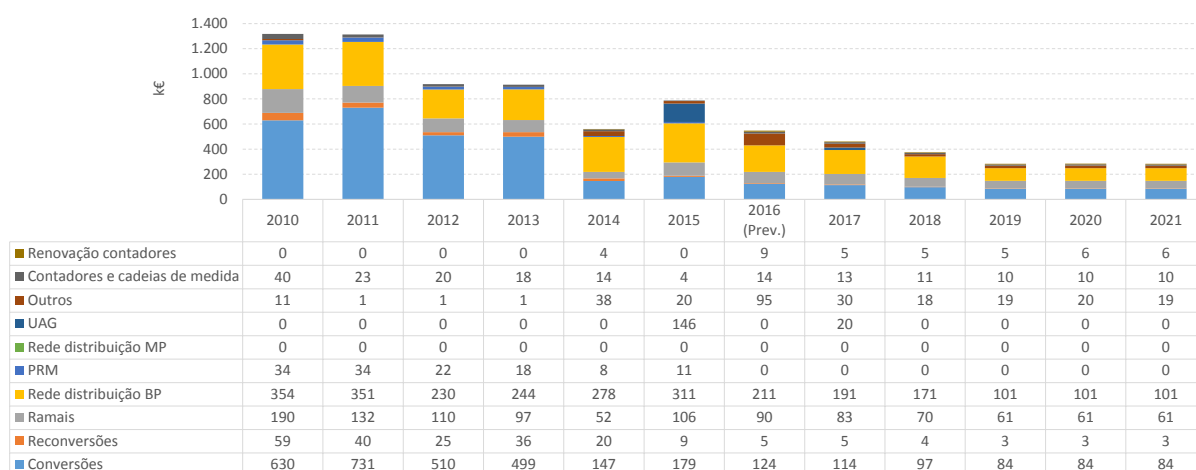
3.1.1.2 DIANAGÁS

A Figura 3-5 apresenta a evolução do investimento real aceite e proposto pela Dianagás para o período compreendido entre 2010 e 2021.

Como se observa na figura seguinte, após uma tendência de desaceleração verificada no período de 2010-2015, o investimento proposto pela Dianagás caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os 338 milhares € para o período de 2017 a 2021, bastante inferior ao valor anual médio aceite entre 2010 e 2015 de 968 milhares €. Estes dados apontam para a tendência de redução do investimento que, de acordo com a Dianagás, resulta de decisões estratégicas definidas pela empresa.

Em termos globais o investimento da Dianagás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a uma redução de 32% relativamente ao exercício de elaboração das Propostas de PDIRD-GN 2014.

Figura 3-5 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Dianagás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Dianagás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na Proposta de PDIRD-GN 2016 da Dianagás, 83% e 9% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. Ao contrário do que acontece para a Beiragás, no caso da Dianagás apenas 20% do valor do “Investimento em outras atividades” é alocado ao projeto de renovação de contadores.

A análise das principais rubricas do investimento permite constatar que o investimento se concentra em conversões e reconversões e na ligação de novos pontos de consumo. Para o período 2010-2016, o investimento em conversões e reconversões representou cerca de 47% e o investimento em rede de distribuição em baixa pressão (BP) cerca de 31% do investimento global da Dianagás. Para o período de 2017 a 2021, a Dianagás apresentou um investimento em conversões e reconversões que representará cerca de 28% e um investimento em rede de distribuição BP de cerca de 39% do investimento total.

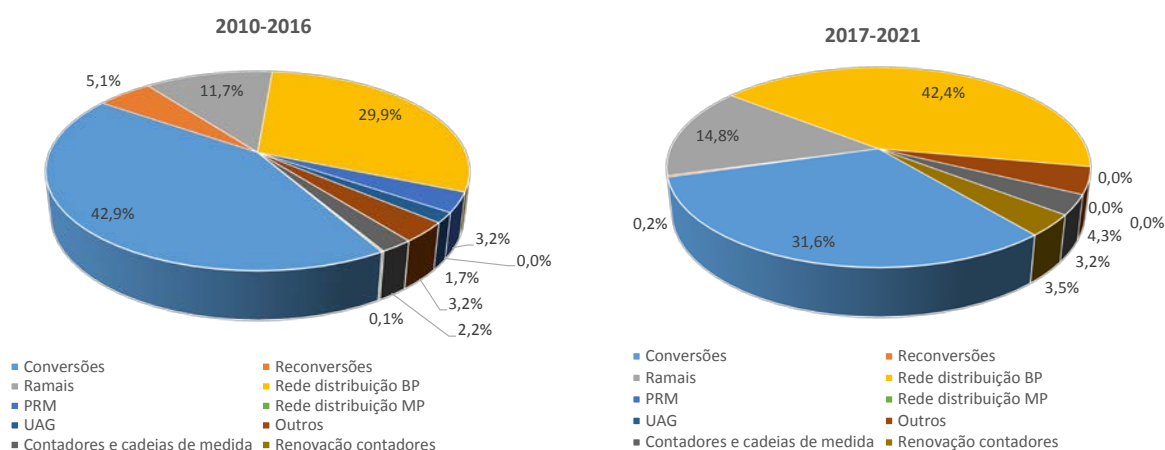
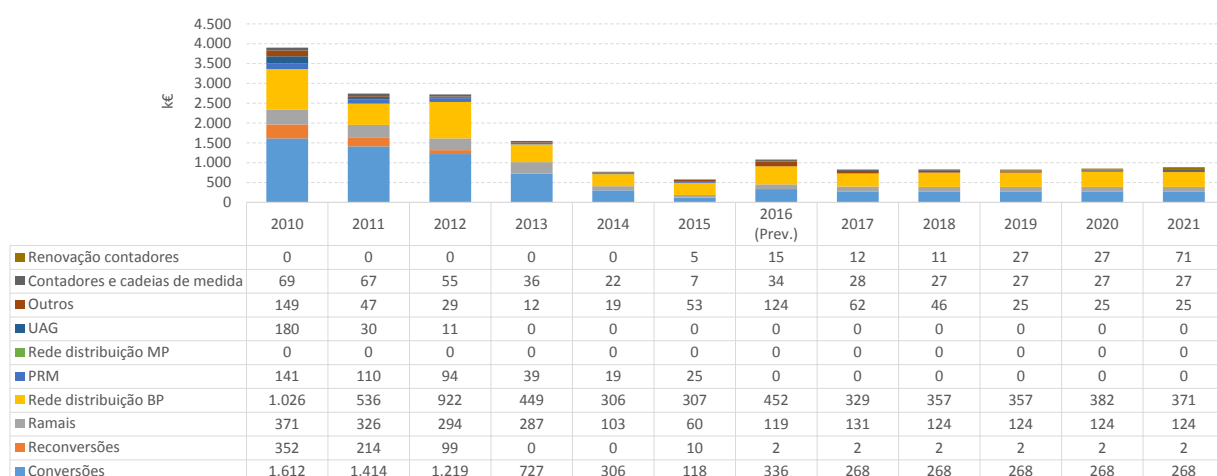
3.1.1.3 DURIENSEGÁS

A Figura 3-6 apresenta a evolução do investimento real aceite e proposto pela Duriensegás para o período 2010-2021.

De modo similar ao que sucede com a Beiragás, o investimento real aceite para a Duriensegás entre 2010 e 2015 decresceu significativamente passando de 3,9 M€ (em 2010) para 584 milhares € (em 2015). Para o ano de 2016 o investimento previsto aumentou ligeiramente para cerca de 1 M€, e para o período que abrange os anos 2017-2021 há uma tendência de estabilização (o valor anual médio do investimento ronda os 848 milhares €).

Em termos globais, o investimento da Duriensegás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a uma redução de 0,3% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-6 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Duriensegás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Duriensegás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na Proposta de PDIRD-GN 2016 da Duriensegás, 81% e 11% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. Verifica-se que 44% do valor do “Investimento em outras atividades” deve-se ao projeto de renovação de contadores.

Em termos do peso relativo das principais rubricas que constituem o investimento, e comparando o período 2010-2016 com o período de 2017 a 2021, verifica-se uma tendência para a redução do peso relativo dos investimentos em conversões e reconversões e o aumento do peso relativo dos investimentos em rede de distribuição BP.

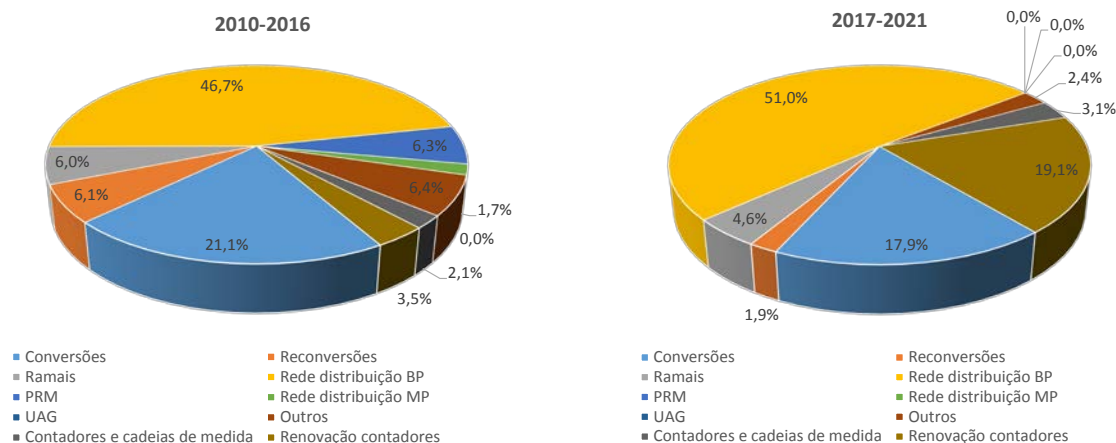
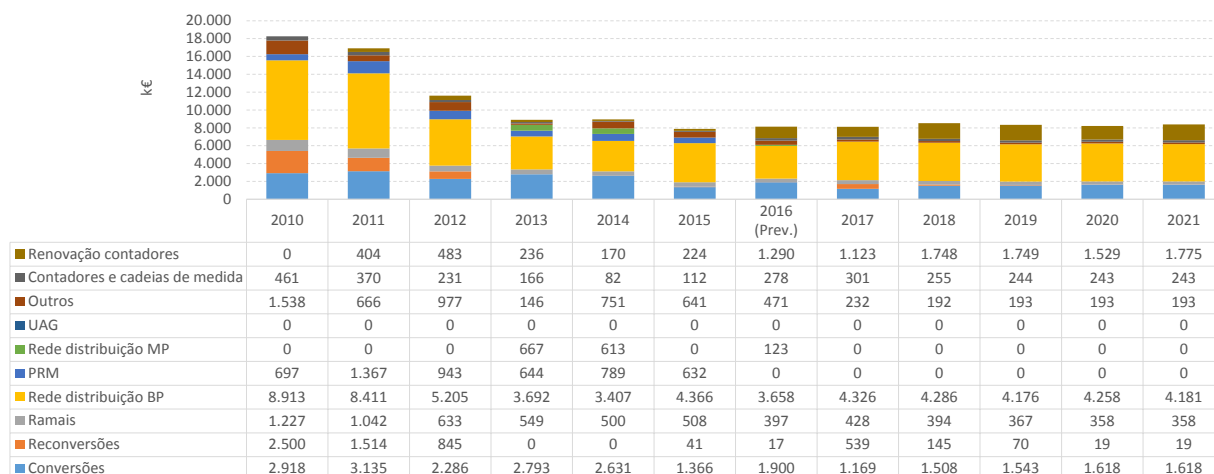
3.1.1.4 LISBOAGÁS

A Figura 3-7 apresenta a evolução do investimento real aceite e proposto pela Lisboaagás para o período compreendido entre 2010 e 2021.

Semelhante aos restantes ORD do grupo Galp verifica-se uma tendência acentuada de desaceleração do investimento no período 2010-2015. Em 2016 o investimento previsto apresenta um ligeiro aumento e entre 2017 e 2021 há uma tendência para a estabilização do investimento em torno dos 8,3 M€ (valor médio anual).

Em termos globais, o investimento da Lisboaagás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a uma redução de 20% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-7 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Lisboaagás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Lisboaagás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na Proposta de PDIRD-GN 2016 da Lisboaagás, 58% e 21% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. Na atual Proposta de PDIRD-GN 2016, a Lisboaagás mantém o esforço de renovação da rede de distribuição de gás natural, o que constitui uma especificidade deste ORD. A Lisboaagás refere que “o projeto de renovação de rede é essencialmente um projeto para o concelho de Lisboa que se destina a substituir rede antiga, construída com matérias e tecnologias ultrapassadas, por forma a melhorar as condições de segurança e de integração com as redes dos concelhos limítrofes”. Verifica-se que 92% do valor do “Investimento em outras atividades” deve-se ao projeto de renovação de contadores.

A desagregação do investimento nas suas principais componentes permite verificar que cerca de 50% do investimento se concentra na rede de distribuição BP. O investimento em conversões e reconversões representou 27% do investimento total para o período 2010-2016 e representará 20% para o período de 2017 a 2021. O peso relativo da rubrica “Renovação de contadores” deverá aumentar de 3% (no período 2010-2016) para 19% (no período de 2017 a 2021).

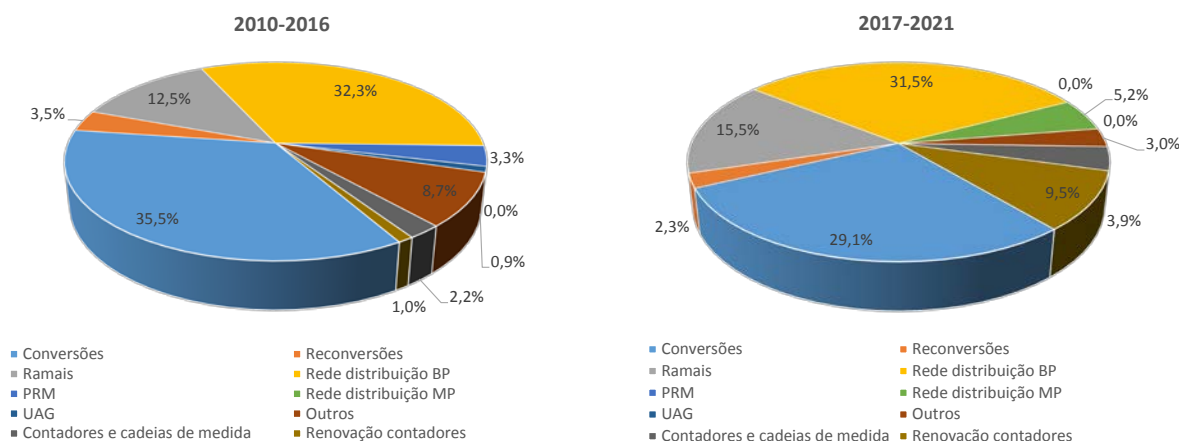
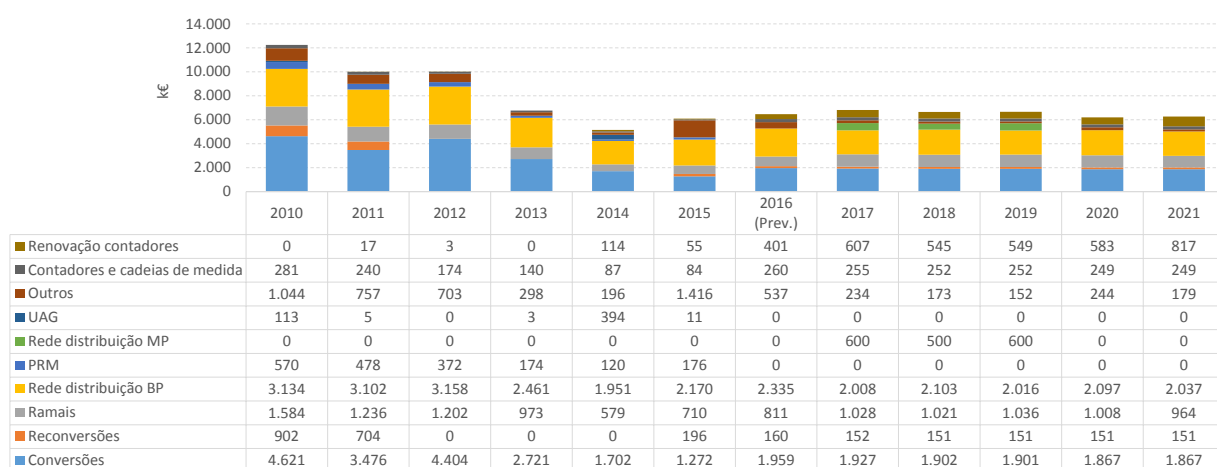
3.1.1.5 LUSITANIAGÁS

A figura seguinte apresenta a evolução do investimento real aceite e proposto pela Lusitaniagás para o período em análise i.e. 2010-2021.

Tal como se verifica na figura, entre 2010 e 2015 o investimento real aceite da Lusitaniagás registou uma acentuada desaceleração. Em 2016 houve um aumento moderado do investimento previsional face ao ano anterior. Para o período de 2017 a 2021, a proposta da Lusitaniagás apresenta uma tendência de estabilização do nível anual médio (cerca de 6,5 M€).

Em termos globais, o investimento da Beiragás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a um aumento de 10,1% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-8 – Síntese do investimento real aceite/proposto para a Lusitaniagás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Lusitaniagás

O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimentos em infraestruturas existentes” representa na Proposta de PDIRD-GN 2016 da Lusitaniagás, 78% e 10% da totalidade do montante apresentado, respetivamente. No que concerne a “investimentos em infraestruturas existentes” destaca-se o peso relativo (cerca de 50%) do investimento em construção de rede primária (MP) para reforçar a segurança de abastecimento da rede do Eixo da Figueira da Foz, possibilitando a interligação de 2 GRMS¹⁰ (Lares e Alfarelos). Relativamente ao “investimento em outras atividades” verifica-se que 86% do valor dessa rubrica deve-se ao projeto de renovação de contadores.

A desagregação do investimento nas suas principais componentes permite verificar que o investimento se concentra na rede de distribuição BP e em conversões e reconversões. O peso relativo da rubrica

¹⁰ Gas Regulating and Metering Station

“renovação de contadores” deverá aumentar de 1% (no período 2010-2016) para 10% (no período de 2017 a 2021).

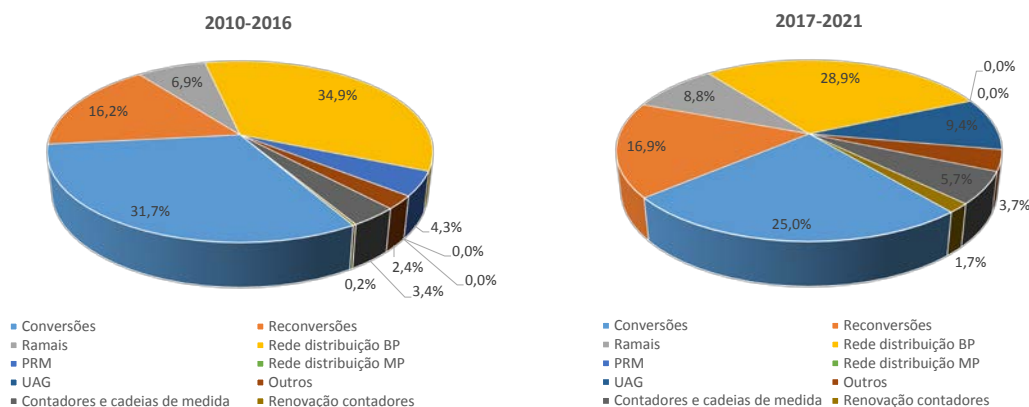
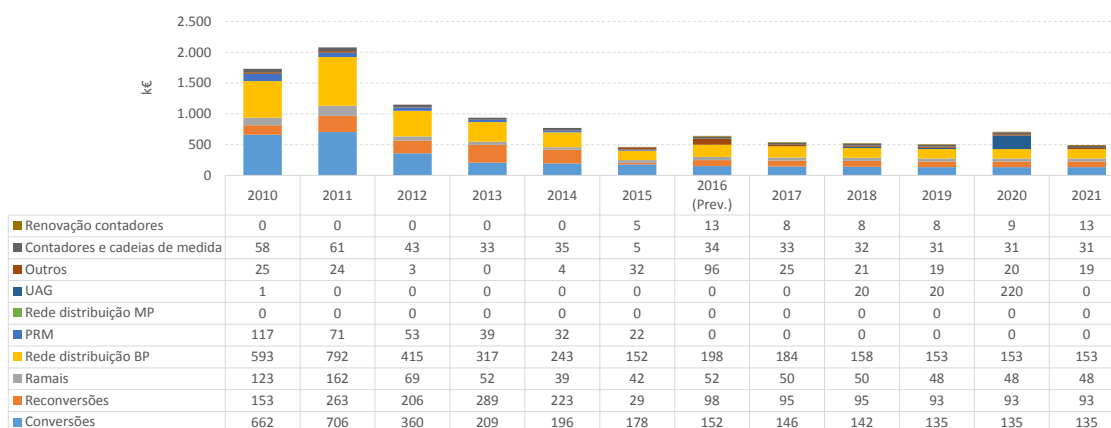
3.1.1.6 MEDIGÁS

A figura seguinte apresenta a evolução do investimento real aceite e proposto pela Medigás para o período compreendido entre 2010 e 2021.

No período 2010-2016, o valor médio anual do investimento real aceite/ previsual rondou os 1,1 M€ enquanto para o período de 2017 a 2021 há uma tendência acentuada de redução do investimento proposto (em média o nível de investimento rondará os 555 milhares de € por ano).

Em termos globais o investimento da Medigás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a uma redução de 19,2% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-9 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Medigás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Medigás

Tal como apresentado na proposta da Medigás, o valor do “Investimento em Desenvolvimento de Negócio” tem um peso significativo (correspondendo a cerca de 83% do total do investimento entre 2017 e 2021). As rubricas com maior peso referem-se à rede de distribuição BP (29%) e investimento em conversões e reconversões (42% do total).

O “Investimento em infraestruturas existentes de distribuição” corresponde a 11% do total de investimento. De destacar o peso relativo do investimento relativo às UAGs que corresponde a cerca de 9% do total do investimento que abrange o período de 2017 a 2021.

Relativamente ao “Investimento em outras atividades” verifica-se que 31% do valor dessa rubrica deve-se ao projeto de renovação de contadores.

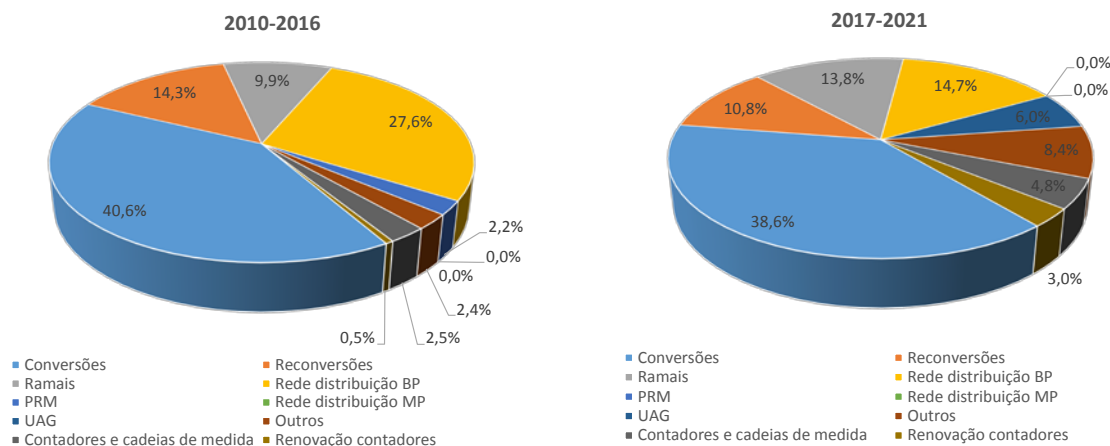
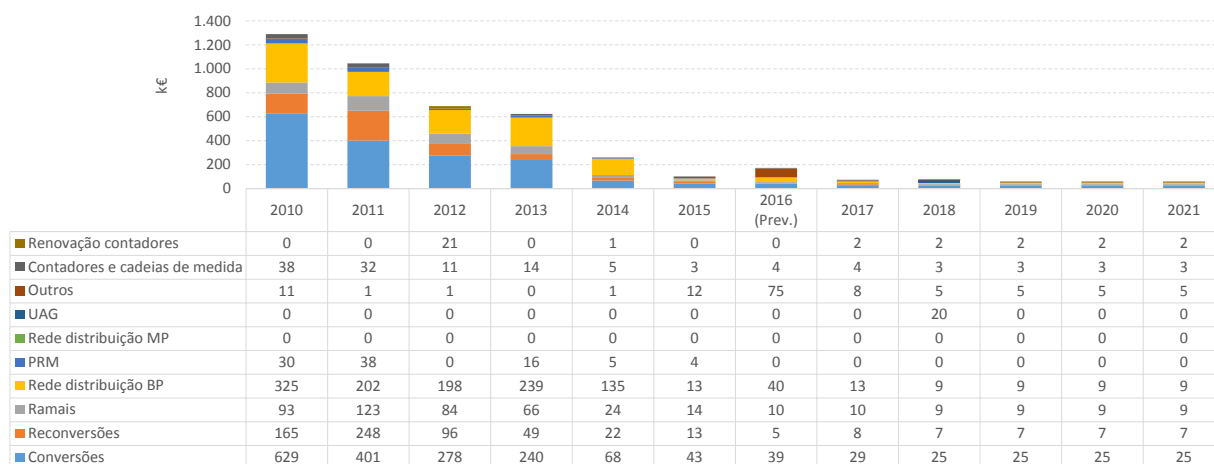
3.1.1.7 PAXGÁS

A Figura 3-10 apresenta a evolução do investimento real aceite e proposto pela Paxgás para o período compreendido entre 2010 e 2021.

Da análise da figura seguinte podemos concluir que o investimento aceite / proposto da Paxgás se tem vindo a reduzir de forma acentuada entre 2010 e 2021. Enquanto no período 2010-2016 o valor médio anual do investimento real aceite/ previsional (para 2016) rondou os 598 milhares €, para o período de 2017 a 2021 o investimento proposto é em média de 67 milhares de € por ano.

Em termos globais o investimento da Paxgás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a uma redução de 54% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-10 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Paxgás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Paxgás

A distribuição do investimento previsto para o período 2017-2021 pelas 3 tipologias de projetos é a seguinte: 78% corresponde a “Investimento em Desenvolvimento Negócio”; 10% refere-se a “Outros investimentos em infraestrutura e 12% corresponde a “Outros investimentos”.

A desagregação do investimento nas suas principais componentes permite verificar que o investimento se concentra na rede de distribuição BP e em conversões e reconversões. No entanto, espera-se uma redução para quase metade do peso relativo do investimento em rede de distribuição BP do período 2010-2016 para o período de 2017 a 2021 (passando de 28% para 15%).

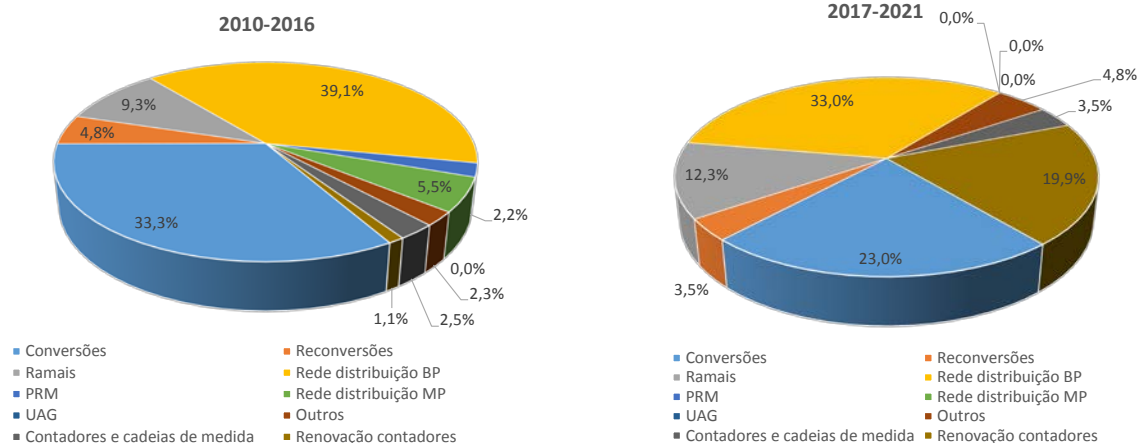
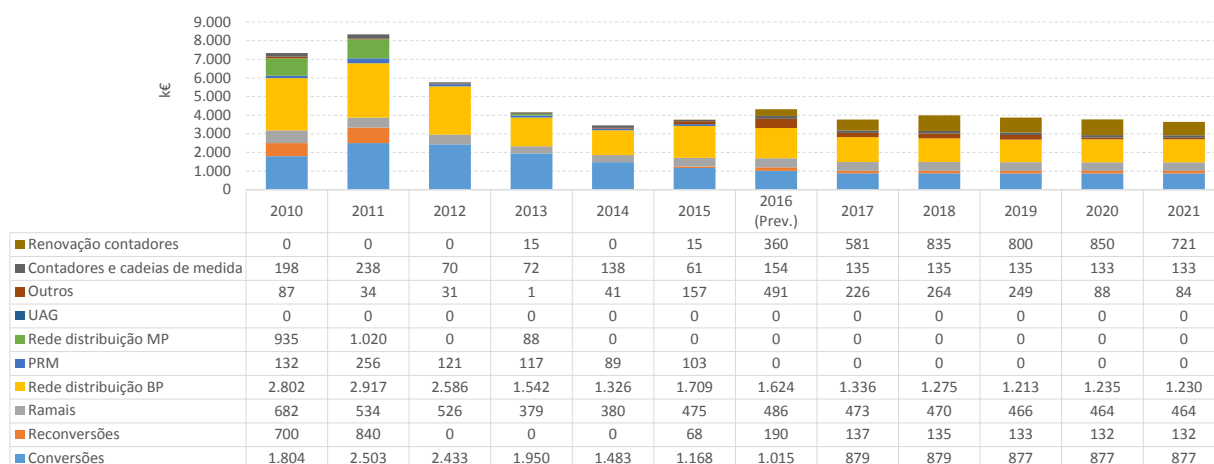
3.1.1.8 SETGÁS

A Figura 3-11 apresenta uma síntese do investimento real aceite/ estimado pela Setgás entre 2010 e 2016 e o investimento proposto para o período 2017-2021.

No período de 2010-2014 verificou-se uma tendência de desaceleração do investimento real aceite passando de cerca de 7,3 M€ em 2010 para 3,5 M€ em 2014. Em 2015 e 2016 verificou-se um ligeiro aumento dos níveis de investimento face aos anos anteriores. O período de 2017-2021 caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio do investimento proposto em torno dos 3,8 M€.

Em termos globais, o investimento da Setgás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a um aumento de 0,5% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-11 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Setgás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Setgás

A distribuição do investimento previsto pela Setgás para o período 2017-2021 reparte-se nas seguintes três tipologias de investimento: investimento em desenvolvimento de negócio (71%), outros investimentos em infraestrutura (6%) e outros investimentos (23%). Na tipologia “outros investimentos” verifica-se que 87% do valor do investimento desta tipologia deve-se ao projeto de renovação de contadores.

Semelhante aos restantes ORD do grupo Galp o investimento concentra-se sobretudo na rede de distribuição BP e em conversões e reconversões. De destacar o aumento significativo do peso relativo da rubrica “renovação de contadores” entre 2010-2016 e 2017-2021, passando de 1% para 20% do investimento total.

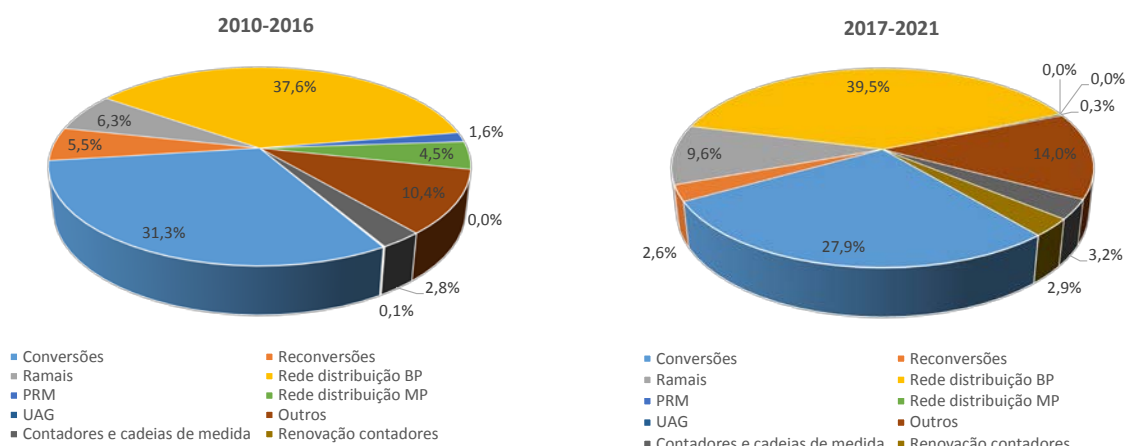
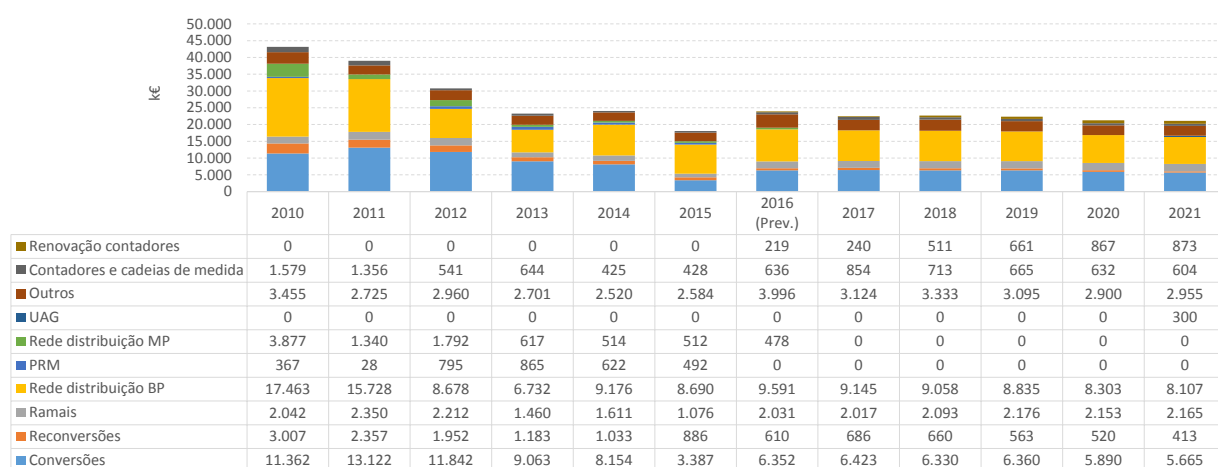
3.1.2 PROPOSTA DE PDIRD-GN 2016 DA EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO

Tal como o grupo Galp, a Proposta de PDIRD-GN 2016 da EDP Gás Distribuição apresenta oito capítulos. A presente secção relaciona-se com o capítulo plano de investimento da Proposta de PDIRD-GN.

A Figura 3-12 apresenta uma síntese do investimento real aceite/ previsional para a EDP Gás Distribuição entre 2010 e 2016 e o investimento proposto para o período de 2017 a 2021, desagregado pelas principais rubricas de investimento.

Em termos globais o investimento da EDP Gás Distribuição na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a uma redução de 14,5% relativamente ao exercício de preparação da Proposta de PDIRD-GN 2014.

Figura 3-12 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a EDP Gás Distribuição, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: EDP Gás Distribuição

O investimento real aceite para a EDP Gás Distribuição registou um decréscimo entre 2010 e 2015 (com exceção do ano 2014). O valor estimado para 2016 apresenta um aumento face ao investimento aceite de 2015. Os valores do investimento anual propostos para período de 2017 a 2021 são relativamente estáveis atingindo os níveis de investimento aceites de 2014.

A EDP Gás Distribuição desagrega o investimento apresentado na Proposta de PDIRD-GN 2016 em três tipologias: “investimento de desenvolvimento de negócio em rede e pontos de abastecimento”; “investimento em infraestruturas de distribuição existentes” e “outros investimentos”. De notar que estas tipologias não correspondem exatamente às tipologias consideradas nas propostas dos ORD do grupo Galp e.g., enquanto nas propostas dos ORD do grupo Galp a “renovação de contadores” é considerada como “outros investimentos”, na proposta da EDP Gás Distribuição a “renovação de contadores” é incluída no “investimento de desenvolvimento de negócio”. O investimento em “desenvolvimento de negócio” e “investimento em infraestruturas de distribuição existentes” representa na Proposta de PDIRD-GN 2016

da EDP Gás Distribuição, 86% da totalidade do montante apresentado. A EDP Gás Distribuição refere na sua proposta que o “desenvolvimento da RNDGN no plano 2017-21, assenta na adoção de soluções que visam corresponder ao desenvolvimento de negócio numa perspetiva de crescimento de mercado, apontando para um crescimento da base de clientes e incremento de consumo previsto”.

A desagregação do investimento nas suas principais rubricas permite constatar que, genericamente, o tipo de intervenções e o seu peso específico se mantém ao longo do horizonte temporal de 2010 a 2021. O investimento concentra-se na construção de rede secundária (baixa pressão) e nas intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões).

De destacar que a EDP Gás Distribuição considerou para o ano 2021 um investimento de 0,3 M€ no concelho de Paredes de Coura relativo a custos de arranque de projeto para futura instalação de UAG.

3.1.3 PROPOSTA DE PDIRD-GN 2016 DA TAGUSGÁS

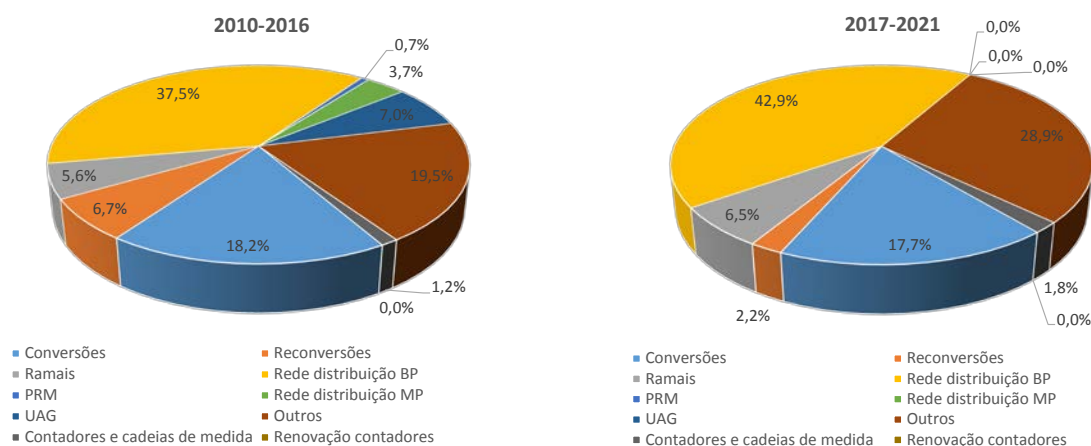
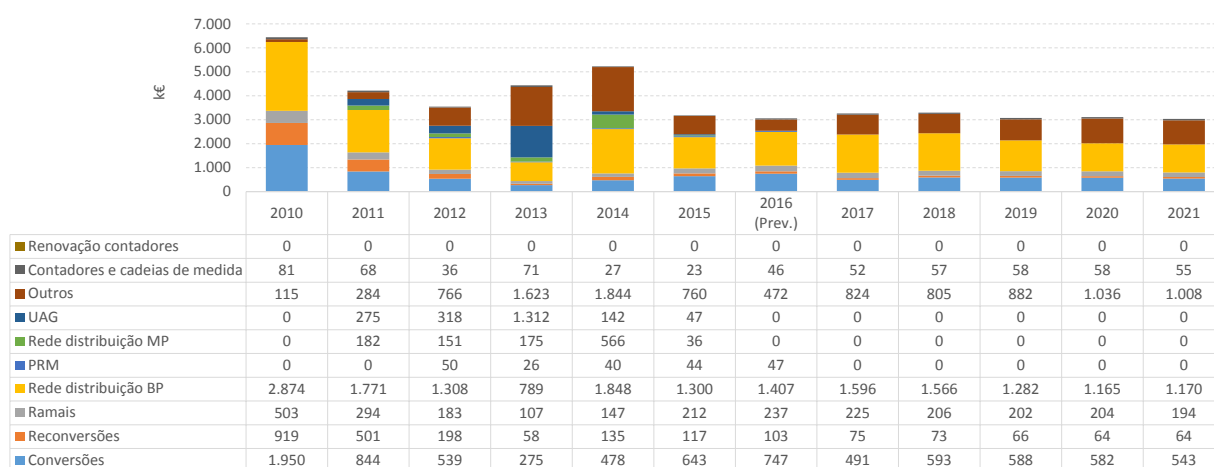
A Proposta de PDIRD-GN 2016 da Tagusgás divide-se em sete capítulos e Anexos.

A Figura 3-13 apresenta a evolução do investimento real aceite e proposto pela Tagusgás para o período compreendido entre 2010 e 2021.

O investimento real aceite para a Tagusgás registou um decréscimo de 2010 até 2012, seguido de um aumento do investimento em 2013 e 2014. Em 2013 esse aumento resultou do investimento realizado em UAG e sistemas de informação, enquanto em 2014 verificou-se um maior investimento em construção de redes e em terrenos e edifícios. Em 2015 e 2016 o investimento retomou os níveis de 2012. O período de 2017 a 2021 caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio do investimento proposto em torno dos 3,2 M€.

Em termos globais, o investimento da Tagusgás previsto na respetiva na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a um aumento de 38,2% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Figura 3-13 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Tagusgás, para o horizonte temporal de 2010 a 2021



Fonte: Tagusgás

De uma forma geral, as rúbricas de expansão de negócio (i.e. construção de redes e ligações de clientes) destacam-se como as de maior investimento. O desenvolvimento de redes de distribuição e a ligação de clientes constitui mais de 70% do investimento na concessão para o período de 2017 a 2021.

A Tagusgás, na sua proposta, destaca o investimento em sistemas de informação que incluem, para além das alterações regulatórias definidas pela ERSE, todas as alterações de carácter tributário, fiscal e demais obrigações legais. Os investimentos ao nível dos sistemas de informação representam cerca de 8% do total do investimento no período de 2017 a 2021.

3.1.4 PROPOSTA DE PDIRD-GN 2016 DA SONORGÁS

A Proposta de PDIRD-GN 2016 da Sonorgás inclui a caracterização dos projetos de investimento em redes, ramais de distribuição e em clientes de cada um dos polos de consumo existentes. A Sonorgás já

era detentora de licenças locais de distribuição de gás natural nos seguintes polos de consumo: Mirandela, Macedo de Cavaleiros, Arcos de Valdevez/Ponta da Barca, Póvoa de Lanhoso e Peso da Régua/Santa Marta de Penaguião. Para além disso, a proposta da Sonorgás inclui separadamente o montante de investimento proposto nas 18 novas licenças de gás natural atribuídas à Sonorgás em dezembro de 2015.

Seguidamente, apresenta-se uma síntese do investimento real aceite e proposto pela Sonorgás para o horizonte temporal entre 2010 e 2021. Nos capítulos seguintes distingue-se o investimento referente aos polos de consumo existentes e aos novos polos atribuídos recentemente à Sonorgás.

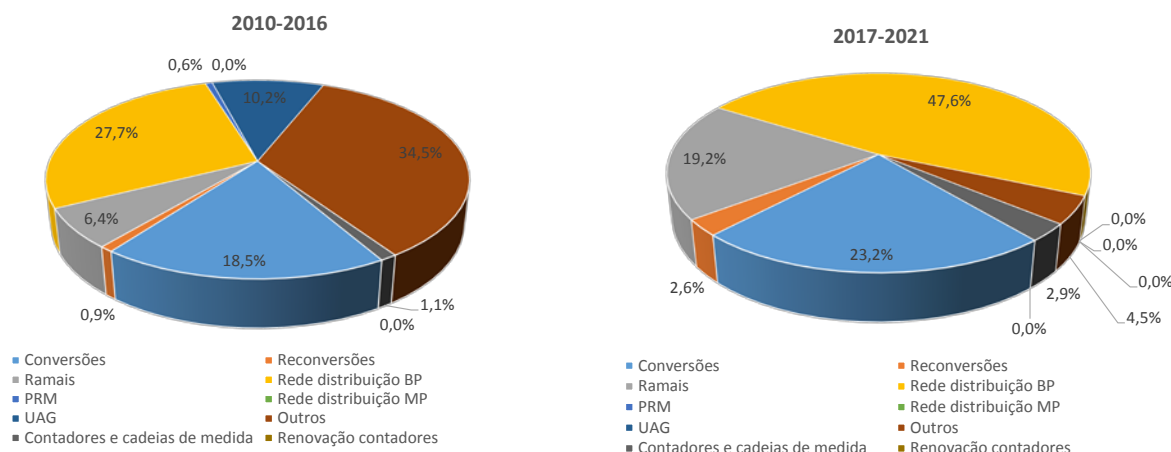
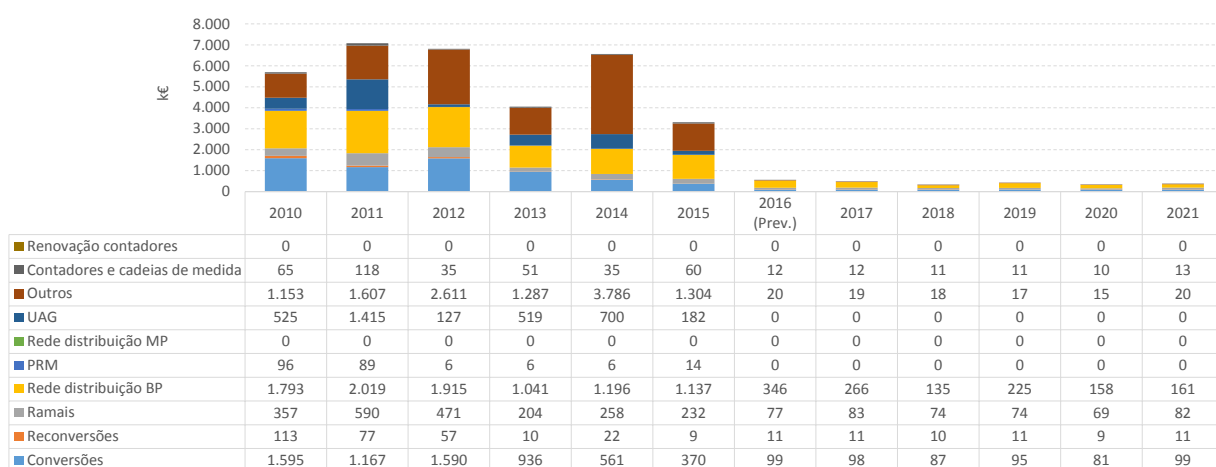
3.1.4.1 POLOS EXISTENTES

O investimento real aceite/ previsto pela Sonorgás registou uma evolução na qual se observa um período de crescimento até 2011, seguido de um abrandamento substancial (com a exceção do ano 2014). Entre 2010 e 2016, o investimento anual médio rondou os 4,9 M€, valor muito superior ao proposto para os polos existente durante o período de 2017 a 2021 (o investimento anual médio é na ordem dos 397 mil Euros).

Em termos globais, o investimento da Sonorgás na Proposta de PDIRD-GN 2016 corresponde a uma redução de 77,4% relativamente ao exercício do PDIRD-GN anterior.

Como se pode verificar na Figura 3-14 o investimento concentra-se sobretudo na construção de rede secundária, ramais e investimento em conversões e reconversões.

Figura 3-14 – Síntese do investimento real aceite/ proposto para a Sonorgás (polos existentes), para o horizonte temporal de 2010 a 2021



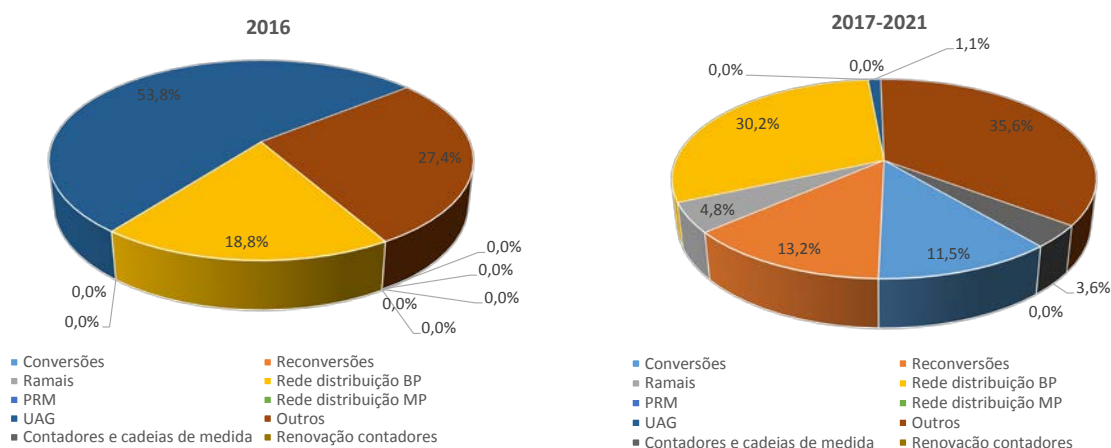
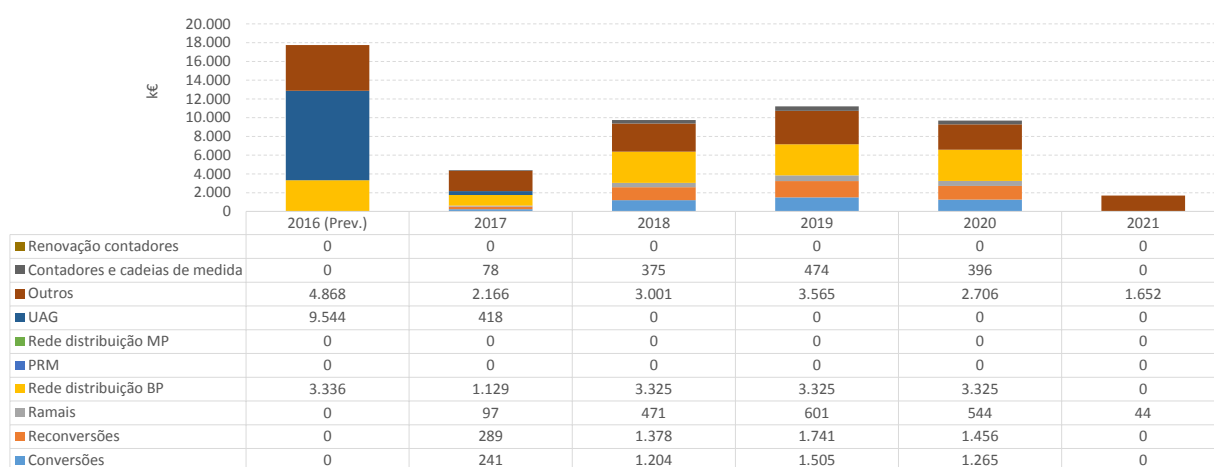
Fonte: Sonorgás

3.1.4.2 NOVOS POLOS

No que concerne ao investimento proposto pela Sonorgás para os novos polos de consumo referente ao período 2016-2021, o valor anual médio do investimento é cerca de 9 M€, sendo que o maior esforço de investimento se prevê para 2016 (cerca de 17,7 M€). Em termos das principais rubricas de investimento observa-se que a rede secundária, as conversões e reconversões concentra os maiores montantes.

De ressaltar que se assumiu que o montante total de “Outros Investimentos” apresentados na proposta da Sonorgás para o período 2016-2021 se referem maioritariamente a investimentos relacionados com os novos polos de consumo e, por isso, foram totalmente considerados na Figura 3-15 como investimento proposto para os novos polos de consumo.

Figura 3-15 – Síntese do investimento proposto pela Sonorgás (novos polos), para o horizonte temporal de 2016 a 2021



Fonte: Sonorgás

3.1.5 CARACTERIZAÇÃO DAS INTERVENÇÕES APRESENTADAS NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

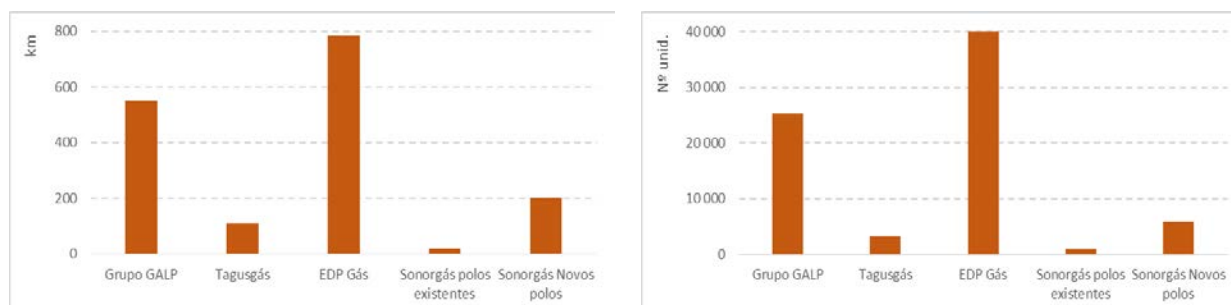
Apresentadas as Propostas de PDIRD-GN 2016 no que respeita a montantes de investimento, importa agora caracterizar as intervenções propriamente ditas, nomeadamente ao nível das rubricas mais relevantes de investimento referidas nos pontos anteriores, designadamente rede primária, rede secundária, ramais, conversões e reconversões, contadores/cadeias de medida e UAGs.

No que respeita à caracterização individual de cada rubrica de investimento, a ERSE irá focar a sua análise na rede secundária, ramais e conversões/reconversões que, em agregado, representam 195,1 milhões de

euros, ou seja, 93,0% do investimento em infraestruturas (operadores e instalações de utilização dos consumidores).

A Figura 3-16 caracteriza o investimento em rede secundária e ramais, apresentadas nas onze Propostas de PDIRD-GN 2016.

Figura 3-16 – Infraestruturas de rede novas (rede secundária e ramais) apresentadas nas Propostas de PDIRD-GN 2016

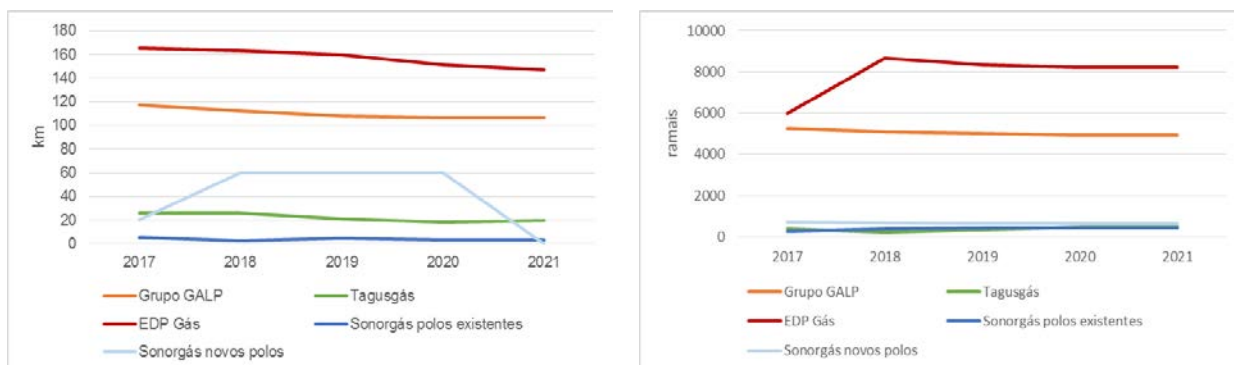


Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Observa-se na figura anterior que as previsões de construção de rede secundária e ramais são bastante superiores para a EDP Gás Distribuição e para o conjunto de ORD do grupo Galp do que as apresentadas pela Tagusgás e Sonorgás (polos existentes), refletindo-se, desta forma, as proporções dos montantes de investimento apresentados nas Propostas de PDIRD-GN 2016 (ver figura 4-1). É de notar, no entanto, a dimensão apresentada pelos 18 novos polos da Sonorgás, comparativamente com a Tagusgás por exemplo.

A Figura 3-17 apresenta a desagregação da construção de rede secundária e ramais pelos anos abrangidos nas Propostas de PDIRD-GN 2016, discriminando cada uma das onze propostas apresentadas.

Figura 3-17 – Desenvolvimento das infraestruturas de rede (rede secundária e ramais), contempladas nas Propostas de PDIRD-GN 2016, com desagregação anual de 2017 a 2021



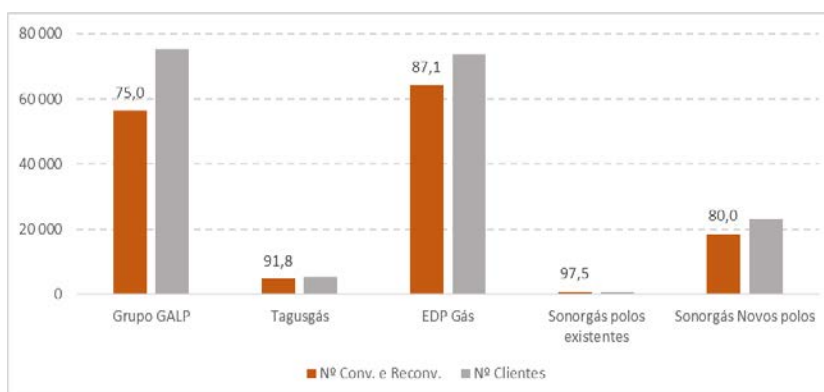
Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Observa-se na figura anterior que a construção anual de rede secundária e ramais das propostas de PDIRD-GN dos ORD do grupo Galp decresce gradualmente ao longo do horizonte temporal do plano. A EDP Gás Distribuição apresenta uma evolução semelhante a partir de 2018 (de 2017 para 2018 propõe um crescimento anual no n.º de ramais superior a 30%), embora com um investimento total e um comprimento de rede mais elevado. O nível de construção de rede secundária e de ramais é sensivelmente constante nos restantes quatro anos do quinquénio. A Tagusgás e a Sonorgás (polos existentes) repartem a construção de rede secundária e ramais de uma forma aproximadamente constante ao longo dos cinco anos das respetivas Propostas de PDIRD-GN 2016. A Sonorgás (novos polos) prevê concentrar a maioria da construção da rede entre 2018 e 2020, sendo a construção de ramais homogénea ao longo de todo o período 2017 a 2021.

Importa sublinhar que os dados de construção de redes e ramais apresentados na Figura 3-16 e na Figura 3-17 estão alinhados com as sínteses dos investimentos apresentadas na Figura 3-13, Figura 3-12, Figura 3-3 e a Figura 3-14 ou seja, a caracterização física acompanha as orçamentações apresentadas nas Propostas de PDIRD-GN 2016.

A Figura 3-18 caracteriza o investimento no que respeita a conversões/reconversões, apresentadas nas onze propostas de PDIRD-GN 2016, fazendo uma comparação, em valor absoluto e em percentagem, com o número de consumidores previsivelmente angariados pelos operadores, conforme as estimativas apresentadas nas referidas propostas.

Figura 3-18 – Intervenções nas instalações dos consumidores (conversões e reconversões, em N.º e %) e número de consumidores ligados, conforme as Propostas de PDIRD-GN 2016



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

Da figura anterior importa reter os seguintes aspetos:

- O número de intervenções previstas pelos ORD, apresentadas nas Propostas de PDIRD-GN 2016, reflete a dimensão dos montantes de investimento apresentados nas sínteses de investimento das Figura 3-3, Figura 3-12, Figura 3-13 e Figura 3-14, sendo bastante superior para a EDP Gás Distribuição e para o conjunto dos ORD do grupo Galp quando comparado com o apresentado pela Tagusgás e Sonorgás.
- À semelhança do que tem acontecido no passado, os ORD preveem realizar conversões/reconversões para um número significativo dos novos consumidores que estimam ligar no decurso do horizonte temporal das Propostas de PDIRD-GN. Este paradigma é particularmente expressivo nas Propostas de PDIRD-GN 2016 da EDP Gás Distribuição, da Tagusgás e da Sonorgás (polos existentes) que, respetivamente, preveem intervencionar 87,1%, 91,8% e 97,5% dos consumidores previsivelmente angariados no horizonte temporal dos planos. Este dado será de novo abordado no ponto 4.1.6 do presente Parecer, aquando da análise dos custos unitários do investimento proposto.

3.1.6 CUSTOS UNITÁRIOS DO INVESTIMENTO

No presente ponto serão abordados os custos unitários da construção de rede secundária, ramais e conversões/reconversões.

3.1.6.1 REDE SECUNDÁRIA E RAMAIS

No que respeita à rede secundária, o custo unitário é apresentado em euros por metro linear de rede construída (€/m.l.). O custo unitário da rede secundária depende de um conjunto de fatores, nomeadamente os seguintes:

- O diâmetro da tubagem.

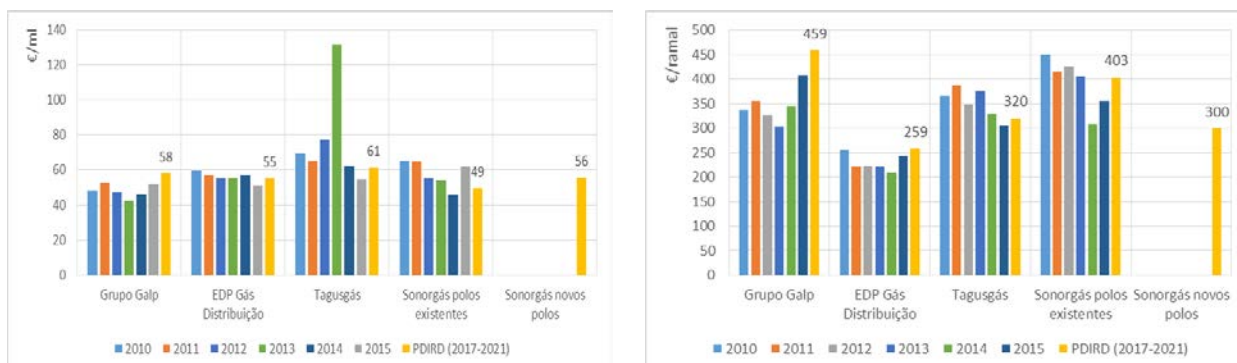
- O tipo de rede, em particular se se trata de uma renovação de rede, uma rede implantada em zonas sensíveis (como por exemplo em centros históricos), uma rede em urbanizações ou, o caso mais comum, uma rede implantada em via pública sem grandes constrangimentos.
- A existência dos designados “pontos especiais” onde se incluem travessias de estradas de grande tráfego, de caminho-de-ferro, de cursos de água, entre outros.

O custo unitário da rede secundária pode apresentar valores baixos (e.g. 10 €/m.l.) se tratar de redes em urbanizações nas quais os promotores (em fase de loteamento) suportam uma parcela muito significativa do custo de construção ou valores elevados (e.g. 85 €/m.l.) como nos exemplos de renovações de rede e implantações em zonas sensíveis. De acordo com os relatórios de execução de 2015, o custo unitário da rede secundária apresentado pelas empresas variou entre 41 €/m.l. e 77 €/m.l.. Por sua vez o custo médio nacional da rede secundária, de acordo com os relatórios de execução foi de 54 €/m.l., sendo representativo do custo de uma rede com poucos condicionamentos. Para os “pontos especiais”, normalmente pouco frequentes, não existem valores definidos.

Para os ramais, de acordo com os relatórios de execução de 2015, os custos unitários dependem fundamentalmente das distâncias dos ramais. O custo unitário médio variou entre 244 €/unid. e 439 €/unid. O custo médio nacional foi de 326 €/unid (275 €/unid. em 2013), sendo este valor representativo da distância média de um ramal.

A Figura 3-19 apresenta a evolução dos custos unitários de construção de rede secundária e ramais, para o conjunto de ORD do grupo Galp, para a EDP Gás Distribuição, para a Tagusgás e para a Sonorgás. A evolução apresentada na Figura 3-19 inclui os custos reais reportados à ERSE nos relatórios de execução dos anos 2010 a 2015, bem como os custos apresentados pelos ORD nas onze Propostas de PDIRD-GN 2016 a que este Parecer diz respeito.

Figura 3-19 – Evolução dos custos unitários de construção de rede secundária e ramais, conforme os relatórios de execução dos anos 2010 a 2015 e as propostas de PDIRD-GN 2016



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior merece os seguintes comentários:

- No que respeita aos dados dos relatórios de execução de 2010 a 2015, relativamente à construção de rede secundária, os custos unitários relativos ao conjunto dos ORD do grupo Galp, EDP Gás Distribuição e Sonorgás estão em linha com a média nacional da execução do ano 2015 (54 €/m.l.). Observou-se no caso dos ORD do grupo Galp valores inferiores de 2012 a 2014 motivados pela maior implantação de rede em urbanizações. A Tagusgás apresentou valores superiores (sobretudo em 2012 e 2013), tendo prestado na altura os devidos esclarecimentos.
- Os valores apresentados nas Propostas de PDIRD-GN 2016, para a construção de rede secundária, para o conjunto dos ORD do grupo Galp, para a EDP Gás Distribuição e para a Tagusgás encontram-se acima do valor da média nacional respetivamente 7%, 2%, 13%, enquanto que a Sonorgás (polos existentes) se encontra 9% abaixo. O custo unitário identificado pela Sonorgás para os novos polos é 10% acima do valor proposto para os polos existentes.
- No que diz respeito a ramais, o custo unitário obtido a partir dos relatórios de execução de 2010 a 2015 apresenta uma grande variabilidade. Comparativamente com o valor unitário da média nacional em 2015 (326 €/unid.), a EDP Gás Distribuição apresenta custos 30% abaixo e o conjunto dos ORD do grupo Galp 6% acima. A Tagusgás e a Sonorgás estão ambas acima dos 326 €/unid., 8% e 21% respetivamente.
- Relativamente às Propostas de PDIRD-GN 2016 os operadores das redes de distribuição propõem custos unitários para a construção de ramais desalinhados com as suas mais recentes execuções. Os ORD do grupo Galp e a Sonorgás estão acima 41% e 24%, respetivamente enquanto a EDP Gás Distribuição e a Tagusgás estão abaixo 21% e 2% respetivamente.

3.1.6.2 CONVERSÕES/RECONVERSÕES

O custo suportado pelos operadores das redes de distribuição com as intervenções nas instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões) tem representado uma parcela elevada nas execuções orçamentais desde 2010 a 2015. Com efeito, nos últimos relatórios de execução os custos reais com conversões/reconversões representaram 44% (2012 e 2013), 39% (2014) e 29% (2015) do montante global investido nas redes de distribuição de gás natural a nível nacional.

No que respeita às Propostas de PDIRD-GN 2016 às quais este Parecer diz respeito, o custo global previsto para conversões/reconversões representa 35% do investimento em infraestruturação, continuando a ser a rubrica mais expressiva.

A ERSE assinala que os preços regulados previstos no RRC, que limitam a participação que as empresas recebem nestas intervenções, podem vir a ser alterados por decisão da ERSE, mesmo após a aprovação destas Propostas de PDIRD-GN 2016

ENQUADRAMENTO

A intervenção dos operadores de distribuição de gás natural na construção/adaptação de instalações de utilização dos consumidores foi iniciada com a chegada de gás natural a Portugal, com especial incidência na operação de mudança do gás em Lisboa (conversão de gás manufacturado do carvão para gás natural). Este paradigma foi, de uma forma genérica, adotada por todos os operadores de distribuição de gás natural, tendo como finalidade fomentar o aumento da procura de gás natural, tornando assim as redes mais eficientes.

A medida foi, inicialmente, financiada por fundos comunitários, justificada pela falta de maturidade do setor em Portugal. A nível europeu, deixou de se considerar o setor do gás natural em Portugal como emergente e, como tal, o investimento em conversão/reconversão de instalações de utilização dos consumidores deixou de ser compartilhado por fundos comunitários.

Importa também referir que num setor de gás natural maduro, como por exemplo sucede em Espanha, não são reconhecidos encargos com a participação dos operadores de distribuição na conversão/reconversão de instalações de utilização dos consumidores. Porém, é importante reconhecer que o setor do gás natural em Portugal não se encontra nas mesmas circunstâncias de Espanha e, mais ainda, na dos países da Europa central, que contam com uma maturidade de mais de meio século enquanto a distribuição em Portugal apenas começou em 1997.

No que respeita à atividade de distribuição de gás natural em Portugal, refira-se que só a partir do Decreto-Lei n.º 521/99, de 10 de dezembro, se tornou obrigatório dotar as edificações com instalações de gás combustível adequadas à veiculação de gás natural, o que é representativo da inadequação do edificado nacional mais antigo no que respeita à utilização de gás natural.

Tendo em conta o contexto e procurando manter equidade no tratamento dos consumidores, a ERSE manteve a possibilidade de participação dos operadores nas conversões e reconversões. Contudo, no sentido de racionalizar este investimento a ERSE tem vindo a reduzir os valores de referência considerados no cálculo dos custos com a integração de polos de consumo existentes tendo ainda estabelecido critérios de elegibilidade para a aceitação destes custos.

Tendo em conta o exposto, nos termos do n.º 3 do artigo n.º 181 do RRC anexo ao Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, são reconhecidos custos aos operadores de distribuição de gás natural relativos a investimentos na construção ou adaptação das instalações de utilização dos consumidores (conversões/reconversões), nas seguintes circunstâncias:

1. Nas situações em que as instalações dos consumidores sejam servidas por redes de distribuição utilizadas para veicular outros gases combustíveis, ficando as intervenções do operador limitadas à adaptação dos aparelhos de queima existentes nas instalações à data da integração do polo de consumo em que se inserem.

2. Nas situações em que as instalações dos consumidores não sejam servidas por redes de distribuição de gases combustíveis, podendo as intervenções a cargo do operador incidir sobre a conversão das instalações de utilização e adaptação dos aparelhos de queima existentes nas instalações à data da integração do polo de consumo em que se inserem.

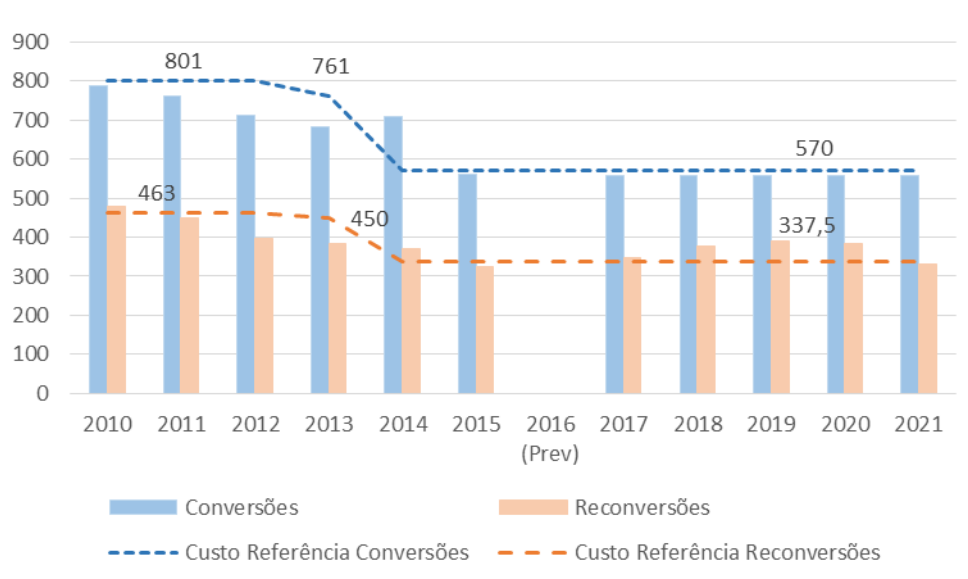
Nos termos do n.º2 do artigo 181.º do RRC, os custos aceites para efeitos tarifários estão limitados aos valores de referência a publicar anualmente pela ERSE com as tarifas de gás natural, os quais são, na situação 2, igualmente afetados por um parâmetro de eficiência económica.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS, CUSTOS DE REFERÊNCIA FIXADOS E IMPACTE DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

A Figura 3-20 apresenta, para o período 2010-2021, os seguintes dados:

- A evolução do custo unitário médio apresentado pelos operadores nos relatórios de execução de 2010 e 2015, para as conversões e reconversões.
- O custo unitário médio apresentado pelos operadores nas Propostas de PDIRD-GN 2016, para o período 2017 a 2021.
- Os custos de referência são publicados anualmente pela ERSE com as tarifas de gás natural, os quais se situam neste momento e desde 2015 nos 570 €/unid. e 337,5 €/unid. para as conversões e reconversões, respetivamente. Estes valores representam o montante de comparticipação máximo para a intervenção dos operadores na construção/adaptação de instalações de utilização dos consumidores.

Figura 3-20 – Evolução da média nacional dos custos unitários e custos de referência, para o período de 2010 a 2021



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite constatar os seguintes aspetos:

- Os custos de referência para conversões e reconversões sofreram revisões em baixa, para aplicação nos anos 2013 e 2014.

Relativamente aos valores de 2010 o custo de referência para as conversões desceu 28,8% e para as reconversões 27,1%.

- Os custos médios unitários de conversões, apurados nas propostas de PDIRD-GN 2016, situam-se 2% abaixo dos custos de referência aceites para participação dos operadores na construção/adaptação das instalações de utilização dos consumidores. No que diz respeito às reconversões os valores propostos estão em linha.
- A Sonorgás identifica relativamente aos custos unitários de conversões e reconversões dos novos polos os valores de 591 €/unid. e 380 €/unid. respetivamente, que se encontram acima dos valores definidos pela ERSE.

É ainda de referir que relativamente aos custos com a adaptação/construção de instalações de utilização dos consumidores, as Propostas de PDIRD-GN 2016 de todos os ORD passaram a discriminar as conversões e as reconversões, na medida em que os custos de referência associados a estas intervenções são muito diferentes. Por outro lado, revisitando a Figura 3-18, a ERSE sublinha que nem todas as edificações são elegíveis para intervenções ao nível das conversões/reconversões, sendo numa primeira observação pouco razoável as taxas de intervenção apresentadas por alguns ORD, os quais estimam compartilhar valores percentuais muito elevados dos consumidores ligados às redes no período de 2017 a 2021.

3.1.7 APRECIÇÃO SUMÁRIA E COMENTÁRIOS AO INVESTIMENTO PROPOSTO

A Proposta de PDIRD-GN da EDP Gás Distribuição totaliza 109,9 milhões de euros, ou seja, 40% de todo o investimento proposto para a RNDGN nas onze propostas submetidas pelos ORD para o período de 2017 a 2021.

Este dado reflete o posicionamento da EDP Gás Distribuição relativamente ao investimento na sua área de concessão. Este ORD refere explicitamente na sua Proposta de PDIRD-GN 2016 a intenção de manter o investimento na expansão das suas redes, enumerando o conjunto de objetivos a atingir (taxas anuais de crescimento de clientes (4%) e da infraestrutura (3,2%), aumentar a taxa de densificação por km de rede, conclusão da linha estruturante de Vila do Conde a Valença, atingir um número de 200 grandes consumidores até 2021, melhorias na continuidade de serviço, etc), sem dispensar uma análise de viabilidade económica.

A EDP Gás Distribuição refere que a expansão da rede e a densificação da rede existente dependem de uma análise técnica económica sustentada na avaliação de um conjunto de equipas de angariação comercial no terreno que procede da seguinte forma antes da concretização do investimento:

- Recenseamento e levantamento do novo polo
- Planeamento da rede de distribuição necessária
- Determinação do investimento adicional à rede de distribuição (termos de licenciamento e requisitos específicos do projeto)
- Prospeção do mercado potencial na área de influência da rede de distribuição
- Avaliação da viabilidade económica do investimento para suporte à decisão. Nesta avaliação a EDP Gás Distribuição utiliza a TIR, que é determinada tendo em conta a extensão de rede que a empresa planeie efetuar, o número de clientes potenciais, os volumes que os mesmos possam aportar à rede e critérios de qualidade de serviço e de eficiência operacional.
- Se esta análise for negativa o projeto fica em estado “pendente” para o futuro

No caso dos ORD do grupo Galp, as suas propostas apresentam um valor acumulado de 40% do investimento global das Propostas de PDIRD-GN 2016 e apresentam também uma redução no investimento relativamente às Propostas do PDIRD-GN anterior. Invocando princípios de “racionalidade e de eficiência de recursos”, estes ORD orientam o esforço de investimento nas redes de distribuição para os concelhos já gaseificados. Os oito ORD do grupo Galp propõem um investimento de 109,8 milhões de euros, praticamente igual ao montante proposto pela EDP Gás Distribuição.

De acordo com este conjunto de ORD (grupo Galp), o nível de investimento anual previsto nas respetivas Propostas de PDIRD-GN resulta das decisões estratégicas definidas pelas empresas. Este esforço, no atual enquadramento do setor do gás natural, é comparativamente mais reduzido ao dos períodos

anteriores apesar de alguns concelhos da concessão ainda não terem acesso ao gás natural e de haver um potencial de desenvolvimento maior que o assumido nos objetivos do plano.

Esta orientação, norteada por princípios de racionalidade do investimento e de prudência está condicionada por diversos riscos de mudança (condições de mercado, regulamentares, técnicas). Em consequência a empresa privilegia a orientação do esforço de investimento para concelhos já gaseificados ou próximos da rede de distribuição existente, reforçando a rentabilização do investimento estruturante em infraestruturas realizado no passado para ligação à RNDGN. Esta orientação estratégica traduz-se fundamentalmente na construção de pequenas extensões de redes construídas ou a construir sobre a rede de distribuição já em serviço para ligar novos clientes de gás natural, especialmente em BP.

O critério de análise utilizado pelos operadores das redes de distribuição do grupo Galp é o TOTEX. Os ORD do grupo Galp constata nas suas Propostas de PDIRD-GN 2016 que o valor proposto de investimento anual é inferior à redução anual do RAB, induzindo em consequência uma redução da tarifa de acesso às redes de distribuição. Entre os oito ORD este racional conduz a um acréscimo do investimento na Lusitaniagás e na Beiragás e a uma manutenção da previsão de investimento na Setgás e na Duriense gás. Nos restantes ORD verificam-se reduções significativas entre 20% (Medigás e Lisboaagás), 30% (Dianagás) ou mesmo 50% (Paxgás)

A Tagusgás e a Sonorgás (polos existentes e novos polos) apresentaram Propostas de PDIRD-GN 2016 com montantes de 15,8 e 38,8 milhões de euros, respetivamente, refletindo ambas um crescimento importante do investimento previsto para os próximos anos quando comparados as execuções orçamentais de 2010 a 2015.

Estes crescimentos ocorrem por motivos estruturalmente diferentes. No caso da Sonorgás ele é explicado pela atribuição em 2015 de 18 licenças de polos de consumo no concurso.

A Sonorgás refere, que no âmbito das cláusulas das licenças que lhe foram atribuídas, assumiu compromissos mínimos de desenvolvimento, os quais conjugados com o cumprimento dos regulamentos, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, a obrigam a efetuar investimentos associados à ligação de clientes.

Para tal, elaborou estudos para os investimentos em cada um dos polos de consumo (projeto de investimento) a realizar no período correspondente à sua Proposta de PDIRD-GN 2016 os quais seguiram a orientação dos seguintes **indicadores** ou critérios objetivos de seleção, que deverão atingir valores limite sob pena de não se realizar o investimento:

- Indicador de investimento por ponto de ligação adicional, inferior a 3,50 k€/cliente;
- Indicador de extensão de rede por ponto de ligação adicional, inferior a 30 m/cliente;
- Indicador da quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional, superior a 2,2 MWh/cliente;

- Indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede, inferior a 0,90 k€/MWh.

A Tagusgás, por seu lado, tem na sua concessão um conjunto de clientes com consumos elevados e isso justifica o acréscimo de investimento de 38% relativamente à Proposta de PDIRD-GN anterior.

A Tagusgás refere na sua Proposta de PDIRD-GN 2016, que desenvolve a sua atividade de investimento suportada por critérios de adequação, proporcionalidade e racionalidade económica. Nessa medida os projetos são avaliados individualmente através do indicador VAL e da relação custo/benefício direto de cada um. Como resultado desta análise os investimentos são priorizados em função dos contributos para o sistema de gás natural.

De acordo com este ORD o potencial da área de concessão da Tagusgás é elevado e a experiência da Tagusgás mostra que após a infraestruturização aparecem regularmente clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ que contribuem significativamente para a rentabilização dos investimentos. Nessa medida existem concelhos onde o investimento não tem inicialmente impacto positivo para o sistema mas cujo desenvolvimento, na perspetiva da Tagusgás justifica o investimento na construção da rede de distribuição e posterior saturação.

Em resumo, à exceção dos casos da Tagusgás, da Sonorgás e no grupo Galp da Lusitaniagás, da Beiragás e em menor expressão da Setgás, as Propostas de PDIRD-GN 2016 apresentadas refletem um abrandamento do investimento, resultado de uma rede que começa a ser madura.

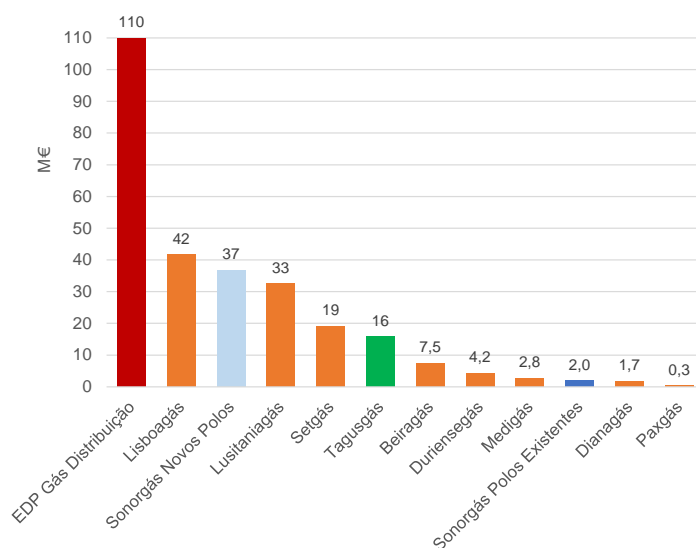
3.2 INDICADORES DE ANÁLISE GERAL DO INVESTIMENTO

3.2.1 INDICADORES PARA O PERÍODO DE 2017 A 2021

No presente capítulo apresentam-se alguns indicadores por ORD, que agregam informação no horizonte a que o PDIRD-GN 2016 diz respeito, de 2017 a 2021.

Na Figura 3-21 apresenta-se, por ORD, informação do investimento total apresentado nas Propostas de PDIRD-GN 2016.

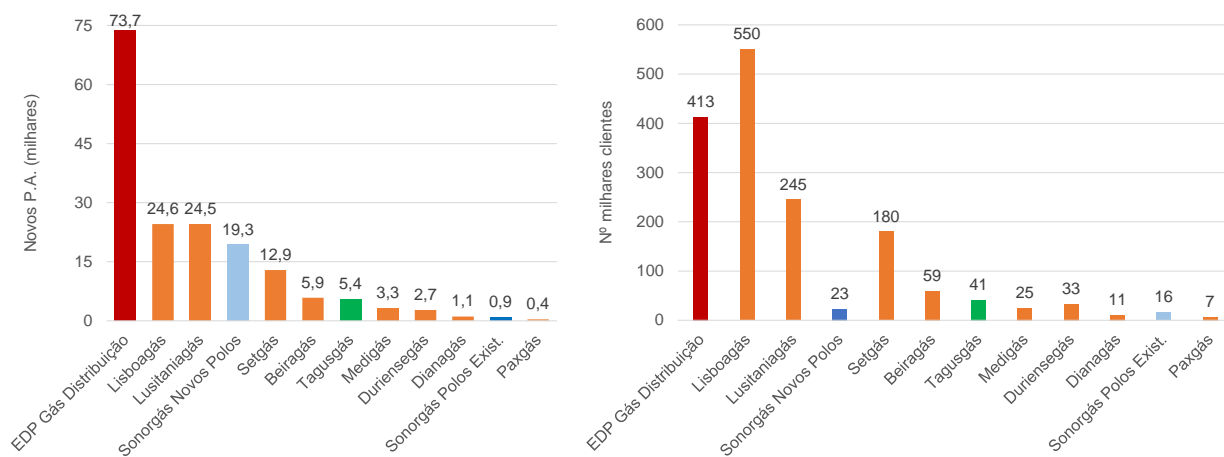
Figura 3-21 – Investimento total previsto por ORD no período 2017-2021



Fonte: ORD

Na Figura 3-22 apresenta-se, por ORD, a informação prevista do número de novos clientes e do número total de clientes no final do horizonte das Propostas de PDIRD-GN 2016.

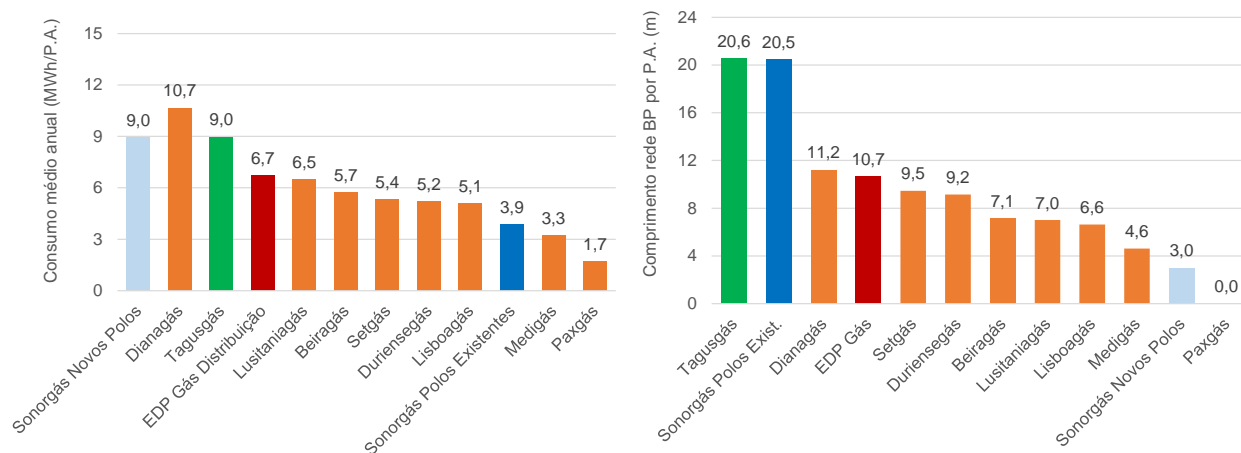
Figura 3-22 – N.º de novos clientes e de clientes totais em 2021 por ORD



Fonte: ORD

Na Figura 3-23 apresenta-se, por ORD, informação sobre o consumo médio anual e o comprimento de rede de BP dos novos clientes.

Figura 3-23 – Consumo médio anual e comprimento de rede BP de novos clientes



Fonte: ORD

3.2.2 INDICADORES APRESENTADOS PELOS OPERADORES NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

Os operadores das redes de distribuição apresentaram nas Propostas de PDIRD-GN 2016 os seguintes indicadores:

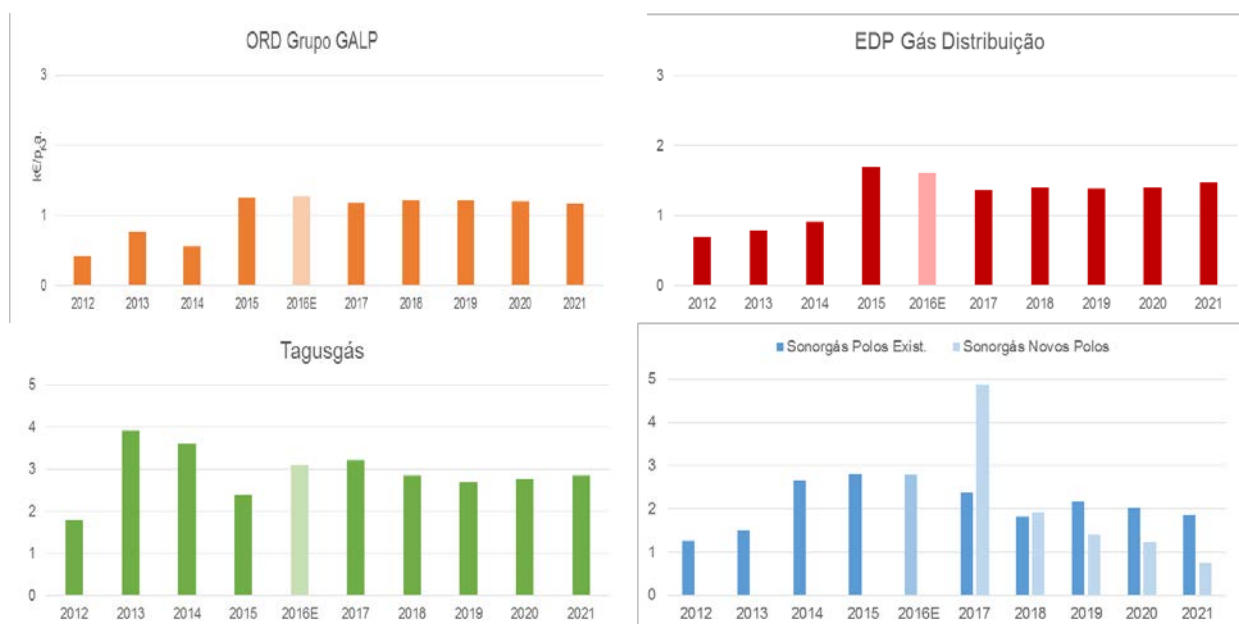
1. Custos unitários de construção de rede secundária e ramais, conforme referidos no ponto 4.1.6.1 do presente Parecer.
2. Indicador de investimento por ponto de ligação adicional, que visa quantificar o custo incremental de um novo consumidor.
3. Indicador de extensão de rede por ponto de ligação adicional, que reflete a concentração dos consumidores nas áreas a gaseificar. Em unidades físicas, este indicador representa a componente de construção de rede associada ao indicador de investimento por ponto de ligação adicional (referido em 2).
4. Indicador da quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional, que mede a 'qualidade' dos novos consumidores.
5. Indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede.

Na presente análise às Propostas de PDIRD-GN 2016 são abordados os indicadores '2', '4' e '5', uma vez que os custos unitários referidos em '1' haviam sido contemplados no ponto 4.1.6.1 do presente Parecer e o indicador de extensão de rede por ponto de ligação adicional, referido em '3', está de certa forma incluído em '2'.

Adotaram-se para os indicadores '2', '4' e '5' as seguintes unidades: milhares de euros por ponto de ligação (PA) adicional (k€/PA); quantidade adicional de gás natural em base anual, em termos energéticos, veiculado na rede por ponto de ligação adicional (km³/PA) e euro por m³ de gás natural adicional em base anual veiculado na rede (€/Δm³).

A Figura 3-24 apresenta o indicador investimento por ponto de ligação adicional, em k€/PA, incluindo o horizonte temporal das Propostas de PDIRD-GN 2016 e uma aproximação para os anos 2012 a 2015 obtida a partir do investimento executado em cada um daqueles anos e os consumidores adicionais integrados na rede nesses mesmos anos. O investimento considerado para a determinação deste indicador foi o montante total apresentado em cada proposta, descontado o montante correspondente aos contadores.

Figura 3-24 – Evolução do indicador investimento por ponto de ligação adicional, para os anos 2012 a 2021 (k€/PA)



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite apontar algumas conclusões:

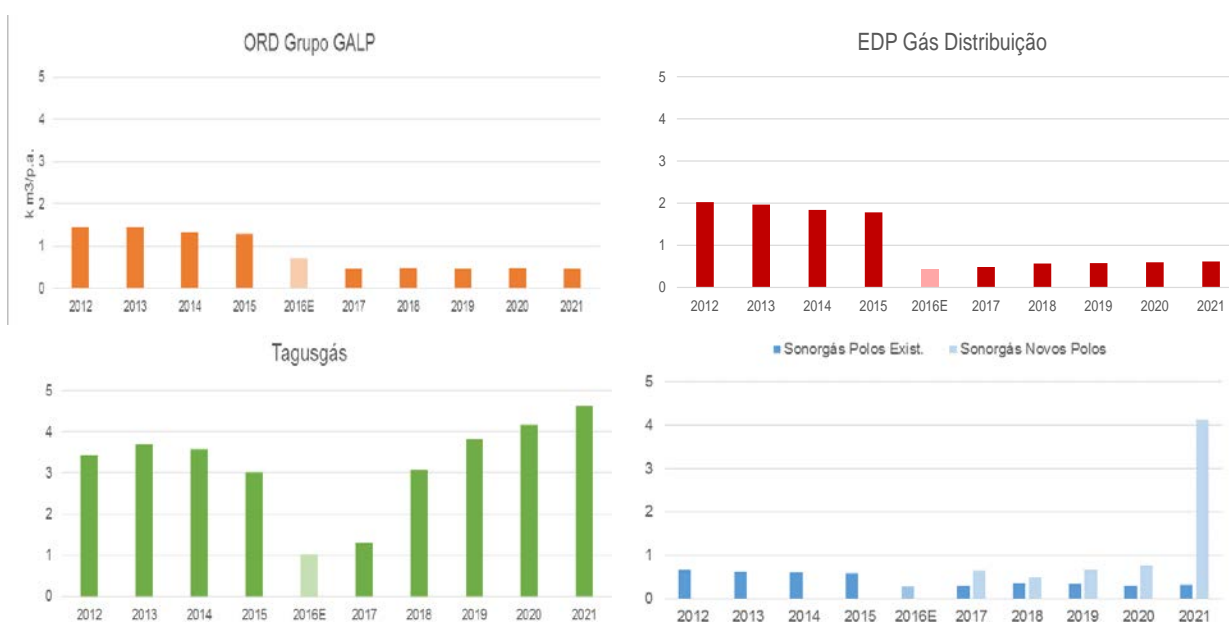
- O indicador investimento por ponto de ligação adicional é mais favorável ao conjunto dos ORD do grupo Galp, que apresentam um valor abaixo de 1,5 k€/PA. As restantes propostas de PDIRD-GN 2016 apresentam valores para este indicador em torno dos 2,0 k€/PA, excetuando a Tagusgás. Em termos genéricos, verifica-se que os consumidores adicionais da Tagusgás acarretam maior investimento, o que se fica a dever a uma maior dispersão dos consumidores daquela concessão porém, como se verifica no indicador seguinte, estes consumidores representam em termos unitários um maior volume adicional de gás natural veiculado pela rede.

- Observa-se que os indicadores de investimento por ponto de ligação adicional, apurados para os anos 2012 a 2015, são genericamente mais favoráveis que os apresentados pelos ORD nas suas Propostas de PDIRD-GN 2016, para o período 2017 a 2021.

Este dado é coerente com as dinâmicas de expansão de uma concessão/licença de distribuição de gás natural que, tipicamente, procura os consumidores mais expressivos e as áreas mais densas nos primeiros anos e, posteriormente, expande a rede para áreas com menor concentração de consumidores.

A Figura 3-25 apresenta o indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede, em base anual, por ponto de ligação adicional, em (km³/PA), incluindo o horizonte temporal das Propostas de PDIRD-GN 2016 e uma aproximação para os anos 2012 a 2015 obtida a partir dos volumes incrementais de gás natural veiculado nos anos 2012 a 2015 e os consumidores adicionais integrados na rede nesses mesmos anos¹¹.

Figura 3-25 – Evolução do indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional, para os anos 2012 a 2021 (km³/PA)



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite apontar as seguintes conclusões:

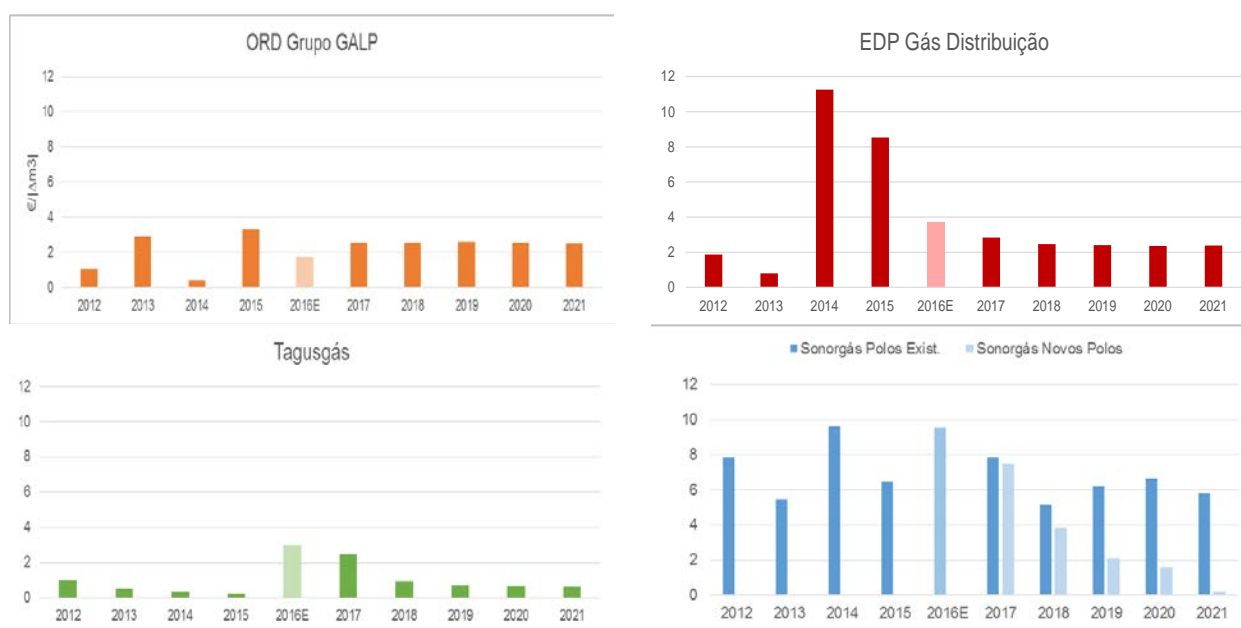
- O indicador de quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional identifica a 'qualidade' dos consumidores, isto é, o acréscimo de consumo que a sua captação representa para a rede de distribuição.

¹¹ Assume-se que o consumo de gás natural dos clientes já existentes não se altera.

- A Tagusgás prevê angariar um conjunto de consumidores com um consumo típico substancialmente superior ao que os restantes operadores consideraram nas suas Propostas de PDIRD-GN 2016. Este aspeto já é notório nos dados apurados para os anos 2013 a 2015, a partir da informação prestada à ERSE sobre investimentos e consumos para esses anos.
- Relativamente às restantes Propostas de PDIRD-GN 2016, constata-se que o consumo típico dos novos consumidores, previstos angariar no período dos planos (2017 a 2021), é superior para a EDP Gás Distribuição, com indicadores acima dos 0,6 km³/PA, seguida do conjunto das empresas do grupo Galp, em torno de 0,5 km³/PA e, por fim, a Sonorgás, com valores próximos dos 0,4 km³/PA.

A Figura 3-26 apresenta o indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede em base anual, em €/|Δm³|, incluindo o horizonte temporal das Propostas de PDIRD-GN 2016 e uma aproximação para os anos 2012 a 2015 obtida a partir dos volumes incrementais de gás natural veiculado nas redes de distribuição nos anos 2012 a 2015 e o investimento realizado nesses mesmos anos.

Figura 3-26 – Evolução do indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede, para os anos 2012 a 2021 (€/|Δm³|)



Fonte: Grupo GALP, EDP Gás Distribuição, Tagusgás e Sonorgás

A análise da figura anterior permite apontar as seguintes conclusões:

- O indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede em base anual tem como objetivo medir a 'qualidade' do investimento, ou seja, quanto custa distribuir 1 m³ incremental de gás natural, por ano, numa determinada área concessionada/licenciada, partindo do princípio que os operadores selecionam as melhores oportunidades de investimento. Para este

indicador quanto menor o seu valor, melhor o investimento, e, tendo em conta a figura anterior, os melhores resultados são da Tagusgás, da EDP Gás Distribuição, do conjunto das empresas do grupo Galp e da Sonorgás.

A Tagusgás apresenta rácios muito interessantes, em linha com o apurado para os anos 2012 a 2015. Embora em 2014 e 2015 os clientes angariados pela EDP Gás Distribuição apresentem rácios menos favoráveis, os resultados da Sonorgás são os menos interessantes.

- Observa-se que os dados de 2012 a 2015 da Tagusgás e da Sonorgás estão em linha com as Propostas de PDIRD-GN 2016 desses ORD e, mesmo para a Galp e EDP Gás Distribuição, constata-se alguma coerência nos anos 2012 e 2013.

A análise dos indicadores anteriores permite concluir que as propostas da Tagusgás e da Sonorgás estão em extremos opostos, apresentando a Tagusgás o investimento mais eficiente e a Sonorgás a proposta menos vantajosa para o sistema de gás natural. As propostas do conjunto de ORD do grupo Galp e da EDP Gás Distribuição situam-se numa posição intermédia entre a Sonorgás e a Tagusgás, com os ORD do grupo Galp a registarem um menor investimento por ponto de abastecimento adicional e tendo a EDP Gás Distribuição clientes potenciais com um maior consumo específico.

A aplicação dos três indicadores referidos anteriormente¹² faz tanto mais sentido quanto mais bem delimitado for o universo de eventuais futuros consumidores abrangidos na determinação desses indicadores, devendo também ser aplicados por projeto de investimento e não somente por área de concessão/licença para poderem possibilitar futuros exercícios de comparação entre o previsto e o executado.

No que respeita a análises de eficiência das Propostas de PDIRD-GN 2016, por área de concessão ou licença, a ERSE sugere uma abordagem mais alinhada com a que se apresenta no ponto 5 do presente Parecer no qual se apresenta o impacto nos proveitos permitidos resultante do incremento do CAPEX e do OPEX resultantes dos cenários apresentados.

COMENTÁRIOS AOS INDICADORES APRESENTADOS PELOS ORD NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

A ERSE considera que os indicadores apresentados nas Propostas de PDIRD-GN 2016 pelos ORD permitem realizar análises comparativas dos investimentos, desde que associados a projetos de investimento, ou seja, desde que a relação entre os números de consumidores, os consumos que lhes são inerentes e o investimento incremental necessário à sua angariação esteja claramente correlacionado.

¹² Indicador de investimento por ponto de ligação adicional, indicador da quantidade adicional de gás natural veiculado na rede por ponto de ligação adicional e indicador de investimento por quantidade adicional de gás natural veiculado na rede.

Conforme se referiu, o apuramento dos mesmos indicadores para uma área alargada de concessão ou licença resulta num investimento incremental perfeitamente identificável, no entanto, a variação entre dois anos consecutivos do número de consumidores e dos consumos agregados pode conduzir a análises que, no essencial, serão muito condicionadas pela envolvente macroeconómica. Porém, apesar destas condicionantes, a abordagem seguida¹³ permitiu tirar algumas conclusões importantes para a Tagusgás e Sonorgás, que têm um universo de consumidores efetivos e potenciais mais pequeno, e, excetuando os anos 2013 e 2014, também permitiu observar alguma coerência entre as Propostas de PDIRD-GN 2016 da EDP Gás Distribuição e conjunto das empresas do grupo Galp e os exercícios de 2012.

Como comentário geral observou-se que o investimento por ponto de abastecimento adicional é maior para a Tagusgás, no entanto, o consumo específico de cada consumidor adicional é francamente melhor ao apresentado pelos restantes ORD. Assim, o investimento proposto pela Tagusgás é o mais interessante, estando alinhado com dados reais de 2012 a 2015.

A Sonorgás apresenta o investimento menos interessante, refletindo a interioridade das suas licenças de distribuição local. O aspeto que mais condiciona esta conclusão é o baixo consumo de cada cliente incremental. Os dados apresentados pela Sonorgás são coerentes com os indicadores apurados para 2012 a 2015.

A EDP Gás Distribuição e o conjunto das empresas do grupo Galp apresentam indicadores para os investimentos das Propostas de PDIRD-GN 2016 que refletem realidades intermédias entre as propostas da Sonorgás e da Tagusgás.

O conjunto dos ORD do grupo Galp apresentam os indicadores de investimento por ponto de abastecimento adicional mais favoráveis, refletindo o facto de não expandirem a rede para novos concelhos, ou seja, densificam a rede nos concelhos já gaseificados. Por outro lado, o consumo específico médio dos potenciais consumidores dos ORD do grupo Galp fica aquém das perspetivas da EDP Gás Distribuição, o que, em certa medida, reflete a diversidade de áreas de influência dos ORD do grupo Galp (que inclui áreas de grande potencial e zonas interiores do território nacional) face à concessão da EDP Gás Distribuição (que é toda ela de grande potencial). Assim, observa-se que o investimento perspetivado pela EDP Gás Distribuição é mais interessante que o investimento global das empresas do grupo Galp.

¹³ Apuramento dos indicadores nos anos 2012 a 2015.

4 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

4.1 ENQUADRAMENTO

A análise das previsões da evolução da procura é determinante na avaliação das necessidades de desenvolvimento e investimento na rede de distribuição de gás natural.

A evolução da procura de gás natural é justificada pelos seguintes fatores:

- Perspetiva de adesão de novos clientes e respetivo consumo;
- Perspetiva de evolução do consumo dos atuais clientes.

Estes fatores serão influenciados pela evolução do cenário macroeconómico que, por ser comum a todos os agentes económicos, influenciará, tendencialmente, da mesma forma a evolução da procura de gás natural dos 11 ORD, e pelo contexto regional e específico de cada ORD¹⁴ que influenciará de forma diferenciada cada empresa.

Neste quadro, esta seção do documento, encontra-se estruturado em cinco pontos. Além deste enquadramento, no ponto 4.2 caracteriza-se a atividade de distribuição de gás natural. No ponto 4.3 apresenta-se a evolução da atividade de distribuição de gás natural até à data. No ponto 4.4 apresenta-se o cenário macroeconómico. Por fim, no ponto 4.5 analisa-se as previsões da evolução da procura implícitas nas Propostas de PDIRD-GN 2016.

No que diz a último ponto, registre-se que os ORD devem apresentar na elaboração das Propostas de PDIRD GN 2017-2021, as previsões de procura que servem de base ao mesmo. Segundo o n.º 3 do artigo 12.º-B do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro: “Os PDIRD devem basear-se na caracterização técnica das redes e na oferta e procura, atuais e previstas, aferidas com base na análise do mercado, devem estar coordenados com o PDIRGN e ter em conta o objetivo de facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura”.

¹⁴ No caso particular do contexto de cada ORD, destacam-se a maturidade das infraestruturas, a expansão geográfica, a saturação da rede atual e a densidade da rede, entre outros fatores.

4.2 CARATERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

CARATERIZAÇÃO DAS ÁREAS DE CONCESSÃO/LICENCIADAS

A distribuição de gás natural processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural (RNDGN) nos termos do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, mediante atribuição pelo Estado de:

- Concessões de redes de distribuição regional exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição em redes locais autónomas, não ligadas ao sistema interligado de gasodutos e redes, igualmente exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.

A oferta de gás natural nas redes de distribuição comporta as entregas de gás a partir da rede de transporte ou a partir de Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG), às quais se associam, de uma forma genérica, os ORD que atuam em regime de concessão ou licença respetivamente.

A Figura 4-1 apresenta a data de início da atividade de distribuição de gás natural de cada operador de rede de distribuição.

Figura 4-1– Início da atividade de distribuição GN



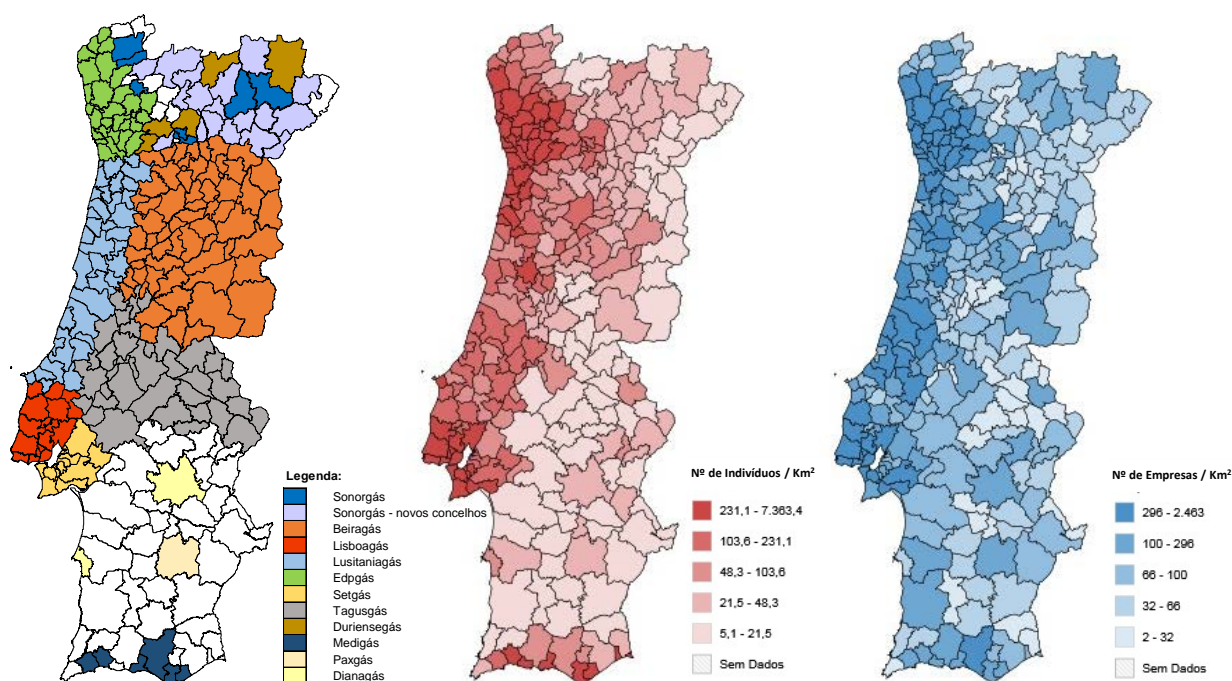
A atividade de distribuição de gás natural teve início em 1997, marcando este ano a chegada do gás natural a todos os distribuidores regionais do litoral (Lisboagás, Lusitaniagás, EDP Gás Distribuição e Setgás). A separação entre as atividades de distribuição e comercialização¹⁵ ocorreu com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2008 tendo abrangido 4 distribuidoras (EDP Gás Distribuição, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás). O universo de operadores de rede de distribuição (ORD) que atuam no setor do gás natural é composto por onze empresas. Em termos de agrupamento empresarial, o grupo Galp integra a maioria dos ORD (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Lisboagás, Lusitaniagás, Paxgás e Setgás). Os restantes três ORD estão integrados em grupos autónomos.

¹⁵ Aplicável a empresas com um número de clientes superior a 100 mil, nos termos do n.º 6, 7 e 8 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.

Existem diferenças significativas entre estas empresas justificadas com um conjunto de fatores, tais como, a maturidade da atividade, a dimensão e as características das áreas concessionadas ou licenciadas.

Na Figura 4-2 identificam-se as zonas abrangidas por cada área de concessão ou de licenciamento, em conjunto com a densidade populacional (nº de indivíduos por km²) e da indústria transformadora (nº de empresas por km²).

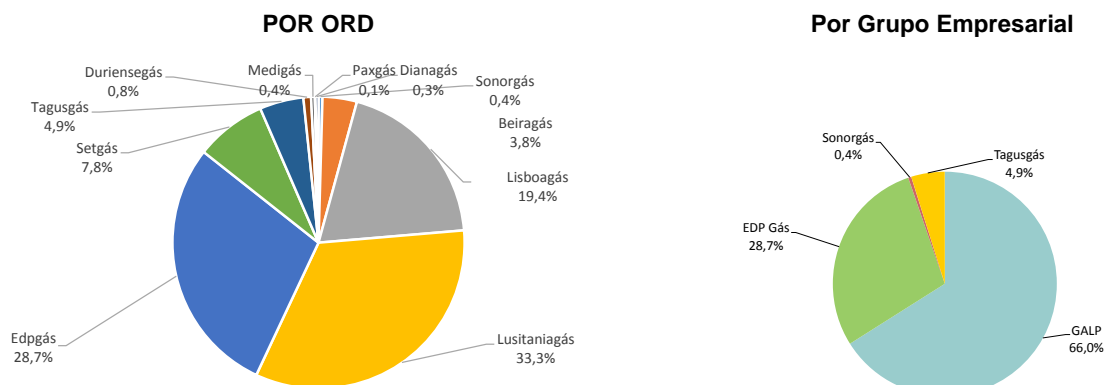
Figura 4-2- Áreas de concessão/licenciamento, Densidade Populacional e da Indústria Transformadora



Fonte: ORD e PORDATA

Na figura anterior observa-se uma elevada correspondência entre as zonas abrangidas pela distribuição de gás natural e as zonas com maior densidade populacional e de indústria transformadora. A observação conjunta da Figura 4-2 e Figura 4-3 permite, igualmente, concluir que os quatro ORD de maior dimensão (medida pelo volume de gás natural veiculado) situam-se nas áreas mais populosas e com maior presença da indústria transformadora.

Figura 4-3 – Dimensão relativa dos ORD em 2015 com base nas quantidades reais de GN veiculadas pela rede de distribuição



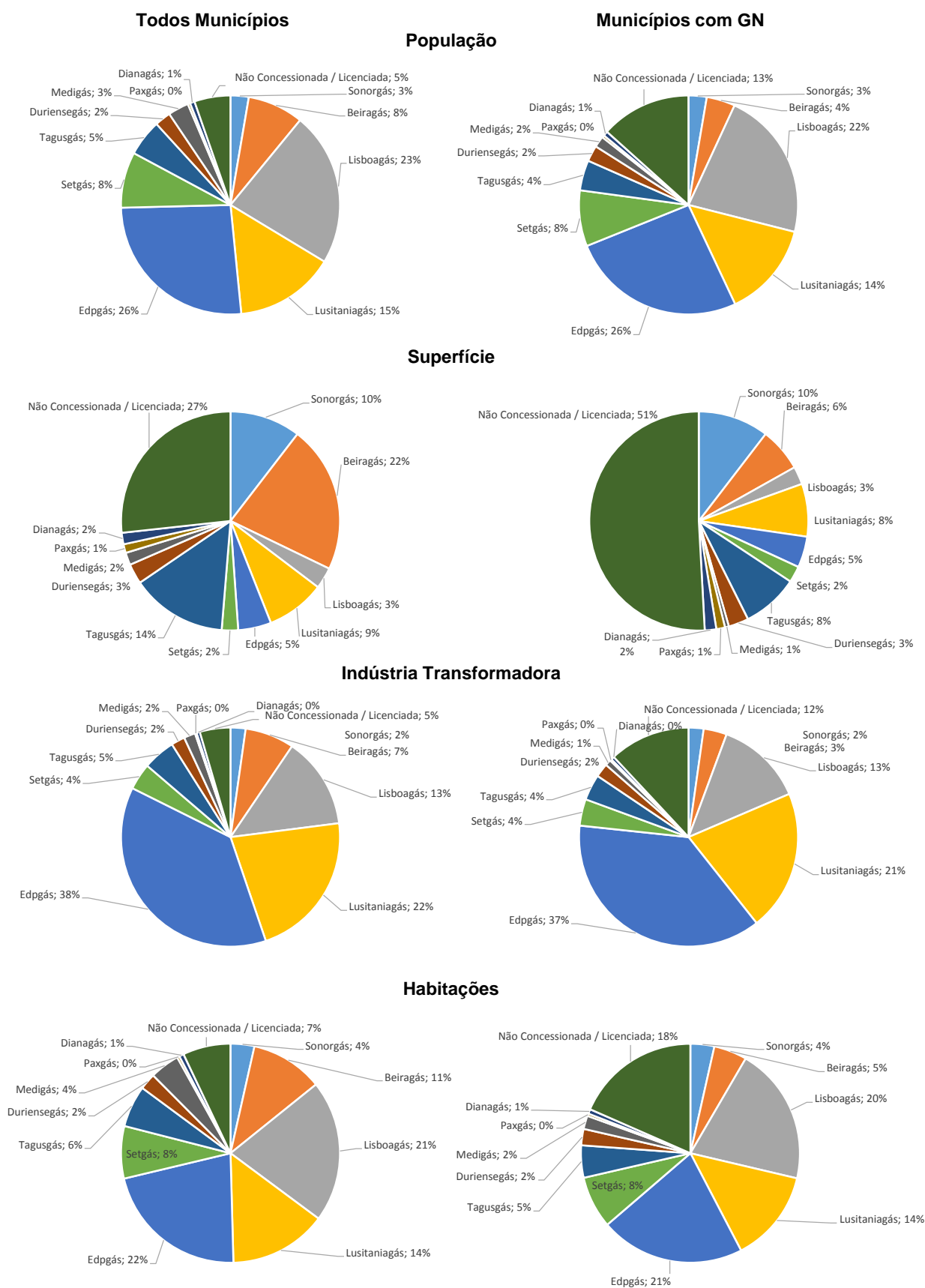
Fonte: ORD

A Figura 4-4 apresenta o peso relativo de cada área de concessão ou de licenciamento considerando a população residente, superfície, número de empresas da indústria transformadora e número de habitações. A primeira coluna considera todos os municípios abrangidos pelas áreas de concessão ou de licenciamento e a segunda coluna considera apenas os municípios dotados de infraestruturas de distribuição de gás natural. As áreas concessionadas/licenciadas (todos os municípios) abrangem cerca de 95% da população residente em Portugal continental e 73% da superfície do território nacional. Os municípios dotados de infraestruturas de gás natural abrangem 87% da população residente e 49% da superfície do território continental. Contudo, esta abrangência das áreas concessionadas/licenciadas não significa uma universalidade da população servida por infraestruturas de distribuição de gás natural e do número de clientes, dado o número de pontos de abastecimento em BP< corresponder apenas a 14% da população residente e 24% das habitações domésticas. Estes resultados evidenciam que uma parte significativa da população não recorre a esta fonte energética.

Observa-se que as áreas de concessão da Lisboagás, Lusitaniagás e EDP Gás Distribuição correspondem, em conjunto, a cerca de 17% do território e a 64% da população. Cerca de 73% da indústria transformadora encontra-se sediada nas áreas de concessão destas três empresas, em particular, na área de concessão da EDP Gás Distribuição que inclui cerca de 38% da indústria transformadora. Também se nota os efeitos da concentração da população na região do litoral centro e norte na diferenciação das áreas concessionadas comparativamente às áreas licenciadas, dado que cerca de 57% das habitações domésticas se encontram localizadas nas áreas de concessão das três maiores empresas de distribuição de gás natural. A análise dos diferentes indicadores apresentados na figura infra também permite observar relevantes diferenças entre as empresas concessionadas (Beiragás, EDP Gás Distribuição, Lisboagás, Lusitaniagás, Setgás e Tagusgás) e licenciadas (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás). Se nos focarmos apenas nos municípios com infraestruturas de gás natural, observa-se que as áreas de concessão abrangem 78% da população e 32% do território continental, enquanto as áreas licenciadas apenas abrangem cerca de 8% da população e 17% do território. A densidade do número de empresas da

indústria transformadora e do número de habitações também apresentam diferenças significativas entre os dois tipos de empresas. Os concelhos dotados de infraestruturas de gás natural das áreas concessionadas abrangem 82% da indústria transformadora e 73% do número de habitações, enquanto os concelhos das áreas licenciadas apenas abrangem 5% da indústria transformadora e 9% das habitações.

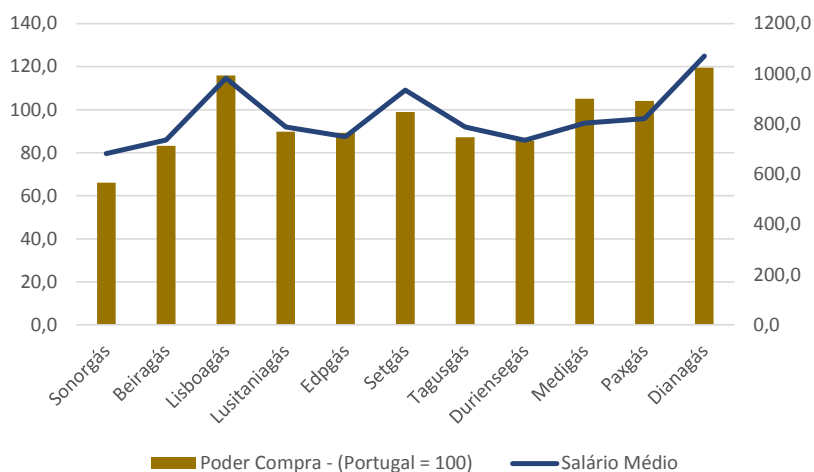
Figura 4-4 – Peso das áreas concessionadas / licenciadas dos ORD por indicadores



Fonte: ERSE, INE e PORDATA.

A Figura 4-5 apresenta o poder de compra e o salário médio da população residente nos municípios servidos por infraestrutura de distribuição de gás natural, por área de concessão / licenciamento.

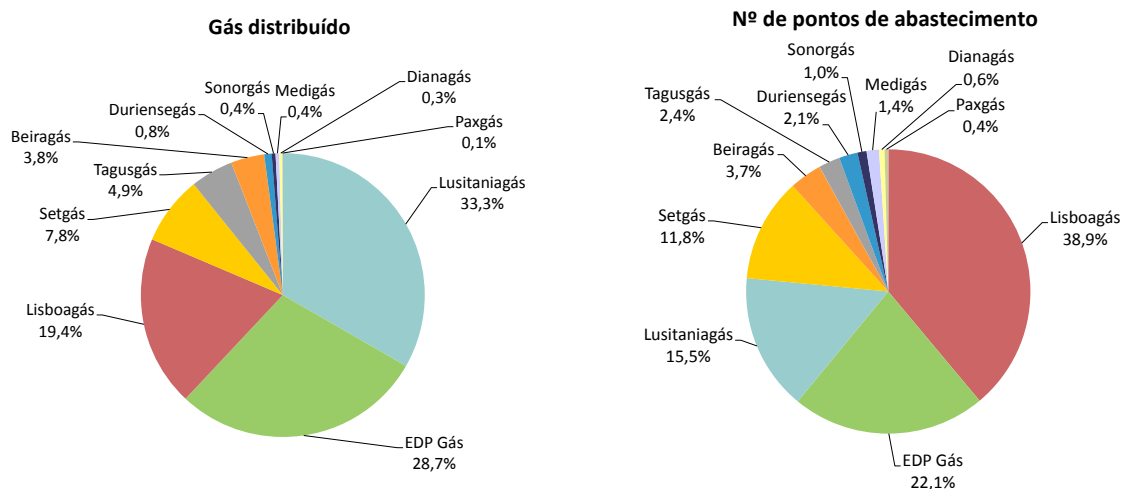
Figura 4-5 – Poder de Compra e Salário Médio



Fonte: PORDATA.

Como foi possível observar nas figuras anteriores, as áreas de concessão dos quatro maiores ORD (EDP Gás Distribuição, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás) situam-se nas áreas mais populosas e de maior poder de compra correspondendo ao litoral do país. Esta circunstância, conjuntamente com o facto de estas empresas terem iniciado primeiro a sua atividade, justificarão a grande diferença entre a dimensão desses quatro ORD e a dos restantes ORD, como se pode observar na figura que se segue.

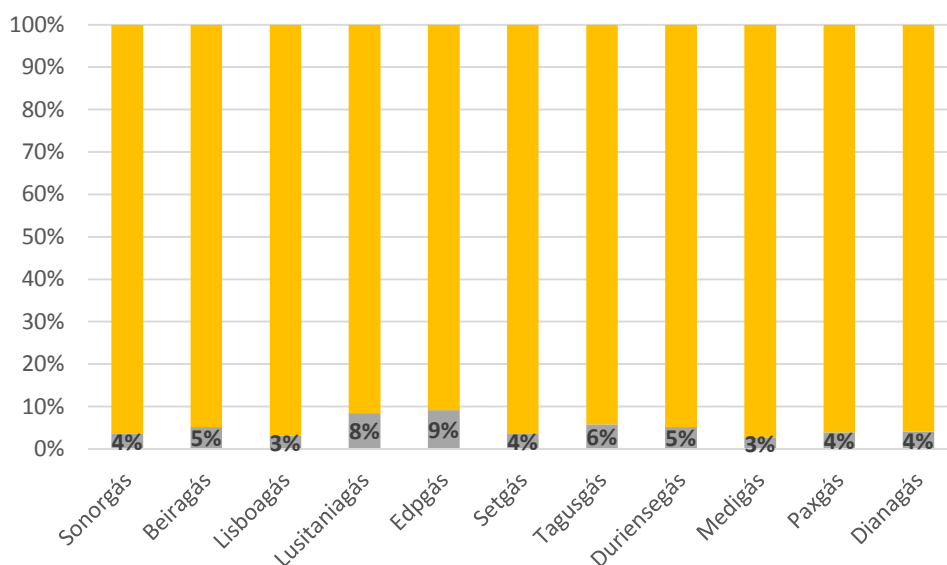
Figura 4-6- Gás natural distribuído e número de pontos de abastecimento (2015, % do total)



Fonte: ERSE, ORD

Na Figura 4-7 apresenta-se o peso da indústria transformadora no tecido empresarial por área de concessão / licenciamento e considerando os municípios servidos com infraestruturas de distribuição de gás natural. Este tipo de indústria assume uma grande importância no volume de gás distribuído por cada ORD quando integram a carteira de clientes destas empresas. Na figura infra, observa-se que as áreas de concessão da EDP Gás Distribuição e da Lusitaniagás são as que apresentam uma maior presença da indústria transformadora no tecido empresarial de cada região. Esta característica pode justificar que, comparativamente à Lisboagás, estas empresas apresentam um maior volume de gás natural distribuído e um menor número de pontos de abastecimento (Figura 4-6). A Tagusgás apresenta o terceiro valor mais elevado do peso da indústria transformadora na área de concessão. Este facto pode ser uma das razões justificativas desta empresa apresentar-se como a concessionada de menor dimensão em termos do número de pontos de abastecimento e exibir uma maior dimensão comparativamente à Beiragás e diminuir diferenças de dimensão para a Setgás quando se analisa o volume de gás veiculado. Excluindo a área metropolitana de Lisboa (que inclui a zona geográfica da Grande Lisboa e Península de Setúbal) associada às áreas concessionadas da Lisboagás e Setgás, são as empresas licenciadas a apresentar uma menor relevância do peso da indústria transformadora.

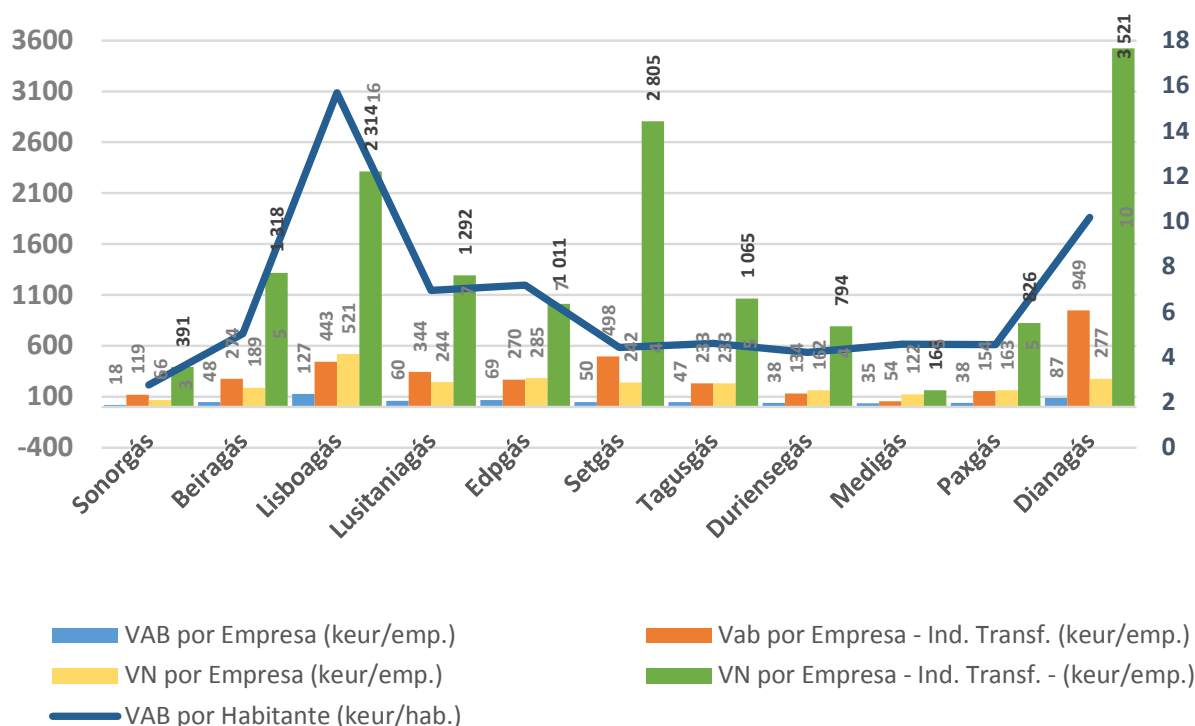
Figura 4-7 – Peso da Indústria Transformadora no Tecido Empresarial



Fonte: ERSE, PORDATA

A Figura 4-8 apresenta o valor acrescentado bruto e o volume de negócios por empresa e por habitante.

Figura 4-8 – Valor Acrescentado Bruto e o Volume de Negócios *per capita* (empresa e habitantes) por área de concessão / licenciamento



A análise da figura anterior permite observar diferenças relevantes nos valores dos cinco indicadores entre as áreas de concessão / licenciamento de cada ORD. A Lisboagás é o ORD que apresenta o maior valor no indicador VAB por empresa e por habitante, destacando-se de forma significativa comparativamente aos restantes ORD. Contudo, considerando o indicador do VAB da indústria transformadora por empresa desta tipologia, é a Dianagás a assumir maior preponderância, ao duplicar o valor do indicador comparativamente aos valores apresentados pelos ORD que a precedem. Este resultado é determinado pelo município de Sines estar integrado na área de licenciamento da Dianagás. A EDP Gás Distribuição, Lusitaniagás e Setgás ocupam as posições subseqüentes nestes indicadores.

Considerando o volume de negócios por empresa observa-se ser a Lisboagás a apresentar o maior valor. No caso da indústria transformadora, a Dianagás apresenta o maior valor seguindo-se a Setgás e Lisboagás, respetivamente.

Um outro vetor com influência na evolução do consumo de gás natural, nomeadamente ao nível do segmento doméstico, de cada ORD são as características climáticas de cada área da concessão/licença de distribuição de gás natural. No Figura 4-9 podemos observar as temperaturas médias, máximas mínimas ocorridas no mês mais quente e no mês mais frio do ano de 2015 nas respetivas áreas de concessão/licença de cada ORD.

Figura 4-9 – Amplitude de Temperaturas (2015)

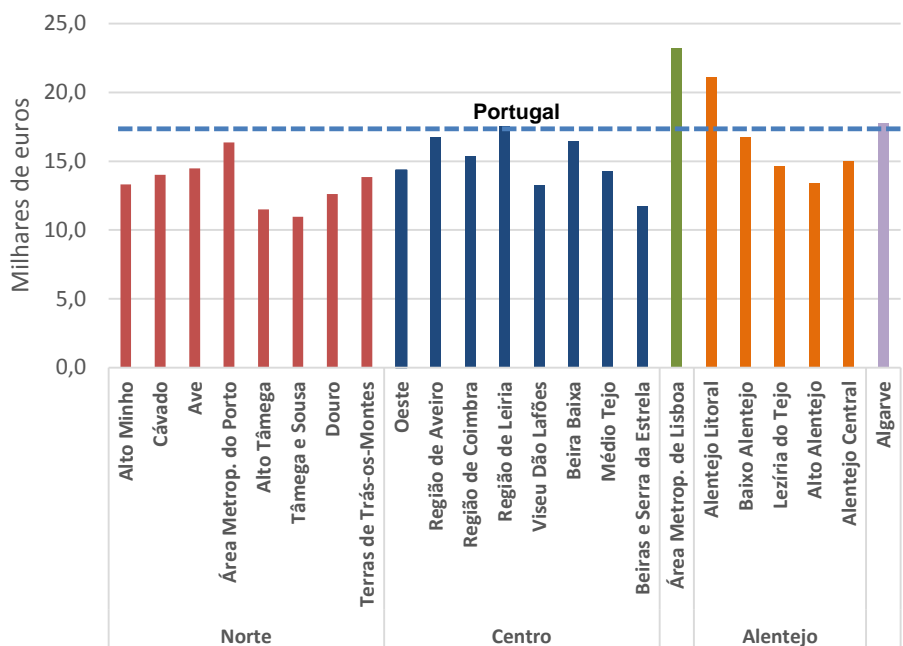
	Mês mais quente			Mês mais frio		
	Média da temperatura mensal			Média da temperatura mensal		
	Média	Mínima	Máxima	Média	Mínima	Máxima
	°C			°C		
Sonorgás	23,4	14,7	32,0	3,8	-0,1	7,7
Beiragás	23,8	15,2	32,4	6,3	1,3	11,2
Lisboagás	23,2	17,6	28,8	10,4	6,5	14,4
Lusitaniagás	21,6	15,9	27,2	8,9	3,1	14,6
Edpgás	20,1	14,7	25,5	8,1	3,0	13,1
Setgás	24,0	17,7	30,2	10,0	4,8	15,2
Tagusgás	24,3	15,9	32,7	8,2	2,1	14,3
Duriensegás	23,5	14,9	32,0	4,7	-0,4	9,7
Medigás	25,4	18,3	32,5	11,1	4,8	17,3
Paxgás	25,6	15,7	35,5	9,8	5,2	14,4
Dianagás	23,1	16,0	30,2	10,0	5,4	14,5

Fonte: ERSE, INE (Estações Meteorológicas localizadas nos Municípios com Infraestrutura de gás)

Observando os valores do mês mais frio, a Duriensegás é a empresa que regista a menor temperatura mínima da respetiva área geográfica com um registo de -0,4°C, seguindo-se a Sonorgás, com um valor ligeiramente acima, de -0,1°C. Também são estas empresas a registarem a menor temperatura média, 3.8°C e 4.7°C para a Sonorgás e Duriensegás, respetivamente. A Medigás regista, no mês mais frio, a maior amplitude entre a temperatura mínima e máxima. Globalmente, observa-se uma temperatura média mais elevadas nas empresas localizadas mais a sul de Portugal Continental.

Na Figura 4-10 pode-se observar a disparidade regional portuguesa quando medida em termos de PIB por habitante para o maior nível de desagregação publicado pelo INE (NUTS II e III). Podemos observar nesta figura que a Área Metropolitana de Lisboa e o Alentejo Litoral se destacam com valores bastante superiores à média nacional, em oposição com os valores observados para as regiões das Beiras e Serra da Estrela e para as regiões do Tâmega, os valores *per capita* mais baixos das NUTS apresentadas.

Figura 4-10 – PIB por habitante e NUTS II e III, excluindo regiões autónomas (2015, preços correntes, EUR 10³)



Fonte: ERSE, INE

ESTRUTURA DE CUSTOS DOS ORD

A maturidade, a dimensão e as estratégias de atuação diferenciadas influem na estrutura de custos de cada ORD. Estes fatores revelam-se importantes na análise dos custos de cada empresa e para a definição de proveitos permitidos por aplicação das tarifas. A atividade de distribuição de gás natural tem sido regulada por uma metodologia do tipo *price cap* no OPEX¹⁶ e do tipo *rate of return* no CAPEX¹⁷.

A Figura 4-11 apresenta a estrutura de proveitos permitidos definidos para cada ORD nas Tarifas do ano gás de 2016-2017. A Figura 4-12 e a Figura 4-13 apresentam os custos totais (OPEX e CAPEX) por quantidades de gás natural veiculado e pontos de abastecimento, respetivamente. Os diferentes níveis de proveitos permitidos dos ORD refletem a sua dimensão e as condições da envolvente da sua área de atuação e os fatores específicos caracterizadores da atividade operacional de cada ORD (por exemplo, extensão da rede, número de pontos de abastecimento e volume de gás veiculado) conforme o referido anteriormente. A Lisboagás, em 2015, detinha cerca de 39% do número total de pontos de abastecimento e veiculou cerca de 19% do volume total de gás natural (ver Figura 4-6) apresentando-se como o ORD com o maior volume de proveitos permitidos. A EDP Gás Distribuição detinha cerca de 22% do número de

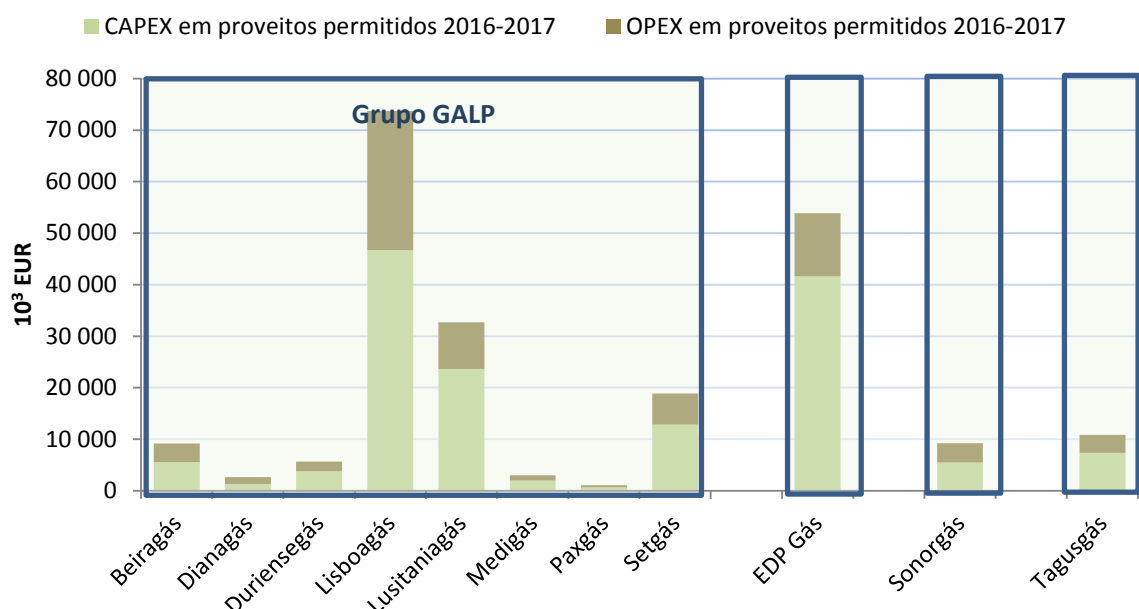
¹⁶ Custos de exploração.

¹⁷ Custos de investimento, inclui o valor das amortizações e depreciação do ativo fixo em exploração e a sua remuneração.

pontos de abastecimento, seguindo-se a Lusitaniagás com 16%. No entanto, a Lusitaniagás é o ORD com maior volume de gás natural veiculado, 33% do volume total, por força do peso do número de clientes industriais nesta empresa, seguindo-se a EDP Gás Distribuição com 29%. Estas três empresas, em conjunto com a Setgás, que detém 12% do número total de pontos de abastecimento e 8% do volume total de gás natural veiculado, correspondem a cerca de 81% dos proveitos permitidos da atividade de distribuição.

As áreas de concessão destas empresas estão localizadas no litoral centro e norte, o que lhes permite alcançar este nível de dimensão conforme referido anteriormente. O conjunto destas quatro empresas corresponde a 88% do número total de pontos de abastecimento e a 89% do volume de gás veiculado. As empresas licenciadas, no seu conjunto, representam apenas cerca de 10% dos proveitos permitidos totais.

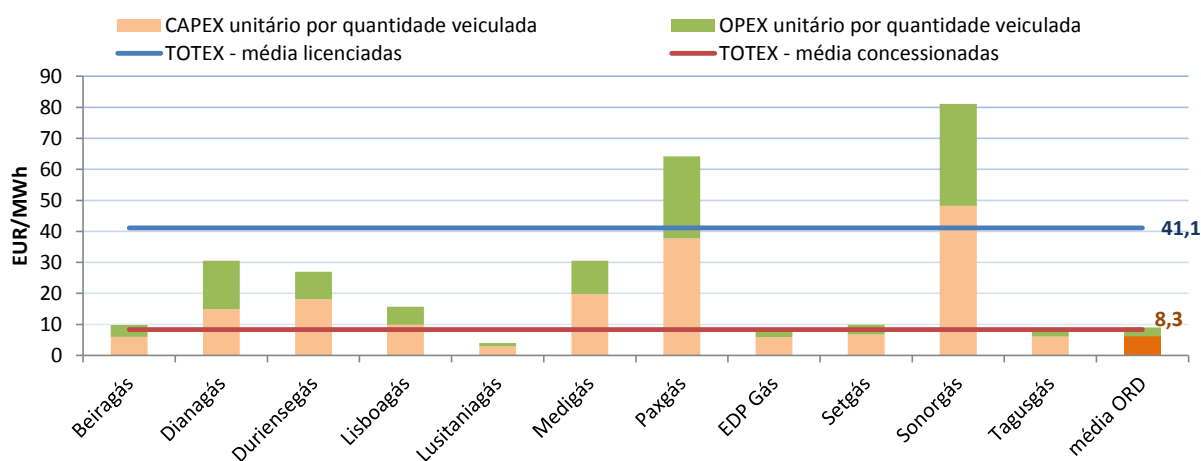
Figura 4-11 – Estrutura de proveitos permitidos de cada ORD em T2016-2017



Em termos unitários, por unidade de energia distribuída e por ponto de abastecimento, os custos totais (OPEX e CAPEX) por empresa apresentam-se muito diversificados conforme se pode observar nas figuras seguintes. As empresas licenciadas são as que apresentam maior custo unitário por quantidades veiculadas de gás natural, em termos médios, correspondendo ao quádruplo do valor apresentado pelas empresas concessionadas. Esta diferença deve-se às especificidades das áreas licenciadas comparativamente às áreas concessionadas de acordo com o supra referido, que se refletem nas suas condições de operação. Além de não estarem ligadas ao sistema interligado de gasodutos e redes, implicando, por exemplo, o investimento em Unidades Autónomas de Gaseificação (UAG's), as áreas licenciadas apresentam uma menor densidade geográfica de clientes e de empresas não permitindo uma maior saturação das infraestruturas de distribuição de gás natural e, conseqüentemente, uma maior diluição do seu custo por unidade de gás natural distribuída. Estas áreas também registam um menor peso

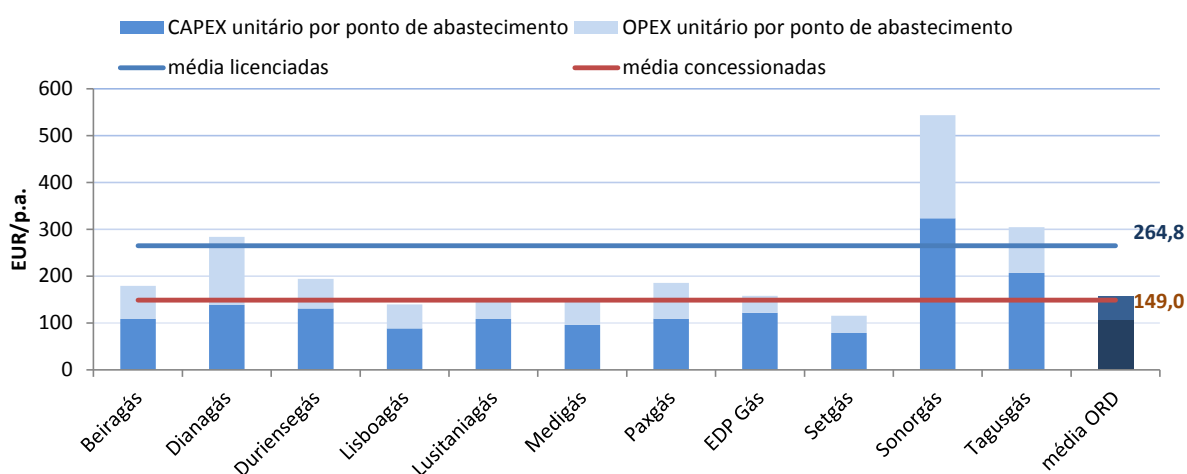
dos clientes industriais que determinam significativamente o volume de gás veiculado. Entre os ORD licenciados existem igualmente grandes diferenças. A Sonorgás é a empresa a apresentar o maior custo unitário por quantidades veiculadas, significativamente acima do valor da Medigás, quando ambas as empresas apresentam uma similitude no volume de gás veiculado.

Figura 4-12 - TOTEX unitário por quantidades veiculadas de GN em T2016/2017



No caso dos custos unitários por ponto de abastecimento, continuam a ser as empresas licenciadas a apresentar o maior valor médio comparativamente às empresas concessionadas. No entanto, a diferença observada deve-se, em grande medida, ao valor apresentado pela Sonorgás. Excluindo esta empresa, a diferença do valor médio do custo unitário entre os dois tipos de empresas diminui significativamente.

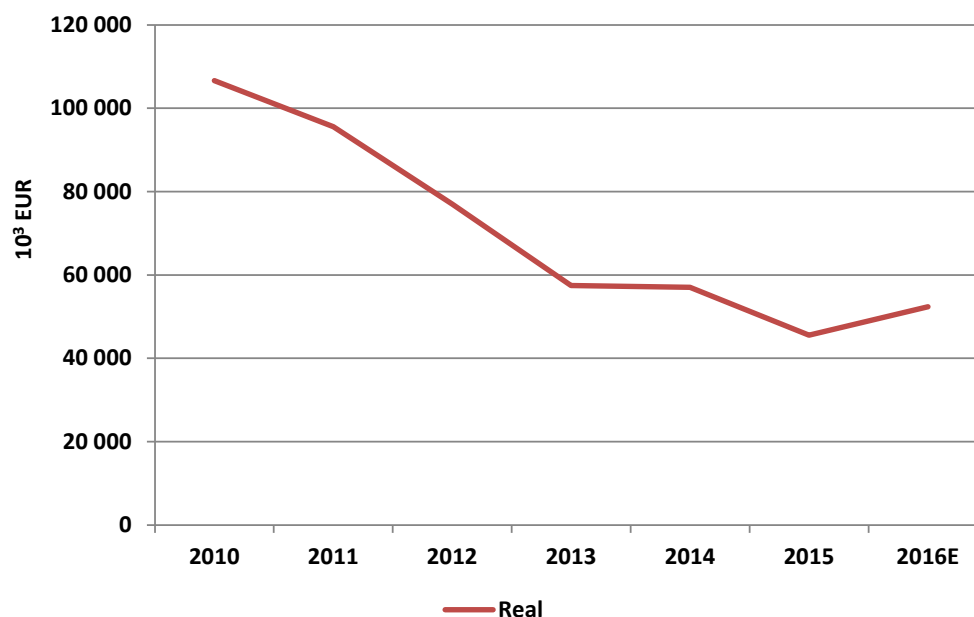
Figura 4-13 - TOTEX unitário por ponto de abastecimento em T2016/2017



Como foi possível observar nas figuras anteriores, o CAPEX assume a maior fatia dos proveitos permitidos da atividade, pelo que as decisões das empresas em termos de investimentos são fundamentais para a

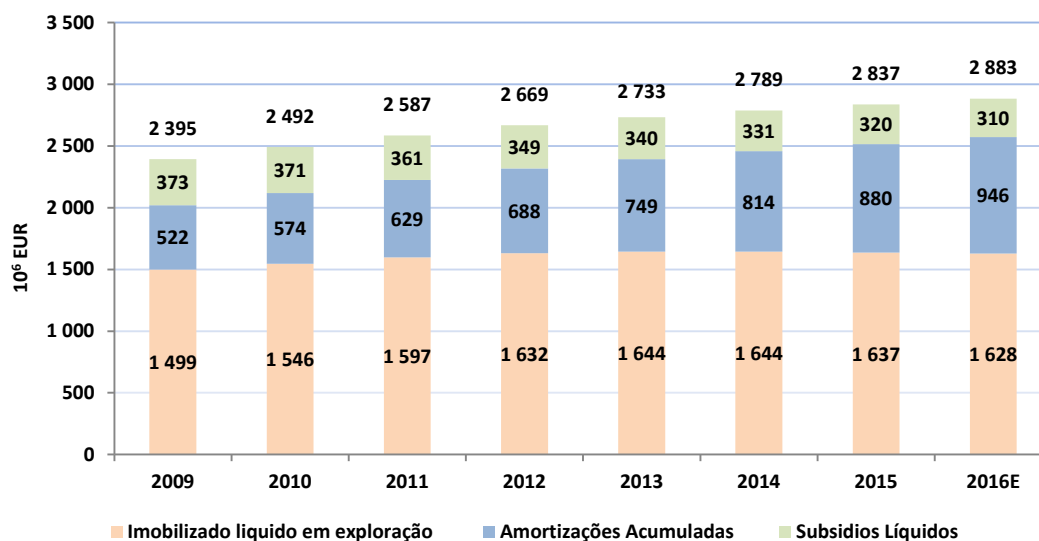
evolução daquela rubrica. Na figura infra apresentam-se os valores de investimento, que neste caso correspondem aos valores do imobilizado que entram em exploração uma vez que, na generalidade das empresas, o investimento efetuado no ano é transferido quase, na sua totalidade, para imobilizado em exploração.

**Figura 4-14 - Evolução do imobilizado entrado anualmente em exploração nos onze ORD
(preços correntes)**



No universo dos onze ORD verifica-se um decréscimo do valor do investimento até ao ano de 2015, tendo-se observado uma estabilização do investimento realizado em 2014 comparativamente a 2013. Para 2016 estima-se um ligeiro incremento do investimento.

Figura 4-15 – Evolução do ativo real remunerado

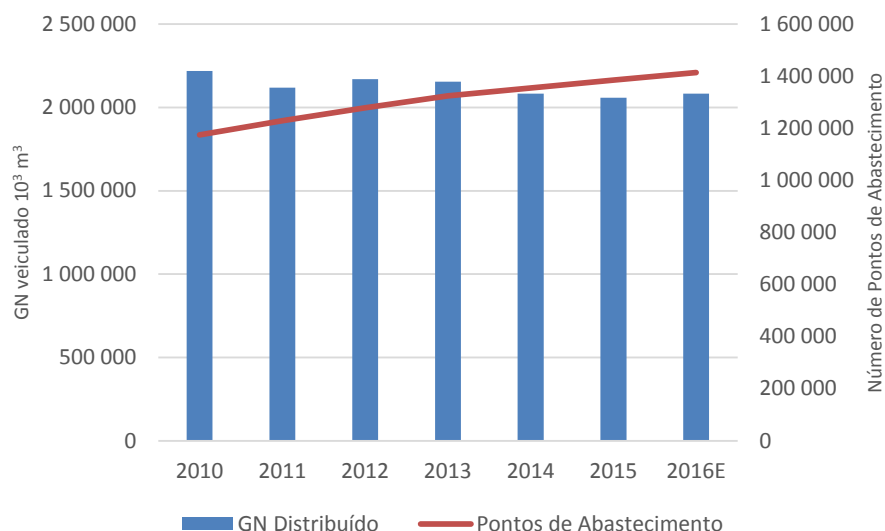


4.3 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL ATÉ À DATA

EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL

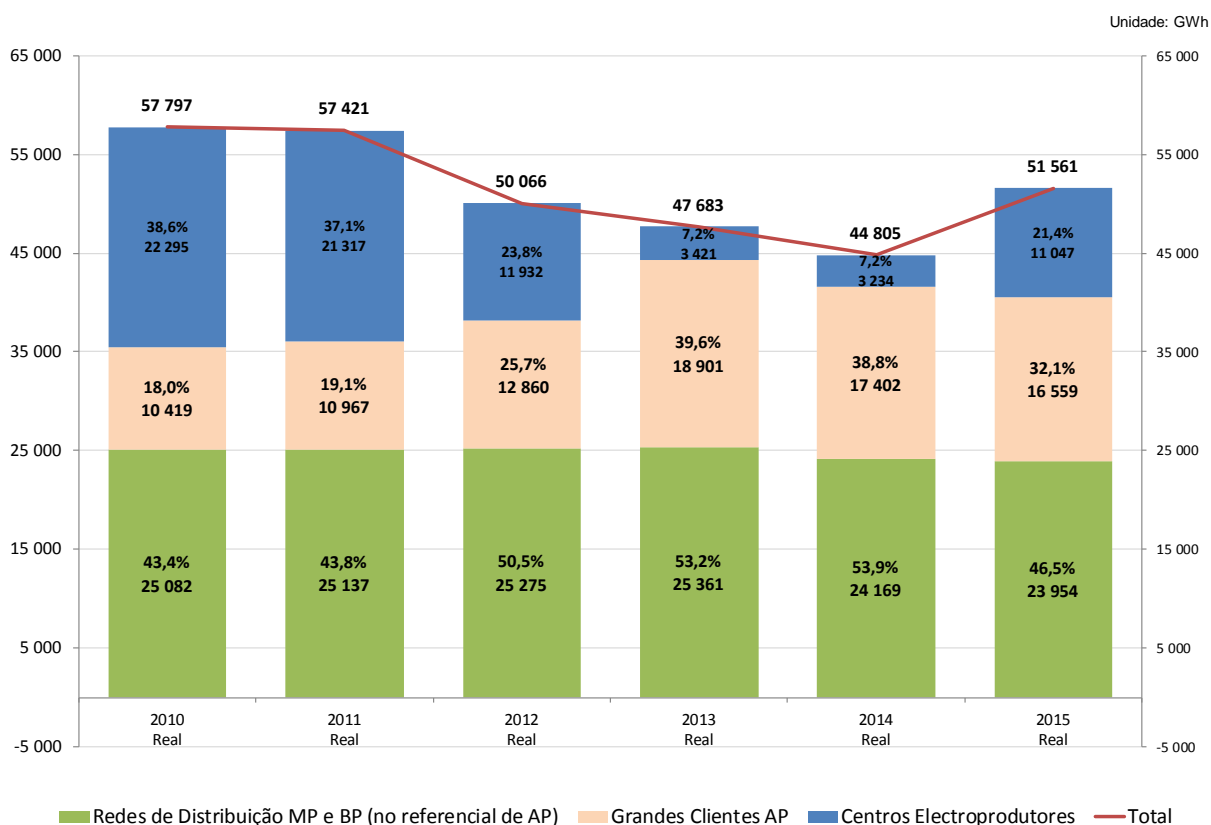
A Figura 4-16 apresenta a evolução, no período de 2010 a 2016, do volume de gás natural distribuído e do número de pontos de abastecimento. Apesar da tendência de crescimento do número de pontos de abastecimento, verifica-se nos últimos anos uma estabilização do volume de gás natural distribuído, o que significa, conseqüentemente, uma diminuição do valor de gás unitário distribuído por ponto de abastecimento.

Figura 4-16 – Evolução do volume de GN veiculado e do número de pontos de abastecimento



Antes da análise da evolução do volume de gás natural na rede de distribuição em média e baixa pressão associada à atividade dos ORD, importará conhecer a estrutura dos consumos de gás natural em Portugal de forma a identificar a relevância do setor de distribuição em média e baixa pressão no sistema nacional de gás natural. Na Figura 4-17 pode observar-se uma alteração de estrutura de consumo, com uma diminuição do peso dos centros electroprodutores no consumo nacional e um aumento do peso relativo do consumo dos grandes clientes em alta pressão (AP) até 2014, tendo ocorrido uma inversão desta tendência em 2015. No caso do consumo de gás fornecido pela rede de distribuição em MP e BP, observou-se uma estabilização do volume distribuído no período de 2010 a 2013 e um ligeiro decréscimo nos dois anos subsequentes. Em 2015, o consumo de gás dos consumidores ligados em MP e BP representou cerca de 47% do consumo de gás natural em Portugal.

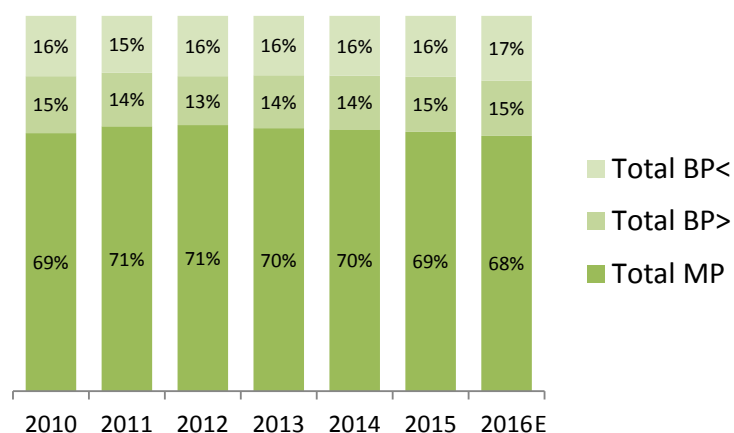
Figura 4-17 - Evolução da estrutura dos consumos de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE

Constata-se, no entanto, que a estrutura de consumo por nível de pressão na rede de distribuição é bastante estável (Figura 4-18), e que os consumidores domésticos (BP<) representam apenas cerca de 16% do gás natural fornecido pela rede de distribuição, sendo que o gás natural consumido em MP representa quase 70% do total do gás natural distribuído.

Figura 4-18 – Gás natural distribuído, por nível de pressão

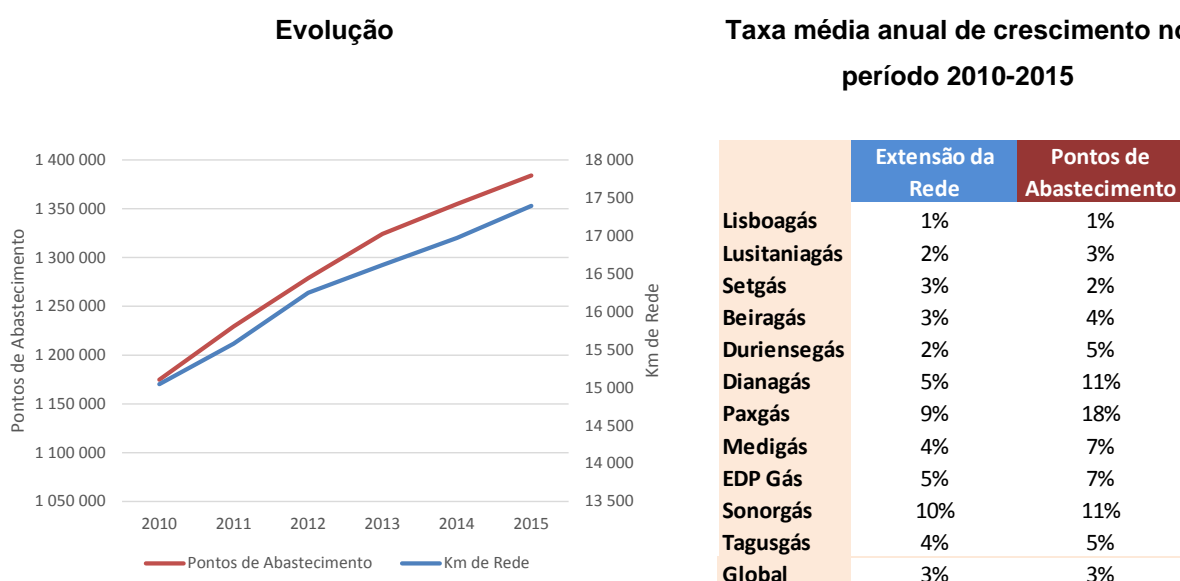


Fonte: ERSE, ORD

EVOLUÇÃO DOS PONTOS DE ABASTECIMENTO E DA EXTENSÃO DE REDE

As redes de distribuição de gás natural encontram-se em fases de desenvolvimento diferentes, em função da sua antiguidade, conforme a análise efetuada nos pontos anteriores. Com efeito, as diferentes maturidades dos ORD que atuam no SNGN, associado ao facto de a rede (extensão e número de pontos de abastecimento) ter continuado a expandir-se nos últimos anos (Figura 4-19) levam a que parte da extensão da RNDGN ainda não tenha atingido os seus objetivos em termos de taxas de penetração (Figura 4-20)

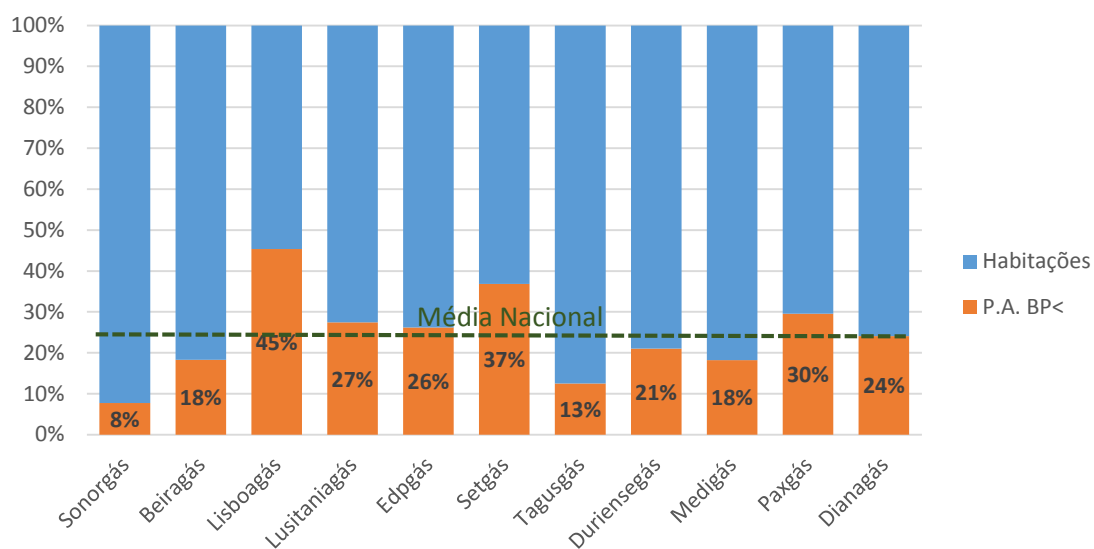
Figura 4-19 – Evolução da Extensão da Rede e do Número dos Pontos de Abastecimento



Fonte: ERSE, ORD.

Conforme o referido anteriormente, as áreas concessionadas / licenciadas abrangem cerca de 95% da população residente em Portugal continental e 73% do território nacional quando consideramos todos os municípios abrangidos por essas áreas. Estes valores relativos reduzem-se para 87% da população e 49% do território quando apenas se considera os municípios das áreas concessionadas / licenciados dotados de infraestruturas de distribuição de gás natural. No entanto, uma análise do peso dos pontos de abastecimento ligados no número potencial de pontos de abastecimento permite observar que o número de clientes de gás natural se apresenta muito longe do número implícito nos níveis de cobertura geográfica dos ORD concessionados e licenciados. Observa-se que o número de pontos de abastecimento em BP< corresponde apenas a 24% das habitações familiares revelando a proporção da população de Portugal continental que é consumidora de gás natural. Este indicador apresenta uma elevada heterogeneidade entre os diferentes ORD mas sendo comum à maioria dos ORD a reduzida taxa de cobertura. Assim, à semelhança do ocorrido no PDIRD anterior, uma parte considerável do investimento apresentado nas Propostas de PDIRD GN 2017-2021, está associado à densificação da rede existente, através da construção de pequenas extensões e ramais de ligação a novos consumidores.

Figura 4-20 – Relação do Número de Pontos de Abastecimento BP < e o Número de Habitações Familiares nos Municípios com GN



Fonte: ERSE, INE e ORD.

A Figura 4-21 apresenta a evolução do número de pontos de abastecimento por ORD verificados desde 2010. Esta figura evidencia o maior crescimento da atividade dos ORD licenciados face aos restantes, com exceção do caso da EDP Gás Distribuição.

Figura 4-21 – Evolução do número de pontos de abastecimentos por ORD

Nº de Pontos de Abastecimento) - Totais								
Unid: Pts abastecimento	Real						Estimado	TCMA ₁₀₋₁₆
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Lisboaágás	494 251	502 154	508 105	515 243	518 934	523 896	528 140	1,1%
EDP Gás	228 315	251 886	274 330	292 211	307 098	319 587	333 215	6,5%
Lusitaniagás	185 439	190 943	197 612	205 567	209 849	213 849	217 836	2,7%
Setgás	143 618	147 248	151 265	156 167	158 819	161 605	164 315	2,3%
Beiragás	41 571	44 652	46 790	48 775	49 965	51 067	52 161	3,9%
Tagusgás	27 328	30 130	31 514	32 120	32 843	34 030	35 427	4,4%
Duriensegás	22 673	24 807	26 711	27 972	28 535	28 972	29 326	4,4%
Sonorgás	8 628	10 749	12 666	13 708	14 485	15 510	16 409	11,3%
Medigás	14 473	15 866	17 203	18 584	19 639	20 440	21 200	6,6%
Dianagás	5 640	6 589	7 514	8 295	8 879	9 222	9 547	9,2%
Paxgás	2 767	4 219	5 078	5 548	5 848	5 982	6 041	13,9%
Total	1 174 703	1 229 242	1 278 786	1 324 188	1 354 890	1 384 157	1 413 613	3,1%

Finalmente, a figura seguinte apresenta a evolução até à data da procura por ORD, observando um decréscimo em termos médio da mesma, em especial devido à evolução verificada em algumas empresas concessionadas. A crise económica vivida nos últimos anos justificará, igualmente, esta evolução.

Figura 4-22 – Evolução da procura por ORD

Gás distribuído (GWh)								
Unid: GWh	Real						Estimado	
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TCMA ₁₀₋₁₆
Lusitaniagás	8 456	7 862	7 839	7 734	7 924	8 003	8 141	-0,6%
EDP Gás	6 812	7 114	7 295	6 910	6 853	6 882	7 043	0,6%
Lisboagás	6 186	5 476	5 761	5 795	4 855	4 662	4 669	-4,6%
Setgás	1 878	1 769	1 863	1 895	1 866	1 882	1 825	-0,5%
Tagusgás	1 250	1 236	1 274	1 363	1 366	1 166	1 174	-1,0%
Beiragás	845	818	828	949	955	914	898	1,0%
Duriensegás	227	209	211	215	206	203	222	-0,4%
Sonorgás	84	86	93	99	99	105	113	5,1%
Medigás	78	80	83	95	99	101	99	4,1%
Dianagás	55	51	53	55	66	79	85	7,5%
Paxgás	10	13	16	16	17	17	17	9,0%
Total	25 881	24 712	25 315	25 126	24 306	24 012	24 286	-1,1%

CONCLUSÕES

O exercício de caracterização da atividade dos ORD, em particular a identificação do número de consumidores ligados e o nível de cobertura atual das concessões/licenças de distribuição de gás natural permitiu retirar algumas conclusões, designadamente sobre:

- O potencial e a maturidade das concessões/licenças de distribuição de gás natural;
- Os objetivos razoáveis em termos de taxas de penetração para as redes de distribuição de gás natural.

As empresas que têm apresentado as taxas de crescimento do gás natural mais elevadas nos últimos anos são, de um modo geral, as empresas licenciadas, onde a taxa de penetração é igualmente a menor. No entanto, estas empresas são igualmente as empresas que desenvolvem a sua atividades em áreas mais carenciadas em termos económico e industrial e com menor densidade populacional, pelo que se espera que esta dinâmica se possa esgotar a médio prazo. Esta conclusão é reforçada pela observação das baixas taxas de crescimento da procura que têm apresentado as empresas mais antigas, que são, cumulativamente, também as empresas com maior potencial económico e geográfico. Estas empresas aparentam já ter incorporado na sua atividade uma parte importante do potencial de consumo do gás natural existente nas suas respetivas áreas, o que estará refletido na forte diminuição do consumo unitário e justificará o nível de investimentos mais baixo previsto nas Propostas de PDIRD GN 2016 dessas empresas. Excetua-se o caso da concessionada EDP Gás Distribuição, que apesar de ser uma das empresas mais antigas e de maior dimensão, continua a apresentar uma taxa elevada de crescimento da sua atividade.

Registe-se, igualmente, que a ligeira contração da procura verificada nos últimos anos se deverá em grande parte à evolução do contexto macroeconómico, pelo que a análise das previsões para o mesmo constitui uma ferramenta importante da previsão da procura de gás natural.

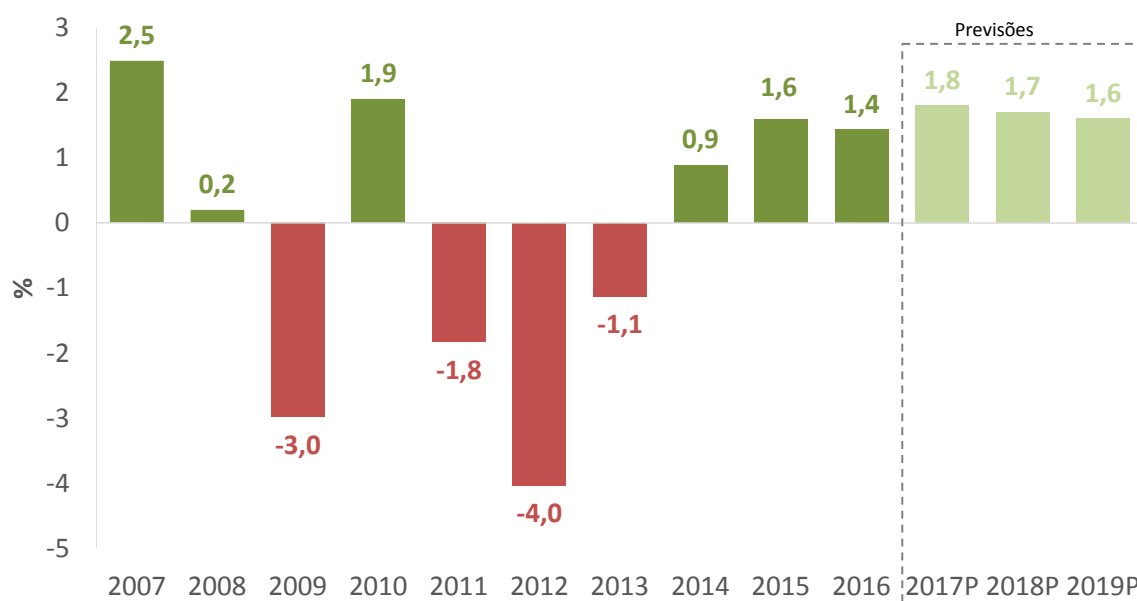
4.4 EVOLUÇÃO MACROECONÓMICA

Apresenta-se de seguida o cenário macroeconómico prospetado para a evolução da economia a médio prazo.

CENÁRIO MACROECONÓMICO PARA A ECONOMIA PORTUGUESA

O comportamento da economia portuguesa nos anos de 2015 e de 2016, após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento que ocorreu em meados de 2014, caracterizou-se por uma recuperação da atividade, com o PIB a registar um crescimento de 1,6% e 1,4%, respetivamente. Esta recuperação permitiu consolidar a recuperação económica verificada em 2014, depois de três anos de recessão económica (ver Figura 4-23).

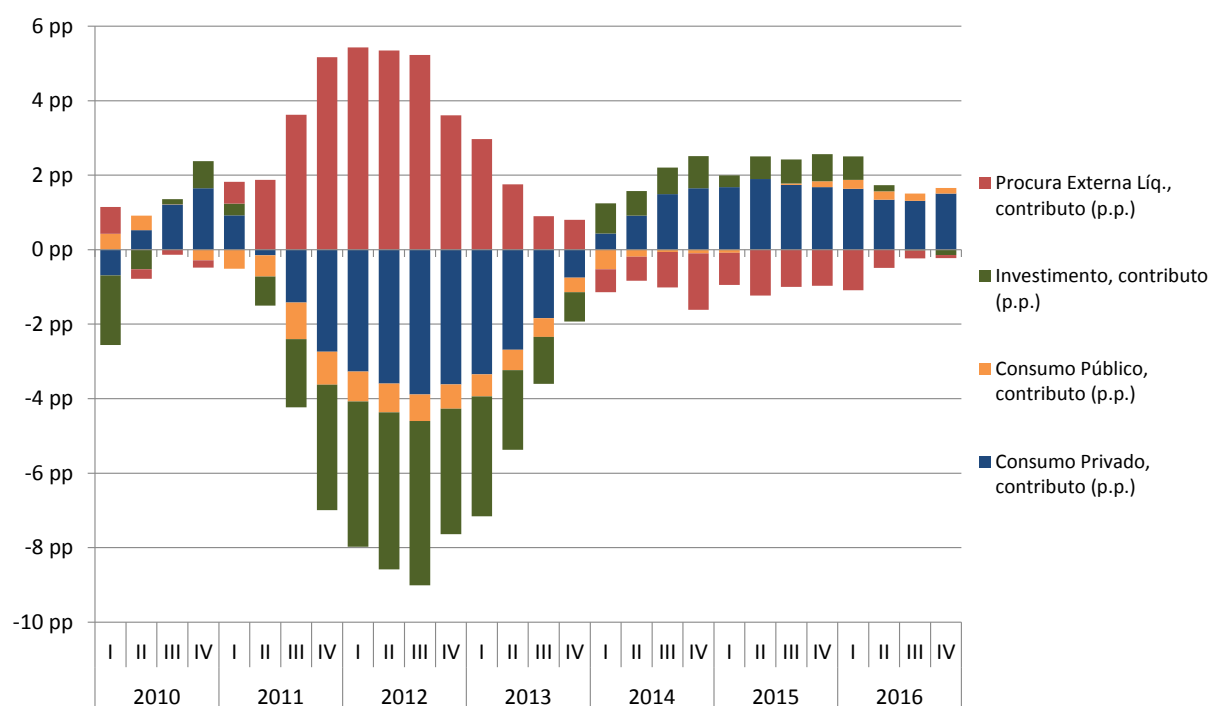
Figura 4-23 – Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, INE e Banco de Portugal

A recente consolidação da recuperação da atividade foi sustentada em 2015 na procura interna, tal como verificado em 2014 (e ao contrário do verificado nos três anos anteriores – ver Figura 4-24 e Figura 4-25), com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação. Já em 2016, enquanto o consumo privado manteve uma forte dinâmica de crescimento, o investimento abrandou marcadamente, tendo o crescimento do PIB sido suportado também pela melhoria da procura externa líquida.

Figura 4-24 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida para a taxa de crescimento do PIB em Portugal**



*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE.

Na Figura 4-24 e Figura 4-25 pode-se observar esta inversão do padrão de crescimento da economia portuguesa a partir de 2014, quando comparado com os três anos anteriores. Entre o segundo trimestre de 2011 e o final de 2013, o principal *driver* positivo de crescimento da economia portuguesa foi a procura externa líquida, com o crescimento muito acentuado das exportações, tendo o investimento e o consumo privado contribuído negativamente durante esse período.

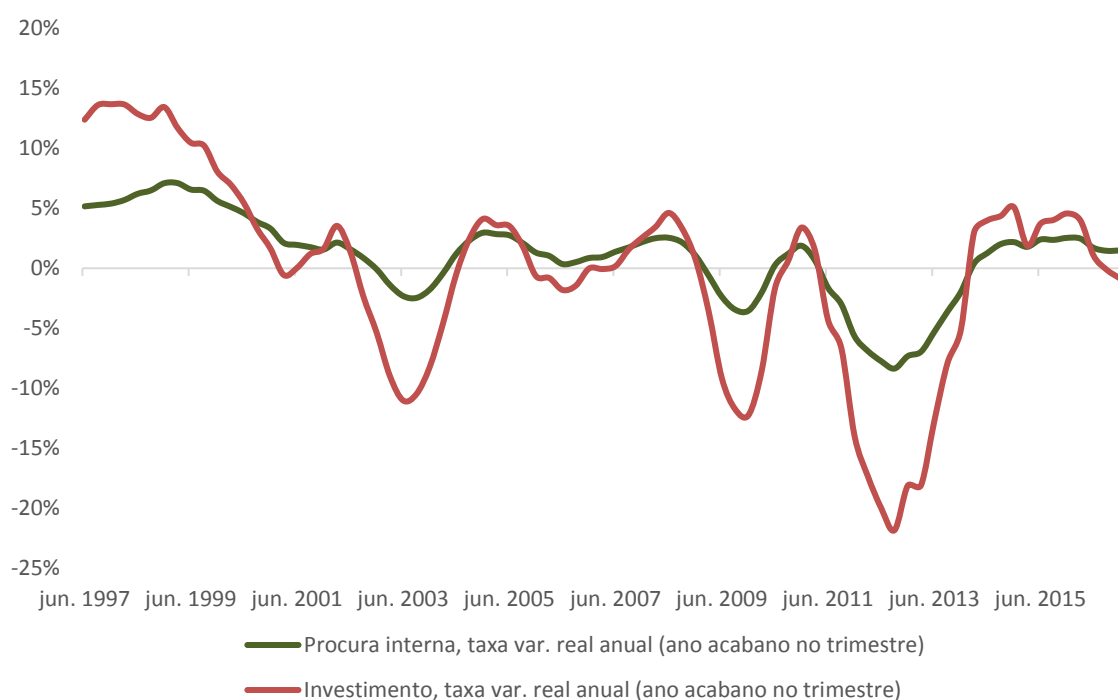
A partir de 2014 e durante 2015 e, em menor medida, 2016, inverteu-se esse padrão de crescimento, com uma retoma do crescimento do consumo privado e do investimento, tendo as importações observado taxas de crescimento mais acentuadas, cuja evolução contrastou com o ritmo do crescimento das exportações mais lento, levando ao contributo negativo da procura externa líquida.

Para o ano de 2017, espera-se que o PIB mantenha a trajetória de recuperação. Embora se preveja um ligeiro abrandamento do consumo privado (média de 1,7% das previsões do BP, FMI e CE, face a 2,3% verificado em 2016), estima-se uma forte recuperação do investimento (4,5% face a -0,9% verificado em 2016). Neste quadro de evolução da economia previsto pelo BdP, está também subjacente um cenário de ligeira aceleração da procura externa dirigida à economia portuguesa, por efeito da recuperação da

economia global. Para 2018, as projeções apontam para um comportamento das várias componentes do PIB em linha com o estimado para 2017.

Mantém-se assim uma tendência de evolução positiva da economia, designadamente a partir de 2017. No entanto, persistem sinais de alguma incerteza nas previsões macroeconómicas e riscos decorrentes da evolução da economia estar ainda dependente da estabilidade política e da capacidade de consolidação orçamental do governo no executivo, bem como da sustentabilidade da recuperação económica europeia.

Figura 4-25 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2016



No que se refere aos cenários hipotéticos positivos, os mais significativos decorrem da expectativa de manutenção do preço do petróleo e das *commodities*, da manutenção das taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero e de expectativas de crescimento ligeiramente mais forte para os países da zona Euro. A divergência entre as expectativas de manutenção da taxa de juro de referência do BCE nos valores mínimos atuais, por um prolongado período de tempo, e as expectativas de subida em relação à taxa de juro de referência do dólar, têm suportado níveis fracos do euro face ao dólar americano, os quais contribuem para a dinamização da economia nacional.

No que diz respeito aos cenários negativos, podem-se realçar a continuação da necessidade de consolidação orçamental, o risco de surpresas negativas relacionadas com o sistema bancário nacional e europeu e os riscos e as tensões geopolíticas (Brexit, Grécia, eleições em países europeus e, ainda,

persistente instabilidade no Médio-Oriente), assim como os impactes da reversão da atual política monetária expansionista por parte do BCE.

No entanto, relativamente à política monetária do BCE, é expectável que estes níveis de taxas de juro historicamente baixas se possam prolongar por mais algum tempo, dado os atuais níveis de inflação ainda relativamente baixos na Zona Euro. Registe-se que as decisões de política monetária procuram atingir o objetivo primordial do BCE de manutenção da estabilidade dos preços, que se concretiza num objetivo de uma inflação próxima, mas abaixo, de 2% no médio prazo, um *target* que está ainda longe de ser atingido sustentadamente.

Apesar de a inflação homóloga da Zona Euro ter aumentado nos últimos meses (situando-se em fevereiro nos 2%), este aumento deve-se sobretudo a fatores não recorrentes, como o aumento dos preços de energia. A inflação média anual *core* (que não considera os preços de energia) tem-se mantido ainda estável em níveis inferiores a 1%. Estes dados de inflação, aliados a uma recuperação económica que, apesar de sustentada, ainda revela fragilidades, continuam a suportar a manutenção da taxa de referência por parte do BCE. Contudo, o BCE tem sinalizado um posicionamento de política monetária ligeiramente menos acomodativo (designadamente na sua reunião de março), uma vez que deixou de incorporar um risco significativo de deflação.

Esse posicionamento, ligeiramente menos acomodativo por parte do BCE, tem-se traduzido nas decisões quanto ao programa de compra de títulos. Recentemente, apesar de ter anunciado o prolongamento do QE até Dezembro de 2017, o BCE reduziu o montante de aquisições mensais de 80 milhões de euros para 60 milhões, a partir de abril de 2017.

Com base nestes fatores, é de esperar que a taxa de referência do BCE se mantenha em valores próximos de zero, ainda por um período alargado de tempo. Eventuais alterações para uma política monetária menos expansionista deverão traduzir-se, inicialmente, numa redução ou mesmo eliminação dos estímulos monetários não convencionais (programa de compra de obrigações).

Em suma, os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal e do FMI, sugerem uma evolução positiva mas moderada da economia portuguesa em 2017 e 2018. As previsões macroeconómicas destas instituições apontam para uma ligeira aceleração do crescimento do PIB em 2017 face ao ocorrido em 2016.

Figura 4-26 - Economia portuguesa - principais indicadores

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2016	2017 ^P	2018 ^P	2017 ^P			2018 ^P			2019 ^P			2020 ^P	2021 ^P
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	FMI	FMI	FMI
PIB	1,4	1,7	1,6	1,8	1,7	1,6	1,7	1,5	1,5	1,6	1,2	1,1	1,0	
Consumo privado	2,3	1,7	1,3	2,1	1,3	1,6	1,4	1,2	1,2	1,4	1,1	1,0	0,9	
Consumo público	0,8	0,4	0,4	0,2	0,6	0,4	0,5	0,3	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	
Investimento	-0,9	4,5	3,9	6,8	2,8	3,8	5,0	2,4	4,2	4,8	2,4	2,4	2,4	
Exportações	4,4	4,6	4,3	6,0	3,6	4,1	4,8	3,9	4,2	4,5	4,0	3,9	4,0	
Importações	4,4	5,0	4,3	7,3	3,5	4,3	4,8	3,9	4,3	4,7	3,9	3,9	3,9	
Inflação*	0,6	1,4	1,4	1,6	1,2	1,3	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,8	
Deflador do PIB	1,6	1,4	1,4	n.d.	1,4	1,4	n.d.	1,4	1,4	n.d.	1,5	1,7	1,7	
Desemprego (% população ativa)	11,1	10,2	9,5	9,9	10,6	10,1	9,0	10,1	9,4	7,9	9,7	9,2	8,8	

(*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

P - Previsões P - Previsões

Fontes: ERSE; Banco de Portugal - "Projeções para a economia portuguesa: 2017-2019", Março 2017; FMI - Portugal: 5th Fifth Post Program Monitoring Discussions, Staff Report, IMF Country Report No. 17/58, fevereiro 2017; IMF world Economic Outlook April 2017, Comissão Europeia (CE) - Winter 2017 Economic Forecast - Previsões económicas fevereiro 2017; INE.

4.5 ANÁLISE DAS PREVISÕES DA EVOLUÇÃO DA PROCURA IMPLÍCITAS NAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016

Neste ponto, apresentam-se as previsões de evolução da procura tendo por base as informações apresentadas pelas empresas nas Propostas de PDIRD-GN 2016, correspondendo, desta forma, às perspetivas das empresas.

4.5.1 PRESSUPOSTOS SUBJACENTES ÀS PREVISÕES DAS EMPRESAS

São de seguida brevemente apresentados os pressupostos que sustentam as previsões dos ORD por Proposta de PDIRD-GN 2016, procurando evidenciar os fatores utilizados para justificar as previsões de evolução da procura efetuadas.

EDP GÁS DISTRIBUIÇÃO

No caso da EDP Gás Distribuição, o pressuposto utilizado por esta empresa para a projeção de consumos dos atuais clientes consistiu na utilização dos consumos unitários de 2015 verificados em cada concelho. Esta opção foi justificada por este pressuposto refletir: i) a diversidade dos clientes em cada concelho, ii) constituir uma opção mais conservadora e, iii) considerar os dados microeconómicos de atuação regional mitigação as projeções otimistas revelados pelos dados macroeconómicos. Para a definição das previsões de novos clientes, a empresa prevê alcançar os 413 000 pontos de abastecimento em 2021, significando um crescimento de 21,7% do número de pontos de abastecimento para o período de vigência do PDIRD-GN 2016. Esta previsão apenas inclui o alargamento do fornecimento para um novo concelho

(Caminha), restando apenas um concelho da área da concessão que continuará sem ser abastecido de gás natural. Este incremento do número de pontos de abastecimento pressupõe um crescimento da taxa de penetração (número de pontos de abastecimento ligados / total de pontos de abastecimento cobertos pela rede construída), que em 2015 se situava nos 56%, e a EDP Gás Distribuição prevê alcançar os 65% em 2021. A EDP Gás Distribuição justifica estas previsões com o foco na captação de locais de consumo na rede existente e na expansão da rede quando esta se verificar atrativa. Adicionalmente, observa-se que estas previsões são suportadas em “*informação comercial de rede cadastrável e auditável dos sistemas de informação da EDP*”. As previsões de consumo destes novos clientes foram diferenciadas por nível de pressão. Na BP<, foram considerados como referência para todo o período de 2017 a 2021 os consumos unitários do ano de 2015 em cada concelho. Para a BP> e a MP foi efetuada uma previsão específica para os novos pontos. Estas previsões foram justificadas com os mesmos argumentos das previsões associadas aos atuais clientes.

Ao prever um menor peso dos consumidores em MP e em BP> nos novos clientes, face aos que existem atualmente, a EDP Gás Distribuição prevê, igualmente, que os novos pontos de abastecimento apresentem, em média, um consumo mais baixo do que o valor médio que atualmente se verifica na sua concessão, o que justifica a redução do consumo por ponto de abastecimento de 2,6% (taxa média anual) entre 2016 e 2021, subjacente a esta Proposta de PDIRD-GN 2016. Em suma, a taxa de crescimento médio anual do consumo de gás natural na sua área de concessão previsto pela EDP Gás Distribuição no período 2016 a 2021 é de 1,4%.

ORD DO GRUPO GALP

Ao contrário da anterior Proposta de PDIRD-GN, e tal como solicitado pela ERSE, o Grupo Galp apresentou Propostas de PDIRD-GN diferenciadas para cada ORD.

Nos ORD do grupo GALP Energia o pressuposto utilizado para a projeção de consumos dos atuais clientes consistiu na utilização dos consumos médios unitários verificados no período de 2012 a 2015, em cada concelho, mantendo os perfis de consumo por nível de pressão. Esta opção é justificada por permitir limitar o impacte das variações anuais dos consumos médios devido a fatores conjunturais. Relativamente às previsões para novos clientes, não é previsto a introdução de gás natural em novos concelhos das áreas de concessão¹⁸ da Beiragás, LisboaGás, Lusitaniagás e Setgás do Grupo Galp. Este crescimento resulta apenas do acréscimo dos pontos de abastecimento para a baixa pressão, justificando esta opção por uma questão de prudência.

O Grupo justifica as previsões como decorrentes de levantamentos de mercado e das iterações com os agentes de mercado, destacando os condicionalismos transversais à progressão do consumo de gás

¹⁸ Os restantes ORD têm licenças de distribuição de gás natural atribuídas para polos de consumo.

natural a nível nacional, que incluem fatores tais como o contexto económico e as condições climáticas e, ainda, condicionalismos regionais que incluem, igualmente, a tipologia de consumidores e o nível da cobertura regional das infraestruturas de distribuição de gás natural. Estes condicionalismos justificam que o grupo Galp oriente os investimentos previstos para investimentos que permitem aumentar a saturação da rede da rede já existente ou que tenham subjacente uma “expansão racional das infraestruturas subjacentes”. Deste modo e à semelhança do ocorrido na Proposta de PDIRD-GN 2014, os ORD do Grupo GALP Energia não preveem nenhum projeto de expansão a novos concelhos das áreas de influência das concessões. Os ORD deste grupo empresarial assumem assim, de um modo geral, que o nível da dotação orçamental para a ligação a novos clientes, historicamente baixo, se manterá a este nível no período de vigência da Proposta de PDIRD-GN 2016.

Nas previsões de consumo dos novos clientes foi utilizado o pressuposto anteriormente referido para os atuais clientes. Neste contexto, todos os ORD do Grupo Galp preveem um ligeiro crescimento do consumo ao longo do período das Propostas de PDIRD-GN 2016, que deverá variar entre um mínimo de 0,4% na Lusitaniagás e 2,7% na Dianagás, implicando que, no seu todo, a taxa média de crescimento do consumo de gás natural entre 2016 e 2021 previsto pela Galp seja de 0,5%, inferior à taxa média de evolução do PIB prevista pelo FMI e Banco de Portugal para esse período.

SONORGÁS

A Proposta de PDIRD-GN 2016 da Sonorgás incorpora, para além dos cinco polos já existentes, previsões associadas às 18 novas licenças de distribuição de gás natural atribuídas no âmbito do concurso limitado por prévia qualificação para atribuição de licenças de distribuição local de gás natural para os polos de consumo. As previsões de evolução da procura no período 2016 a 2021 baseiam-se em pressupostos bastante diferentes consoante digam respeito aos atuais polos de distribuição de gás natural da Sonorgás ou digam respeito aos 18 novos polos que lhe foram recentemente atribuídos.

Em relação aos atuais clientes, a previsão da evolução da procura de gás natural teve como pressuposto de referência, o consumo unitário real, por segmento de mercado, verificado em 2015. No entanto, a empresa não apresenta qualquer justificação para esta opção. No que concerne ao crescimento do número de clientes nos atuais polos, a empresa prevê um crescimento de 1,1%. Para a definição da previsão dos consumos, a Sonorgás considerou o pressuposto de que os mesmos estariam em linha com o consumo médio de 2014 a 2015. Desta forma, a taxa de crescimento médio anual do consumo de gás natural implícita nas previsões da Sonorgás é de 0,6% por ano para os polos atuais. A Sonorgás justifica a utilização dos pressupostos supra identificados tendo por base a informação interna obtida na área de intervenção dos atuais polos de consumo e a informação de uma entidade externa para o caso dos novos polos de consumo. Registe-se, no entanto, que não existe qualquer informação relativamente aos pressupostos e metodologias considerados no estudo, nem sobre a entidade externa que o desenvolveu.

No que concerne os novos polos, a Sonorgás prevê que os pontos de abastecimento nos 18 novos polos deverão passar de 891 em 2017 para 23 280 pontos em 2021. Este crescimento deverá ter um reflexo equivalente no nível de consumo, segundo a Sonorgás, que deverá passar de 581 248 m³ em 2017, para 17 545 349 m³ em 2021. A Sonorgás baseia as suas previsões no pressuposto de que os consumos médios dos clientes domésticos nos novos polos serão iguais aos consumos médios verificados em 2014 e em 2015 nos atuais polos de consumo. No que diz respeito aos consumos dos clientes com consumo acima de 10 000 m³, a Sonorgás refere que estes consumos têm por base o estudo supra referido.

TAGUSGÁS

Em relação aos atuais clientes, a Tagusgás prevê que o consumo se mantenha constante ao nível do verificado em 2015 ao longo do período da Proposta de PDIRD-GN 2016, visto considerar que este nível de consumo, historicamente baixo, reflete fatores estruturais.

Em relação a novos clientes, a Tagusgás não prevê investimentos em novos concelhos da sua área de concessão apesar de apenas abastecer 55% dos concelhos da área de concessão. A empresa justifica esta opção com o argumento de que a realização do investimento de ligação a novos concelhos ou polos de consumo doméstico pressuporia “a ligação de clientes que aportem maiores consumos para o sistema, grandes clientes e industriais”, que não são previstos e, por esta via, não se prevê investimentos em novos concelhos. Neste sentido, as previsões de investimento da empresa passa pela penetração do gás natural nos concelhos já abastecidos, procurando alcançar uma taxa de penetração de 17,6% em 2021 comparativamente aos 15,3% estimados pela empresa para 2016 (no caso da Tagusgás, a taxa de penetração é calculada através da relação do número de consumidores comparativamente ao número de famílias). Esta evolução implica um crescimento acumulado dos novos pontos de abastecimento de 14,3% ao longo do período da Proposta de PDIRD-GN 2016. O incremento da taxa de penetração nestes concelhos decorrerá da necessidade de aumentar a saturação da sua rede, devendo ser suportado na retoma da economia nacional e no fornecimento a clientes industriais.

A Tagusgás pressupõe que o consumo destes novos clientes refletirá o consumo específico médio por segmento (doméstico e não industrial) verificado no período 2011-2015. As previsões dos consumos dos novos clientes industriais teve, segundo a Tagusgás, uma avaliação individual. No entanto, a Tagusgás refere igualmente que não tem pedidos de potenciais novos grandes clientes ou industriais para os anos 2017 a 2021. Em suma, a taxa de crescimento médio anual do consumo de gás natural previsto pela Tagusgás na sua área de concessão para o período 2016 a 2021 é de 5%.

4.5.2 Comparação das previsões das empresas com a evolução da procura VERIFICADA ATÉ À DATA

COMPARAÇÃO POR EMPRESA

Neste ponto, compara-se as previsões da evolução da procura apresentadas por cada ORD para a sua área de concessão ou de licenças, com o verificado até à data nessas áreas.

O Figura 4-27 compara os dados históricos reais (2010-2015), estimados para 2016 e as previsões de cada ORD apresentadas no PDIRD GN 2016, para o número de pontos de abastecimento, para o gás natural distribuído e o consumo unitário (gás natural distribuído por ponto de abastecimento).

Figura 4-27 – Dados por ORD:
Número de pontos de abastecimento¹⁹, gás natural distribuído global e por ponto de abastecimento

Número de pontos de abastecimento																
Unid: Pts abastecimento	Real						Estimado	Previsões PDIRD-GN						Média		
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		2016	2017	2018	2019	2020	2021		TCMA ₁₀₋₁₅	TCMA ₁₀₋₁₆
Lisboagás	494 251	502 154	508 105	515 243	518 934	523 896	528 140	533 738	538 679	543 382	548 052	552 722	1,2%	1,1%	0,9%	525 608
Lusitaniagás	185 439	190 943	197 612	205 567	209 849	213 849	217 836	222 816	227 738	232 659	237 520	242 381	2,9%	2,7%	2,2%	215 350
Setgás	143 618	147 248	151 265	156 167	158 819	161 605	164 315	166 919	169 518	172 109	174 658	177 207	2,4%	2,3%	1,5%	161 954
Beiragás	41 571	44 652	46 790	48 775	49 965	51 067	52 161	53 379	54 589	55 739	56 888	58 037	4,2%	3,9%	2,2%	51 134
Duriensegás	22 673	24 807	26 711	27 972	28 535	28 972	29 326	29 873	30 419	30 965	31 511	32 057	5,0%	4,4%	1,8%	28 651
Dianagás	5 640	6 589	7 514	8 295	8 879	9 222	9 547	9 803	10 025	10 222	10 419	10 616	10,3%	9,2%	2,1%	8 897
Paxgás	2 767	4 219	5 078	5 548	5 848	5 982	6 041	6 119	6 187	6 255	6 323	6 391	16,7%	13,9%	1,1%	5 563
Medigás	14 473	15 866	17 203	18 584	19 639	20 440	21 200	21 867	22 527	23 170	23 813	24 456	7,1%	6,6%	2,9%	20 269
EDP Gás	228 315	251 886	274 330	292 211	307 098	319 587	333 215	348 858	364 250	379 387	393 526	406 912	7,0%	6,5%	4,1%	324 965
Sonorgás	8 628	10 749	12 666	13 708	14 485	15 510	16 409	17 501	22 562	30 435	38 147	40 629	12,4%	11,3%	19,9%	20 119
Tagusgás	27 328	30 130	31 514	32 120	32 843	34 030	35 427	36 682	37 818	38 934	40 033	41 076	4,5%	4,4%	3,0%	34 828
Total	1 174 703	1 229 242	1 278 786	1 324 188	1 354 890	1 384 157	1 413 613	1 447 552	1 484 309	1 523 254	1 560 887	1 592 481	3,3%	3,1%	2,4%	1 397 338

Gás distribuído (GWh)																
Unid: GWh	Real						Estimado	Previsões PDIRD-GN						Média		
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		2016	2017	2018	2019	2020	2021		TCMA ₁₀₋₁₅	TCMA ₁₀₋₁₆
Lisboagás	6 186	5 476	5 761	5 795	4 855	4 662	4 669	4 697	4 724	4 747	4 770	4 793	-5,5%	-4,6%	0,5%	5 095
Lusitaniagás	8 456	7 862	7 839	7 734	7 924	8 003	8 141	8 172	8 204	8 236	8 268	8 299	-1,1%	-0,6%	0,4%	8 095
Setgás	1 878	1 769	1 863	1 895	1 866	1 882	1 825	1 840	1 854	1 867	1 881	1 894	0,0%	-0,5%	0,7%	1 859
Beiragás	845	818	828	949	955	914	898	904	911	918	925	931	1,6%	1,0%	0,7%	900
Duriensegás	227	209	211	215	206	203	222	226	229	231	234	236	-2,3%	-0,4%	1,3%	221
Dianagás	55	51	53	55	66	79	85	87	90	92	94	96	7,5%	7,5%	2,5%	75
Paxgás	10	13	16	16	17	17	17	18	18	18	18	18	10,9%	9,0%	0,7%	16
Medigás	78	80	83	95	99	101	99	102	104	105	107	110	5,3%	4,1%	2,1%	97
EDP Gás	6 812	7 114	7 295	6 910	6 853	6 882	7 043	7 132	7 237	7 341	7 441	7 539	0,2%	0,6%	1,4%	7 133
Sonorgás	84	86	93	99	99	105	113	121	150	210	279	321	4,7%	5,1%	23,2%	147
Tagusgás	1 250	1 236	1 274	1 363	1 366	1 166	1 174	1 292	1 334	1 385	1 439	1 497	-1,4%	-1,0%	5,0%	1 315
Total	25 881	24 712	25 315	25 126	24 306	24 012	24 286	24 591	24 854	25 150	25 456	25 734	-1,5%	-1,1%	1,2%	24 952

Gás distribuído por ponto de abastecimento (MWh/Ponto de abastecimento)																
Unid: MWh/P.A.	Real						Estimado	Previsões PDIRD-GN						Média		
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		2016	2017	2018	2019	2020	2021		TCMA ₁₀₋₁₅	TCMA ₁₀₋₁₆
Lisboagás	12,5	10,9	11,3	11,2	9,4	8,9	8,8	8,8	8,8	8,7	8,7	8,7	-6,6%	-5,6%	-0,4%	9,7
Lusitaniagás	45,6	41,2	39,7	37,6	37,8	37,4	37,4	36,7	36,0	35,4	34,8	34,2	-3,9%	-3,3%	-1,7%	37,8
Setgás	13,1	12,0	12,3	12,1	11,7	11,6	11,1	11,0	10,9	10,8	10,8	10,7	-2,3%	-2,7%	-0,8%	11,5
Beiragás	20,3	18,3	17,7	19,5	19,1	17,9	17,2	16,9	16,7	16,5	16,3	16,0	-2,5%	-2,7%	-1,4%	17,7
Duriensegás	10,0	8,4	7,9	7,7	7,2	7,0	7,6	7,6	7,5	7,5	7,4	7,4	-6,9%	-4,6%	-0,5%	7,8
Dianagás	9,7	7,7	7,1	6,6	7,5	8,6	8,9	8,9	8,9	9,0	9,0	9,1	-2,5%	-1,5%	0,4%	8,4
Paxgás	3,7	3,1	3,1	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	-5,0%	-4,3%	-0,4%	3,0
Medigás	5,4	5,0	4,8	5,1	5,1	4,9	4,7	4,7	4,6	4,5	4,5	4,5	-1,7%	-2,3%	-0,8%	4,8
EDP Gás	29,8	28,2	26,6	23,6	22,3	21,5	21,1	20,4	19,9	19,3	18,9	18,5	-6,3%	-5,6%	-2,6%	22,5
Sonorgás	9,7	8,0	7,3	7,2	6,8	6,8	6,9	6,9	6,6	6,9	7,3	7,9	-6,9%	-5,5%	2,8%	7,4
Tagusgás	45,7	41,0	40,4	42,4	41,6	34,3	33,1	35,2	35,3	35,6	35,9	36,4	-5,6%	-5,2%	1,9%	38,1
Total	22,0	20,1	19,8	19,0	17,9	17,3	17,2	17,0	16,7	16,5	16,3	16,2	-4,7%	-4,1%	-1,2%	18,0

Fonte: ERSE, PDIRD GN 2017-2021

As previsões para o total de número de pontos de abastecimento constantes nas Propostas de PDIRD GN 2016 ao longo de 2017-2021 são de abrandamento, com uma taxa de crescimento média anual entre 2016

¹⁹ O Número de pontos de abastecimento do ano refere-se à média entre o número de postos de abastecimento no final do próprio ano e o número de postos de abastecimento no final do ano anterior.

e 2021 (TCMA₁₆₋₂₁) de 2,4%, comparada com uma taxa de crescimento média anual entre 2010 e 2015 (TCMA₁₀₋₁₅) de 3,3% e uma taxa estimada de crescimento média anual entre 2010 e 2016 (TCMA₁₀₋₁₆) de 3,1%. As previsões mais otimistas são as apresentadas pela Sonorgás, com uma previsão de crescimento médio anual do número de pontos de abastecimento de 19,9%, comparativamente às previsões apresentadas pela EDP Gás Distribuição (4,1%), pela Tagusgás (3,0%) e pelos diversos ORD do Grupo GALP (não excedem os 2.9%). As empresas que apresentam um maior abrandamento no crescimento do número de pontos de abastecimento são a Paxgás (TCMA₁₀₋₁₅ de 16,7% versus TCMA₁₆₋₂₁ de 1,1%) e a Dianagás (TCMA₁₀₋₁₅ de 9,2% versus TCMA₁₆₋₁₁ de 2,1%).

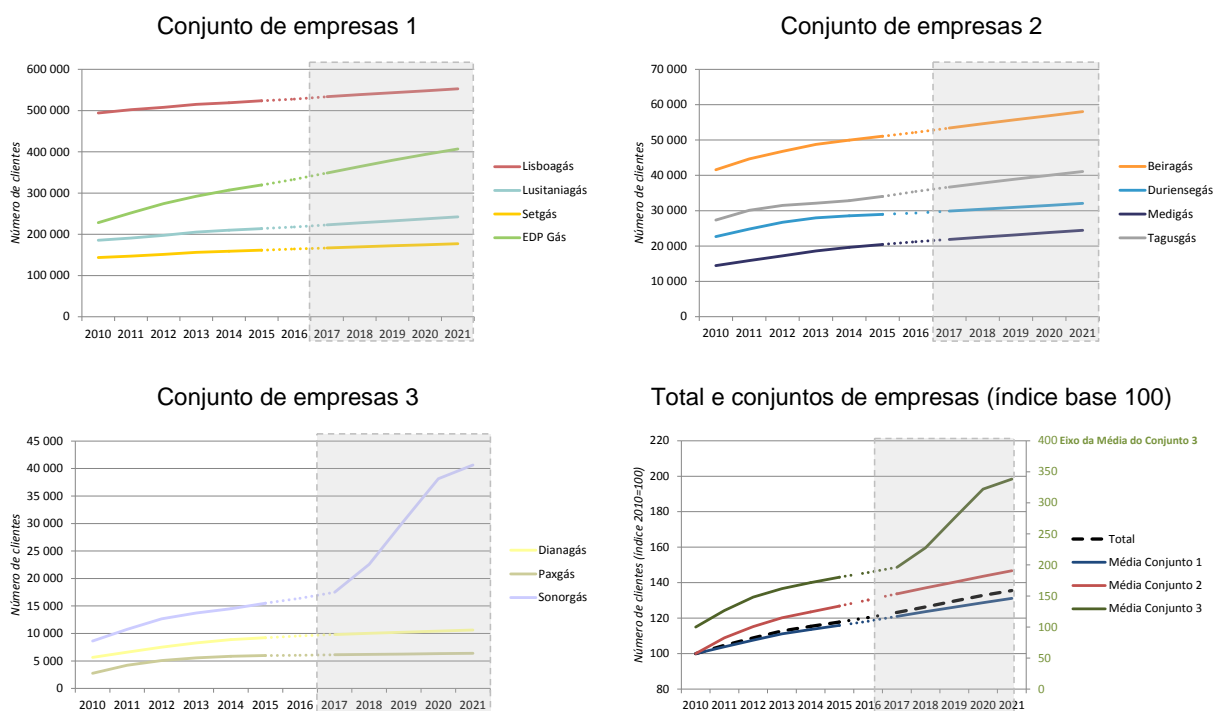
A análise das Propostas de PDIRD-GN 2016 permite verificar que a estimativa dos ORD é de um crescimento de consumo de gás global médio anual de 1,2%, quando agregadas as previsões apresentadas nas várias Propostas de PDIRD-GN 2016 referente ao período 2017-2021, para um valor de 25 456 GWh em 2021. Esta evolução prevista pelos ORD surge após uma queda significativa no consumo de gás entre 2010 e 2015, de 25 881 GWh para 24 012 GWh, respetivamente, o que correspondeu a uma TCMA₁₀₋₁₅ de -1,5% (Figura 4-27).

Deste modo, as previsões dos ORD subentendem uma tendência de decréscimo do consumo de gás natural por ponto de abastecimento menos acentuada comparativamente ao verificado nos últimos anos.

COMPARAÇÃO POR GRUPO DE EMPRESAS COM DIMENSÕES SEMELHANTES

De seguida, comparam-se as previsões das empresas, agrupando-as por dimensão medida pelo número de pontos de abastecimento. No primeiro grupo, de maior dimensão, juntaram-se LisboaGás, Lusitaniagás, EDP Gás Distribuição e Setgás. O segundo grupo inclui empresas de dimensão média, isto é, a Beiragás, a Tagusgás, a Duriensegás e a Medigás. As restantes empresas foram incluídas terceiro grupo.

Figura 4-28 – Número de pontos de abastecimento, por ORD



Fonte: ERSE, PDIRD GN 2017-2021

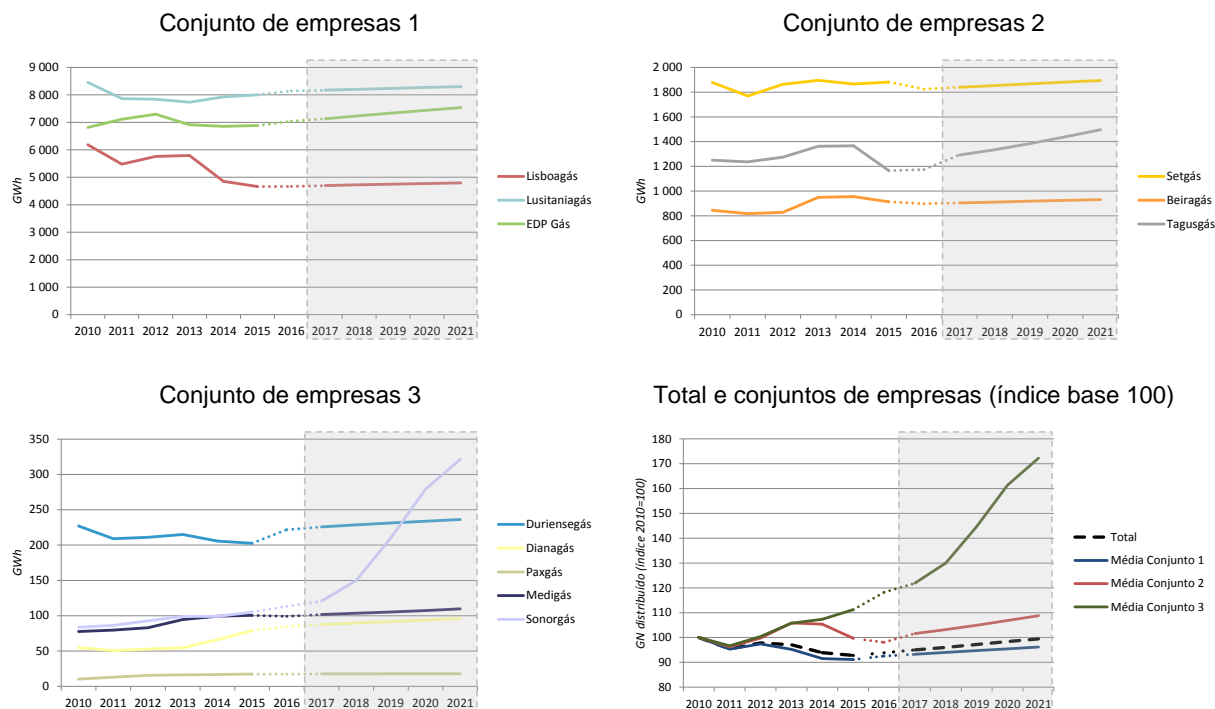
As previsões de evolução do número de pontos de abastecimento das três empresas de menor dimensão, em termos desta variável, Sonorgás, Dianagás e Paxgás, têm um comportamento previsto muito acima da média das restantes. Destaca-se a Sonorgás, com uma previsão de acréscimo de cerca 20% do número de pontos de abastecimento no horizonte de previsão das Propostas de PDIRD-GN 2016, comportamento esse que tem uma considerável influência no comportamento da média do conjunto das 3 empresas que se pode observar na Figura 4-28. O grupo das empresas de média dimensão apresentam um comportamento intermédio da evolução do número de pontos de abastecimento comparativamente ao comportamento dos restantes dois grupos. Neste grupo de empresas não se destaca nenhum ORD em termos das previsões efetuadas. No caso do grupo das empresas de maior dimensão, a EDP Gás Distribuição apresenta uma previsão de crescimento do número de pontos de abastecimento mais acentuado comparativamente às suas congéneres de grupo.

De seguida efetua-se a mesma análise tendo em conta a dimensão determinada pelo volume de gás natural. Neste caso, o grupo de maior dimensão é constituído pela Lusitaniagás, Lisboagás e EDP Gás Distribuição. O segundo grupo, com empresas de média dimensão, é constituído pela Setgás, pela Beiragás e pela Tagusgás. As restantes empresas encontram-se no último grupo.

A evolução prevista para o consumo de gás nas Propostas de PDIRD-GN 2016 dos ORD apresentada no Figura 4-27 e na Figura 4-31 permitem observar que a Sonorgás e a Tagusgás são as empresas que apresentam as previsões mais otimistas comparativamente às restantes empresas (taxas médias de crescimento anual de 23,2% e 5,0%, respetivamente). Nestas últimas, observa-se que as previsões das

empresas de maior dimensão não excedem uma taxa de crescimento média anual de 1,4% (EDP Gás Distribuição) e nas empresas de menor dimensão este valor não ultrapassa os 2,5% (Dianagás).

Figura 4-29 – Gás natural distribuído, por ORD



Fonte: ERSE, PDIRD GN 2017-2021

COMPARAÇÃO POR GRUPO EMPRESARIAL

Quando analisados os dados agregados por grupo empresarial (Figura 4-30), podemos observar que a dimensão do grupo Galp Energia (73% do total de pontos de abastecimento e 66% do total de gás natural distribuído, em termos médios entre 2010 e 2021) influencia de forma significativa os crescimentos globais previstos para o número de pontos de abastecimento (TCMA₁₆₋₂₁ de 2,4%) e para o consumo de gás (TCMA₁₅₋₂₁ de 1,2%) do conjunto dos ORD.

Figura 4-30 – Dados por grupo económico:

Número de pontos de abastecimento, gás natural distribuído global e por ponto de abastecimento

Número de pontos de abastecimento

Unid: Pts abastecimento	Real						Estimado	Previsões PDIRD-GN					Média			
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		2016	2017	2018	2019	2020		2021	TCMA ₁₀₋₁₅	TCMA ₁₀₋₁₆
GALP	910 432	936 477	960 277	986 149	1 000 465	1 015 031	1 028 563	1 044 511	1 059 679	1 074 498	1 089 181	1 103 864	2,2%	2,1%	1,4%	1 017 427
EDP Gás	228 315	251 886	274 330	292 211	307 098	319 587	333 215	348 858	364 250	379 387	393 526	406 912	7,0%	6,5%	4,1%	324 965
Sonorgás	8 628	10 749	12 666	13 708	14 485	15 510	16 409	17 501	22 562	30 435	38 147	40 629	12,4%	11,3%	19,9%	20 119
Tagusgás	27 328	30 130	31 514	32 120	32 843	34 030	35 427	36 682	37 818	38 934	40 033	41 076	4,5%	4,4%	3,0%	34 828
Total	1 174 703	1 229 242	1 278 786	1 324 188	1 354 890	1 384 157	1 413 613	1 447 552	1 484 309	1 523 254	1 560 887	1 592 481	3,3%	3,1%	2,4%	1 397 338

Gás distribuído (GWh)

Unid: GWh	Real						Estimado	Previsões PDIRD-GN					Média			
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		2016	2017	2018	2019	2020		2021	TCMA ₁₀₋₁₅	TCMA ₁₀₋₁₆
GALP	17 735	16 277	16 654	16 755	15 987	15 859	15 956	16 046	16 133	16 215	16 297	16 378	-2,2%	-1,7%	0,5%	16 358
EDP Gás	6 812	7 114	7 295	6 910	6 853	6 882	7 043	7 132	7 237	7 341	7 441	7 539	0,2%	0,6%	1,4%	7 133
Sonorgás	84	86	93	99	99	105	113	121	150	210	279	321	4,7%	5,1%	23,2%	147
Tagusgás	1 250	1 236	1 274	1 363	1 366	1 166	1 174	1 292	1 334	1 385	1 439	1 497	-1,4%	-1,0%	5,0%	1 315
Total	25 881	24 712	25 315	25 126	24 306	24 012	24 286	24 591	24 854	25 150	25 456	25 734	-1,5%	-1,1%	1,2%	24 952

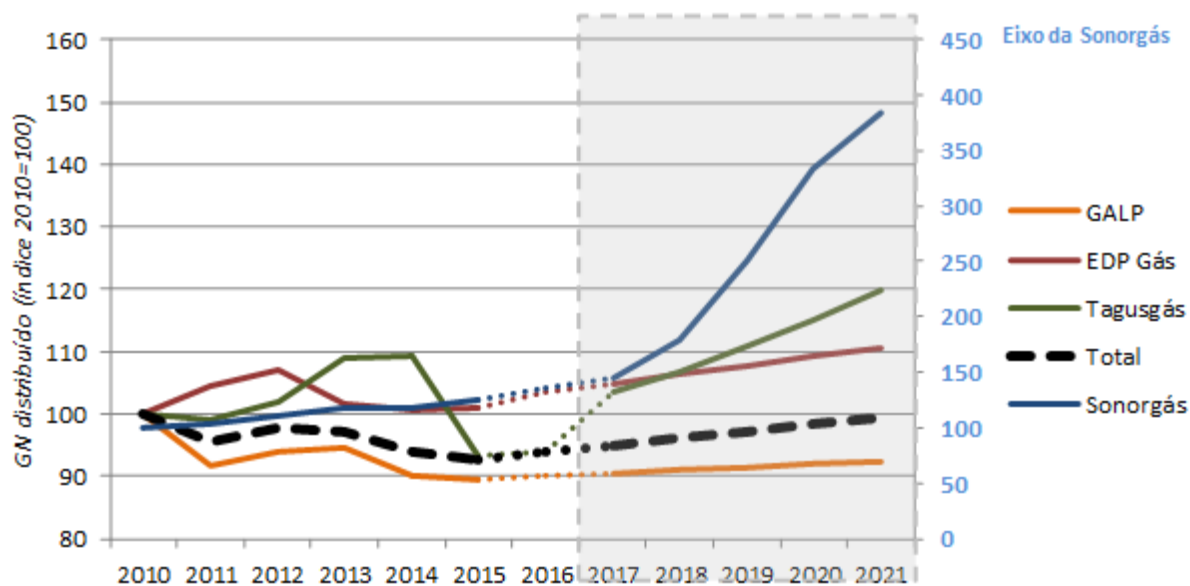
Gás distribuído por ponto de abastecimento (MWh/Ponto de abastecimento)

Unid: MWh/P.A.	Real						Estimado	Previsões PDIRD-GN					Média			
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		2016	2017	2018	2019	2020		2021	TCMA ₁₀₋₁₅	TCMA ₁₀₋₁₆
GALP	19,5	17,4	17,3	17,0	16,0	15,6	15,5	15,4	15,2	15,1	15,0	14,8	-4,3%	-3,7%	-0,9%	16,1
EDP Gás	29,8	28,2	26,6	23,6	22,3	21,5	21,1	20,4	19,9	19,3	18,9	18,5	-6,3%	-5,6%	-2,6%	22,5
Sonorgás	9,7	8,0	7,3	7,2	6,8	6,8	6,9	6,9	6,6	6,9	7,3	7,9	-6,9%	-5,5%	2,8%	7,4
Tagusgás	45,7	41,0	40,4	42,4	41,6	34,3	33,1	35,2	35,3	35,6	35,9	36,4	-5,6%	-5,2%	1,9%	38,1
Total	22,0	20,1	19,8	19,0	17,9	17,3	17,2	17,0	16,7	16,5	16,3	16,2	-4,7%	-4,1%	-1,2%	18,0

Fonte: ERSE, PDIRD GN 2017-2021

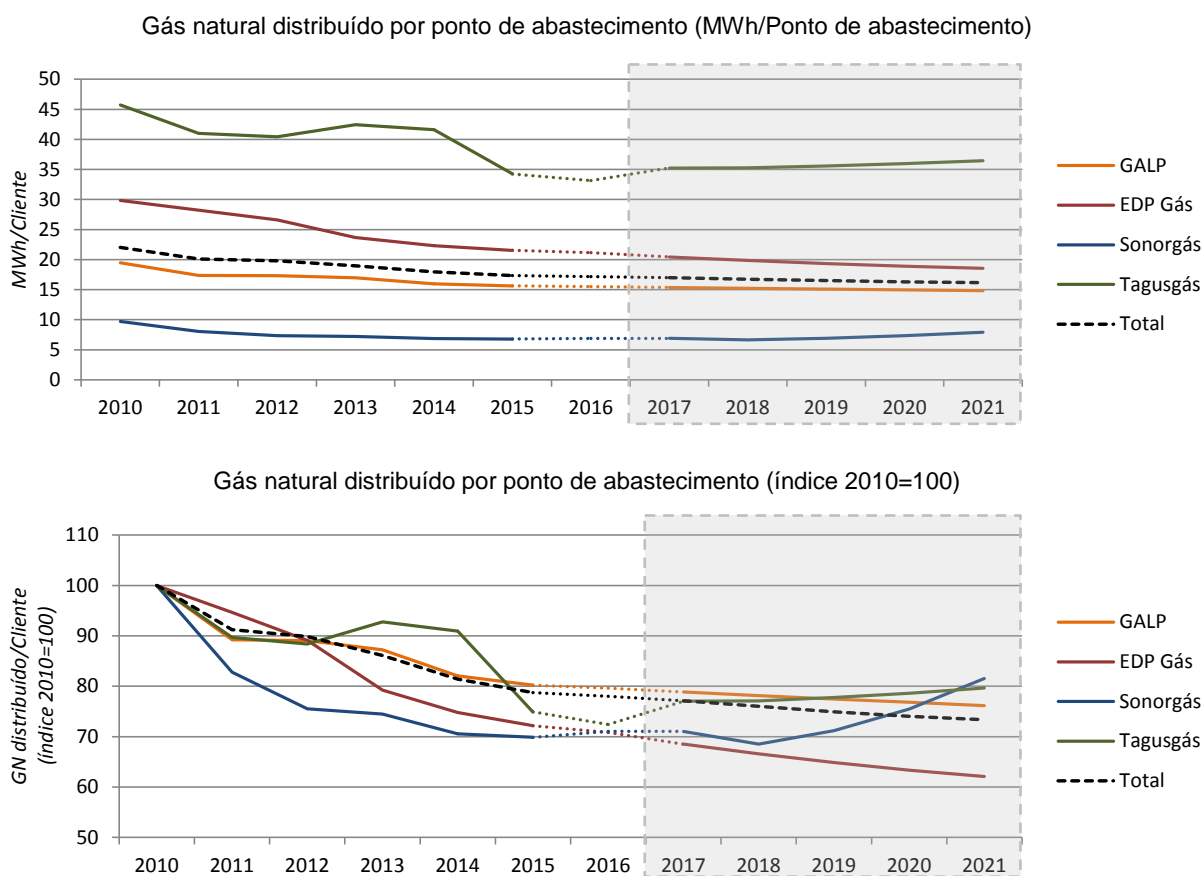
A previsão de consumo unitário de gás por ponto de abastecimento é de um decréscimo médio anual de -1,2%, entre 2016 e 2021. No entanto, esta previsão subentende uma tendência menos acentuada de diminuição do consumo unitário face ao verificado entre 2010 e 2015 (TCMA₁₀₋₁₅ de -4,7%). A previsão de decréscimo entre 2016 e 2021 reflete a previsão de evolução mais acelerada do número de pontos de abastecimento comparativamente ao volume de gás natural distribuído. Apenas a Sonorgás e a Tagusgás registam uma variação positiva do consumo unitário, com uma previsão de crescimento de 2,8% e 1,9%, respetivamente, ao longo dos 5 anos de abrangência da Proposta de PDIRD-GN 2016, em resultado de um crescimento mais acentuado do consumo de gás (23,2% e 5,0%, respetivamente), comparativamente ao crescimento do número de pontos de abastecimento (19,9% e 3,0%, respetivamente). A Figura 4-31 ilustra a evolução do gás natural distribuído, por grupo empresarial, índice base 2010=100.

Figura 4-31 – Gás natural distribuído, por grupo empresarial (índice 2010=100)



A Figura 4-32 ilustra a evolução do consumo unitário por grupo empresarial. Observa-se que os ORD do grupo Galp preveem, em termos agregados, uma diminuição no consumo unitário de gás por ponto de abastecimento de 15,5 MWh/ponto de abastecimento em 2016, para 14,8 MWh/ponto de abastecimento em 2021, o que, face ao consumo registado em 2010, de 19,5 MWh/ponto de abastecimento, representa uma queda de quase – 24%. Por sua vez, a EDP Gás Distribuição prevê, em 2021, um consumo unitário de 18,5 MWh/ponto de abastecimento que corresponde a uma diminuição em relação ao valor estimado para 2016 de 21,1 MWh/ponto de abastecimento e ao valor registado em 2010 de 29,8 MWh/ponto de abastecimento (uma quebra de 38%).

Figura 4-32 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento, por grupo empresarial



Fonte: ERSE, PDIRDGN 2017-2021

Nesta mesma figura pode-se observar que existe um perfil de cliente bastante díspar entre operadores da rede de distribuição. A Tagusgás é o ORD com clientes de maior dimensão média, com consumos unitários anuais que variaram entre os 33 MWh e os 46 MWh, prevendo um crescimento do consumo unitário entre 2016 e 2021 de 10%, para 36,4 MWh em 2021.

A EDP Gás Distribuição também apresenta um perfil de clientes com consumos médios superiores à média global dos ORD, assumindo, como referido anteriormente, o pressuposto de uma quebra nos consumos unitários.

A Sonorgás é o ORD com um perfil de cliente com um menor consumo unitário médio, prevendo um crescimento de 15% do consumo médio por ponto de abastecimento, no horizonte 2016-2021. Registe-se que a Sonorgás prevê um consumo médio unitário de 7,9 MWh/ponto de abastecimento em 2021, quando no anterior PDIRD previu um consumo médio unitário de 6,5 MWh/ponto de abastecimento em 2019.

5 IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS (RESULTANTE DO INCREMENTO DO CAPEX E DO OPEX RESULTANTES DOS DIFERENTES CENÁRIOS APRESENTADOS)

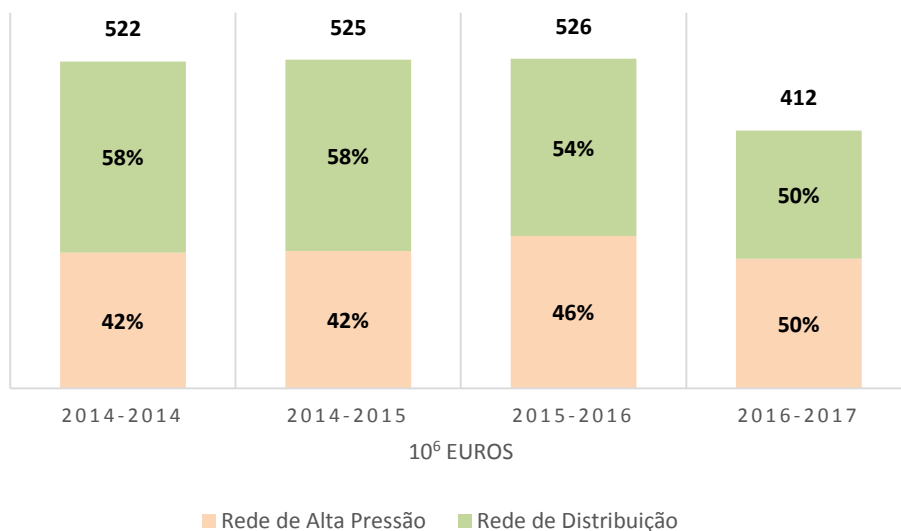
Neste capítulo, são apresentadas as estimativas dos impactes das necessidades de investimento da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural previstas nas Propostas de PDIRD-GN 2016 nos proveitos unitários da atividade de distribuição de gás natural a recuperar pela tarifa de uso das redes de distribuição. Este capítulo integra igualmente uma estimativa do impacte tarifário desses investimentos, tanto ao nível da tarifa de uso das redes de distribuição como nas tarifas de venda a clientes finais.

5.1 ENQUADRAMENTO

Os proveitos da atividade de distribuição de gás natural são recuperados ao nível das tarifas de acesso à rede e têm um impacte significativo ao nível da tarifa de venda a clientes finais, representando cerca de 50% da mesma. Na figura seguinte é evidenciado o peso que os proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição assumem no total dos proveitos permitidos por aplicação das tarifas de acesso²⁰, bem como a sua evolução nos últimos quatro anos ano gás. Nesta, observa-se um decréscimo do peso dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de uso da rede distribuição comparativamente ao conjunto dos proveitos dos acessos.

²⁰ Os proveitos relativos aos acessos incluem os proveitos decorrentes do uso da rede de transporte, da rede de distribuição e do uso global do sistema.

Figura 5-1 - Proveitos recuperados nas tarifas nos anos gás de 2014-2015 a 2016-2017



Fonte: ERSE

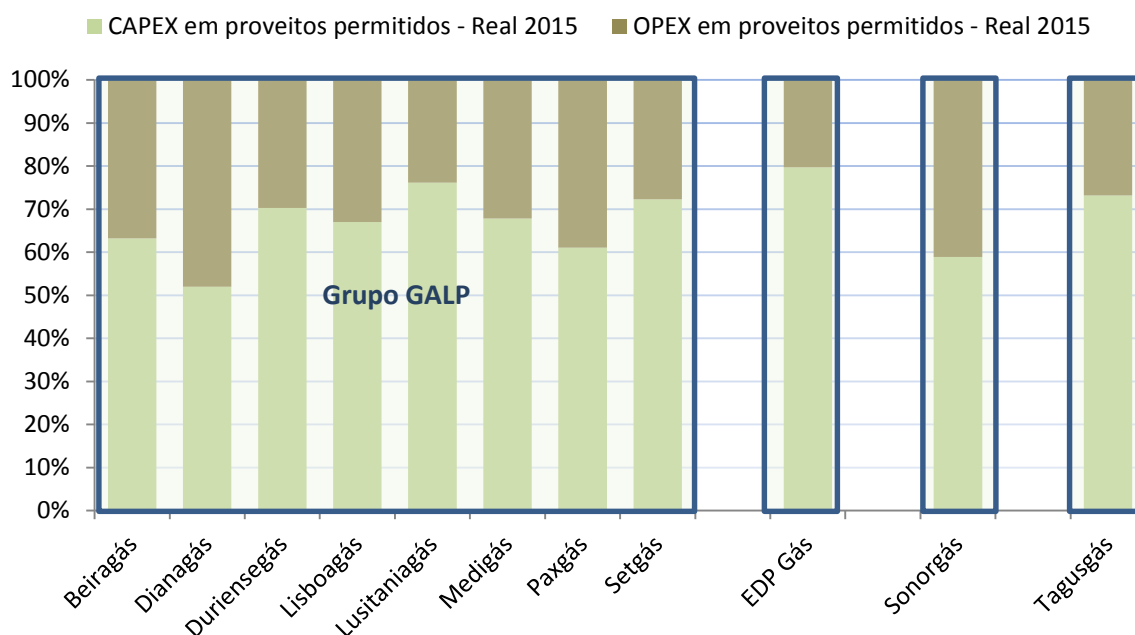
A definição de tarifas para a atividade de distribuição de gás natural em média e baixa pressão ocorre desde o ano gás de julho de 2008 a junho de 2009 enquadrado no período regulatório dos anos gás de 2007-2008 a 2009-2010. Durante este primeiro período regulatório, foi aplicado a esta atividade uma regulação por custos aceites em base anual. A partir do segundo período regulatório, iniciado no ano gás de 2010-2011, aplicou-se à atividade de distribuição de gás natural uma metodologia do tipo *price cap* para o OPEX²¹, sendo o CAPEX²² regulado por uma metodologia do tipo *rate of return*.

O Figura 5-2 apresenta para o ano real de 2015, a estrutura de proveitos dos operadores de rede de distribuição evidenciando as componentes de OPEX e de CAPEX.

²¹ Custos de exploração.

²² Custos de investimento, inclui o valor das amortizações e depreciação do ativo fixo em exploração e a sua remuneração.

Figura 5-2 - Proveitos permitidos reais²³



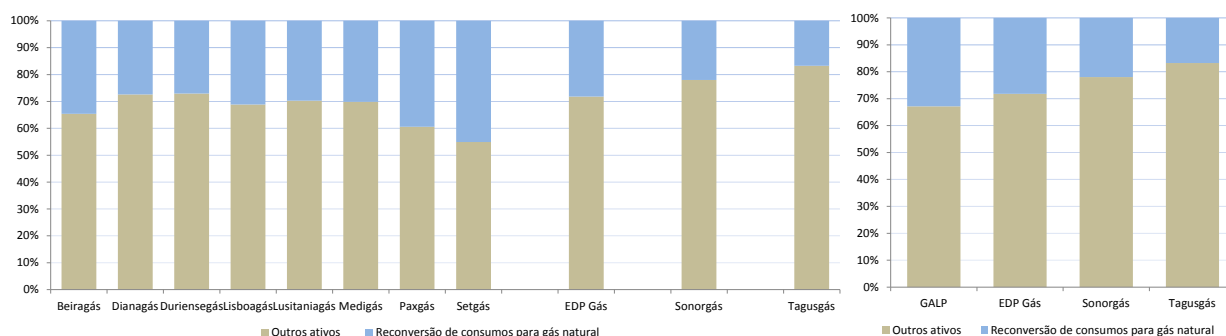
Fonte: ERSE

Observa-se a relevância do CAPEX na estrutura de proveitos dos onze ORD a atuar no mercado nacional e a existência de distintas estruturas de custos. O peso mínimo do CAPEX ronda os 50% e os 60% registados pela Dianagás, Paxgás e Sonorgás, respetivamente e o valor máximo de 80% ocorre na EDP Gás Distribuição.

O Figura 5-3 apresenta a estrutura dos ativos líquidos por empresa no final de 2015, separando os ativos de reconversão de consumos para gás natural dos restantes agregados.

²³ Não incluem o efeito de ajustamentos

Figura 5-3 – Estrutura dos ativos por empresa e por grupo económico em 2015

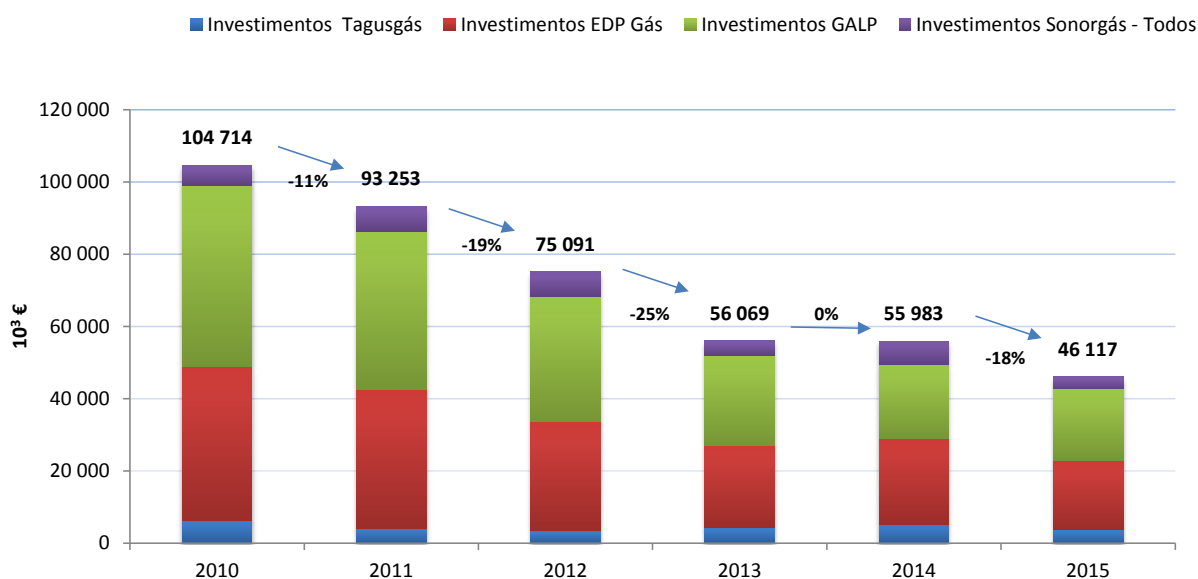


O quadro anterior permite verificar o relevante peso dos ativos em reconversão de consumos para gás natural no valor dos ativos de investimento e as diferenças existentes entre as onze empresas. Esta rúbrica apresenta uma maior importância no grupo GALP ao representar cerca de 33% do valor dos ativos. A Tagusgás apresenta o menor peso dos ativos relativos a reconversões de consumos para gás natural, cerca de 17%.

Tendo em conta o impacto das decisões de investimento ao nível dos proveitos da atividade de distribuição de gás natural, mais propriamente ao nível do CAPEX, importa analisar a evolução dos investimentos da atividade de distribuição de gás natural e o seu reflexo em termos de base de ativos regulada para efeitos de remuneração.

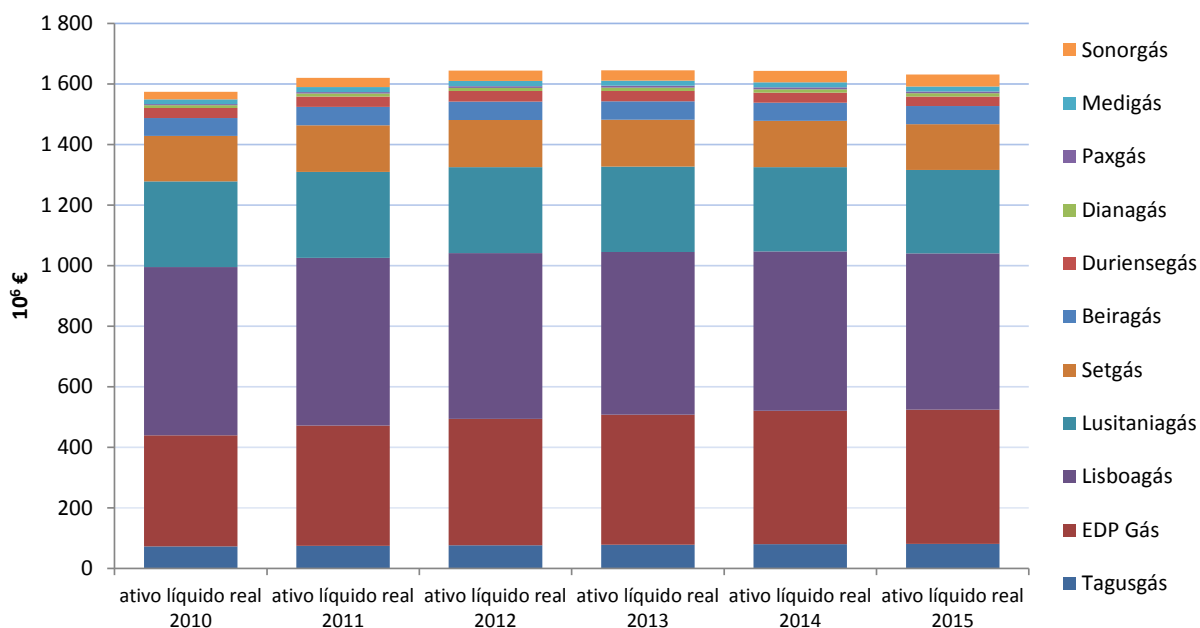
O Figura 5-4 apresenta a evolução dos investimentos dos operadores da rede de distribuição de gás natural, por grupo económico, entre os anos de 2010 a 2015. A figura permite observar uma redução bastante significativa do investimento anual ocorrida entre 2010 e 2015 ao verificar-se um decréscimo anual médio do investimento na ordem dos 15%.

Figura 5-4 - Evolução do investimento



A Figura 5-5 apresenta a evolução do ativo dos operadores de redes de distribuição de gás natural, nomeadamente, a evolução do ativo regulado no final de cada ano civil, que apresenta, valores relativamente estáveis, a rondar os 1,6 mil milhões de euros.

Figura 5-5 - Evolução do ativo por grupo económico



5.2 IMPACTE NOS PROVEITOS UNITÁRIOS

CENÁRIOS DE PROCURA SUBJACENTES AO IMPACTE NOS PROVEITOS UNITÁRIOS

De forma a avaliar-se os impactes das Propostas PDIRD GN-2016 dos diferentes operadores, optou-se pela realização de uma análise de sensibilidade aos cenários apresentados pelas empresas. Existe um conjunto vasto de variáveis que dificulta qualquer cenário de previsão, justificando a realização desta análise de sensibilidade. As dificuldades de previsão da evolução da procura verificam-se a vários níveis, tanto ao nível do cenário macroeconómico nacional, como ao nível regional da envolvente de cada ORD. Estes fatores externos têm impactes diferentes em cada ORD, consoante os seus diferentes níveis de maturidade, as taxas de penetração da rede, as extensões da rede, etc.

Neste quadro, registe-se que a maior parte dos ORD apresentou, além da análise do impacte tarifário, diferentes abordagens na concretização da análise de sensibilidade. Enquanto a Sonorgás não efetuou qualquer análise de sensibilidade, a Tagusgás e o Grupo GALP consideraram um cenário alternativo ao cenário definido no contexto das previsões do PDIRD-GN 2016. No caso da Tagusgás, o cenário alternativo consistiu no pressuposto de uma diminuição de 20% no número de pontos de abastecimento ligados, enquanto o Grupo GALP optou pelo pressuposto de manter o volume de gás veiculado constante durante o período de 2017 a 2021 e igual ao valor verificado em 2016. A EDP Gás Distribuição efetuou três testes de sensibilidade: i) impactes na TIR por variações (-2%, +2%) nos consumos unitários considerados por concelho e por escalão; ii) na TIR face às tarifas da Proposta de Tarifas para 2016-2017 e, iii) no plano de investimento nas tarifas.

Face a multiplicidade de abordagens, a ERSE efetuou uma análise de sensibilidade harmonizada para o conjunto das Propostas de PDIRD-GN 2016.

A ERSE não efetuou simulações sobre o número de ponto de abastecimento, tendo aceitado as previsões das empresas para a evolução desta variável ao longo do período 2017-2021, visto a evolução desta variável ser mais facilmente controlável por parte das empresas. Em contrapartida, considerou-se que a evolução do consumo de gás natural é dificilmente controlável pelos ORD. Deste modo, e pelo facto do consumo de gás natural ser igualmente mais volátil, e suscetível de ter maior impacte tarifário do que a evolução do número de pontos de abastecimento, as simulações foram efetuadas em torno do consumo de gás natural. Mais precisamente, as análises de sensibilidade efetuaram-se para as seguintes variáveis: evolução do consumo anual total de gás natural e evolução do consumo anual por ponto de abastecimento.

Neste sentido, para além do cenário 1 resultante das previsões das empresas, foram considerados dois cenários alternativos de evolução da procura.

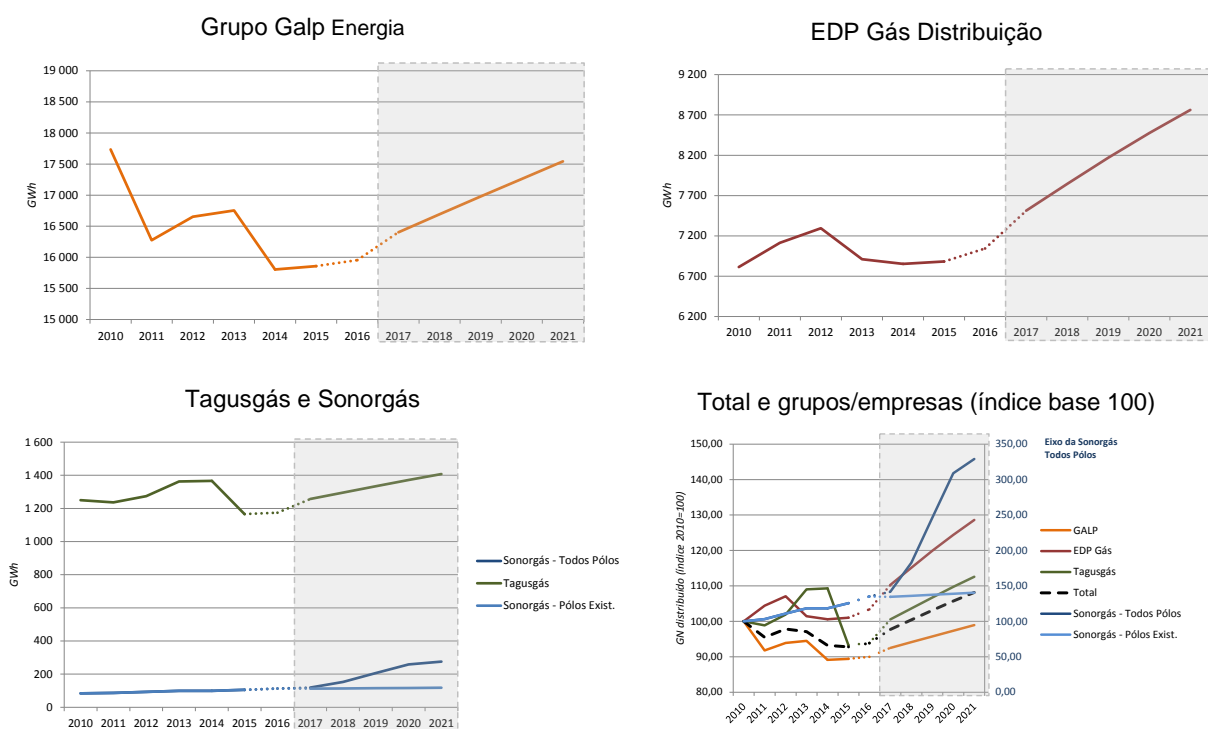
No cenário 2 pressupõe-se que o consumo unitário por ponto de abastecimento registado em 2015 se manterá durante o período de 2017 a 2021. De acordo com a análise efetuada anteriormente, nos últimos anos têm-se observado uma diminuição do volume de gás natural veiculado pela rede de distribuição, bem como, do consumo unitário por ponto de abastecimento. Esta tendência justifica-se pelo facto das zonas com maior potencial em termos de consumo de gás natural já se encontrarem, de um modo geral, abastecidas. Desta forma, este cenário, mais otimista, terá uma diminuta probabilidade de ocorrer.

O cenário 3, mais pessimista, pressupõe a manutenção durante o período de 2017 a 2021 do consumo total de gás natural registado em 2015. Mantendo-se o crescimento do número de pontos de abastecimento, este cenário materializa uma diminuição mais acentuada do consumo unitário por ponto de abastecimento.

6. Nas figuras seguintes apresentam-se, para cada grupo empresarial, as evoluções das quantidades de gás natural distribuído para os cenários criados pela ERSE (cenários 2 e 3), em valor absoluto (GWh) e por ponto de abastecimento (MWh/cliente).

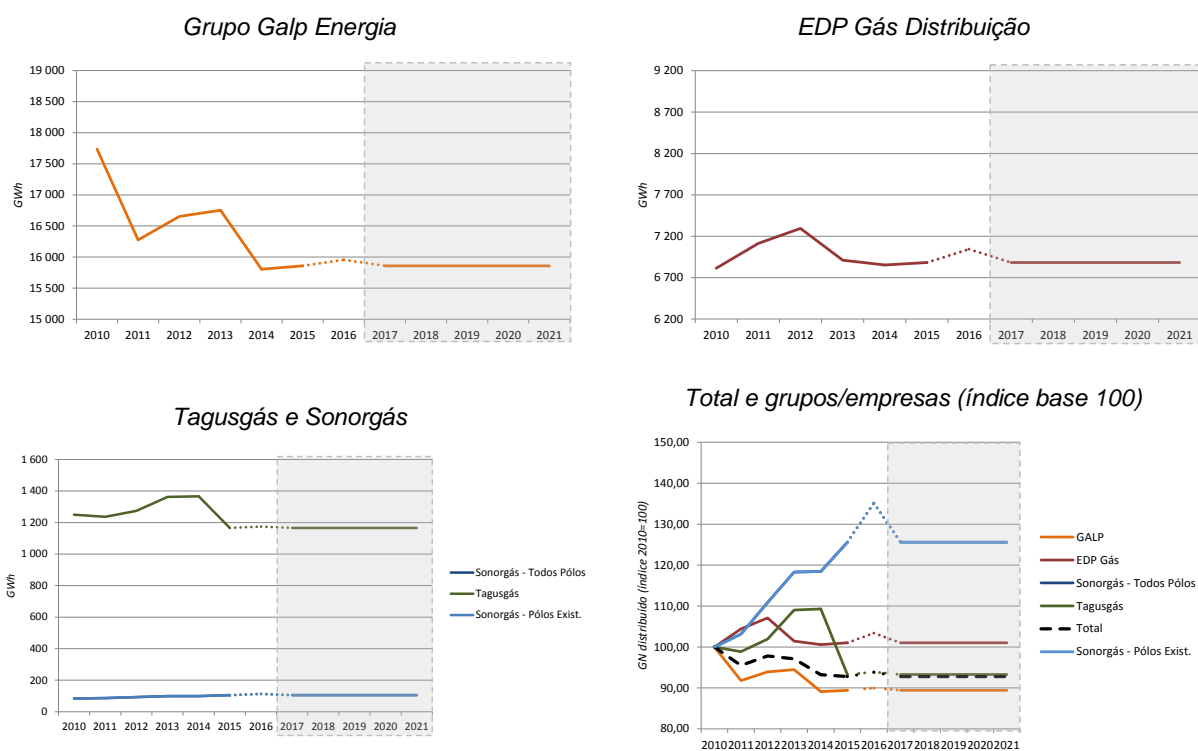
A Figura 5-6 e Figura 5-7 apresentam, para o cenário 2 e para o cenário 3, respetivamente, a quantidade de gás natural distribuído por grupo empresarial.

Figura 5-6 – Gás natural distribuído por Grupo empresarial – Cenário 2



Fonte: ERSE, Propostas de PDIRD GN 2017-2021

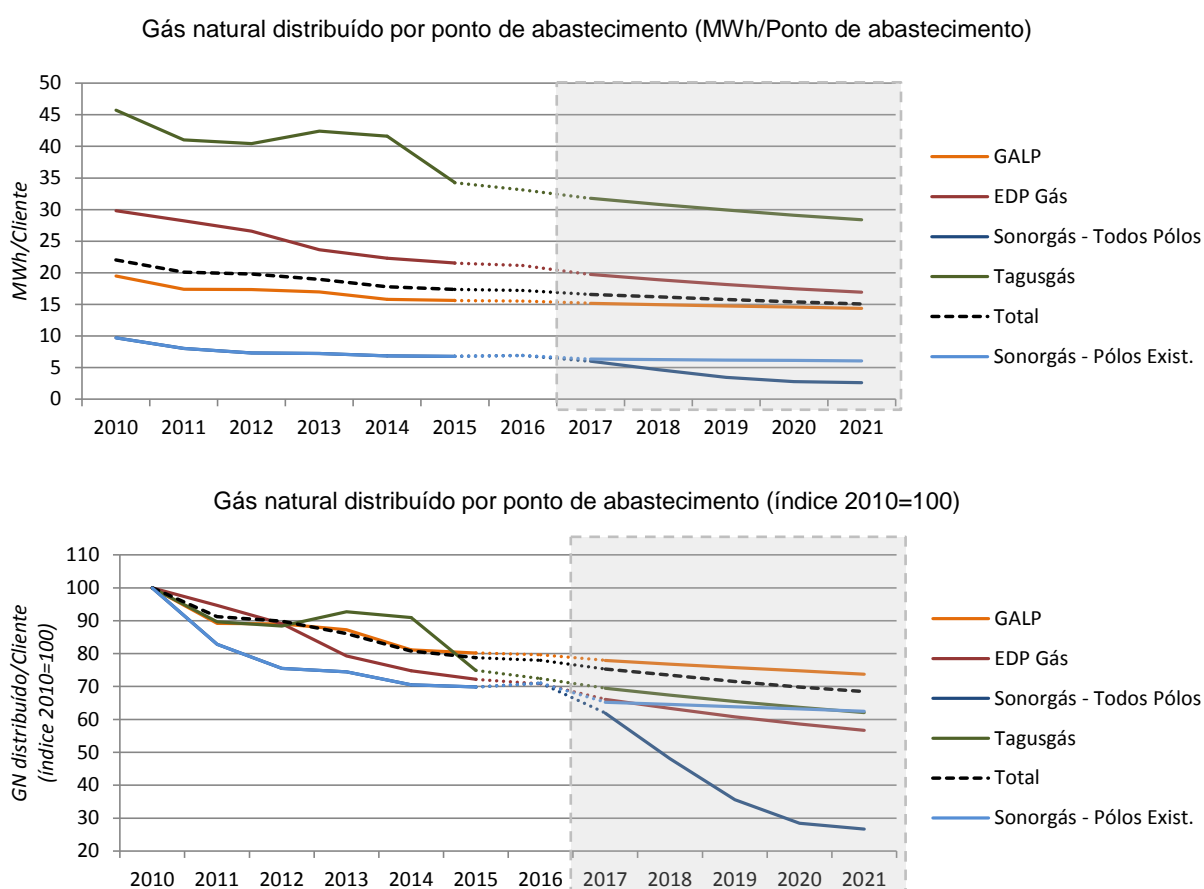
Figura 5-7 – Gás natural distribuído por Grupo empresarial – Cenário 3



Fonte: ERSE, Propostas de PDIRD-GN 2017-2021

7. A Figura 5-8 apresenta, para o cenário 3, o gás natural distribuído por ponto de abastecimento e por grupo empresarial. Este quadro permite verificar, nesse cenário, a manutenção no período de 2017-2021 da tendência de decréscimo das quantidades distribuídas por ponto de abastecimento observada no período de 2010-2015.

Figura 5-8 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento, por Grupo empresarial – Cenário 3



Fonte: ERSE, Propostas de PDIRD GN 2017-2021

PROVEITO PERMITIDOS UNITÁRIOS

Os cenários de procura resultam em 3 cenários de evolução dos proveitos permitidos unitários, isto é, proveitos permitidos²⁴ por unidade de gás natural veiculado pela rede de distribuição. Os pressupostos para o cálculo dos proveitos são²⁵:

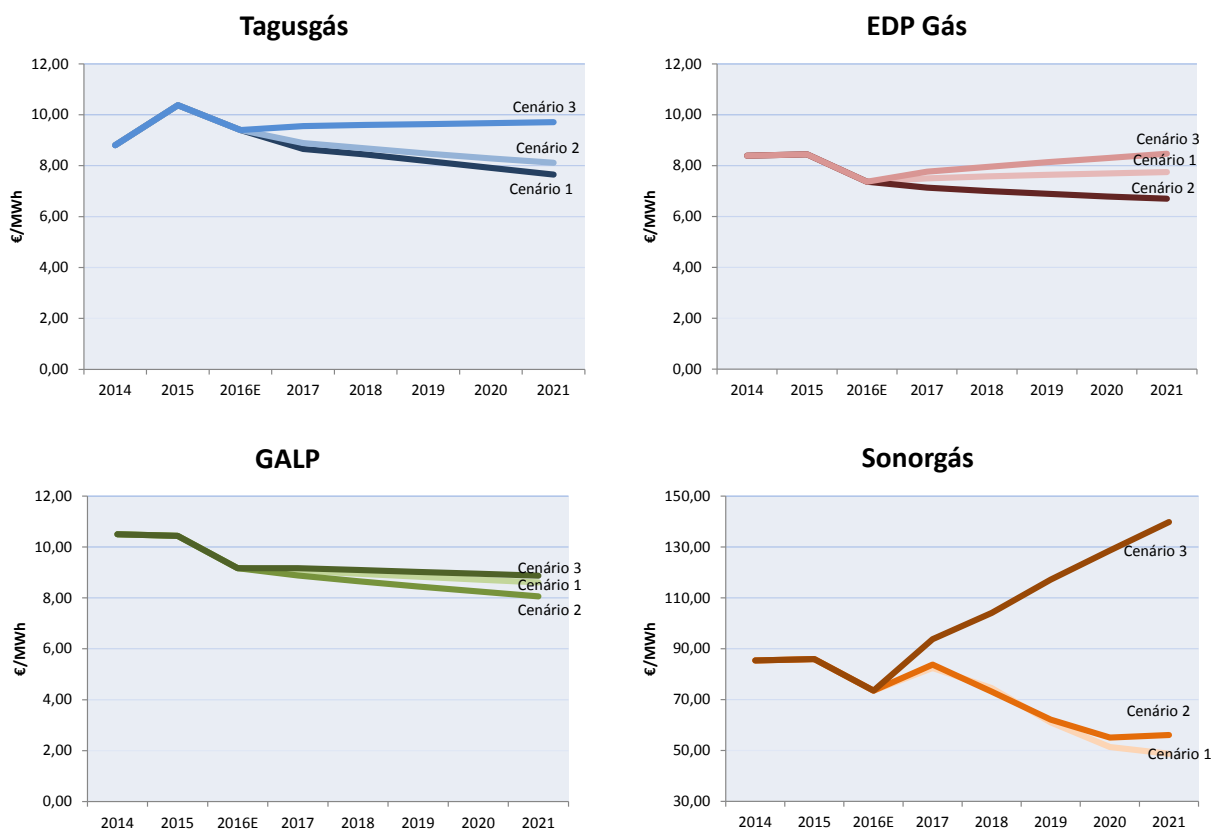
1. Valores reais do CAPEX de 2015, evoluindo até 2021 de acordo com o investimento estimado em 2016 tendo por base as tarifas de 2017-2018 e os investimentos anuais apresentados na Proposta de PDIRD GN 2017-2021 e das amortizações previstas dos ativos entrados em exploração até 2016 e dos novos investimentos previstos no PDIRD GN 2017-2021.
2. Valores do OPEX estimado para 2016, evoluindo até 2021 com o IPIB-X e metas de eficiência, sendo que os indutores, quantidades veiculadas de gás natural e pontos de abastecimento, evoluem com base no respetivo cenário de procura.

A Figura 5-9 apresenta a evolução dos proveitos permitidos unitários, para cada grupo económico, para os três cenários analisados, para o período 2014 a 2021.

²⁴ Proveitos obtidos por aplicação das tarifas, que recuperam os custos de investimento e de exploração.

²⁵ Os ajustamentos foram mantidos constantes.

Figura 5-9 - Proveito permitido por gás natural distribuído e por grupo económico



Observa-se, relativamente ao valor estimado para 2016, uma diminuição do proveito permitido por energia veiculada em todos os cenários apresentados no Grupo GALP. No caso da Tagusgás e da Sonorgás, esta diminuição apenas ocorre no cenário 1 e 2. Nas previsões do cenário 3, a Tagusgás apresenta uma ligeira tendência de subida do proveito permitido unitário, sendo esta tendência muito significativa no caso da Sonorgás. Comparativamente ao valor de 2016, no caso da EDP Gás Distribuição ocorrerá um ligeiro decréscimo do proveito permitido unitário apenas no cenário 2.

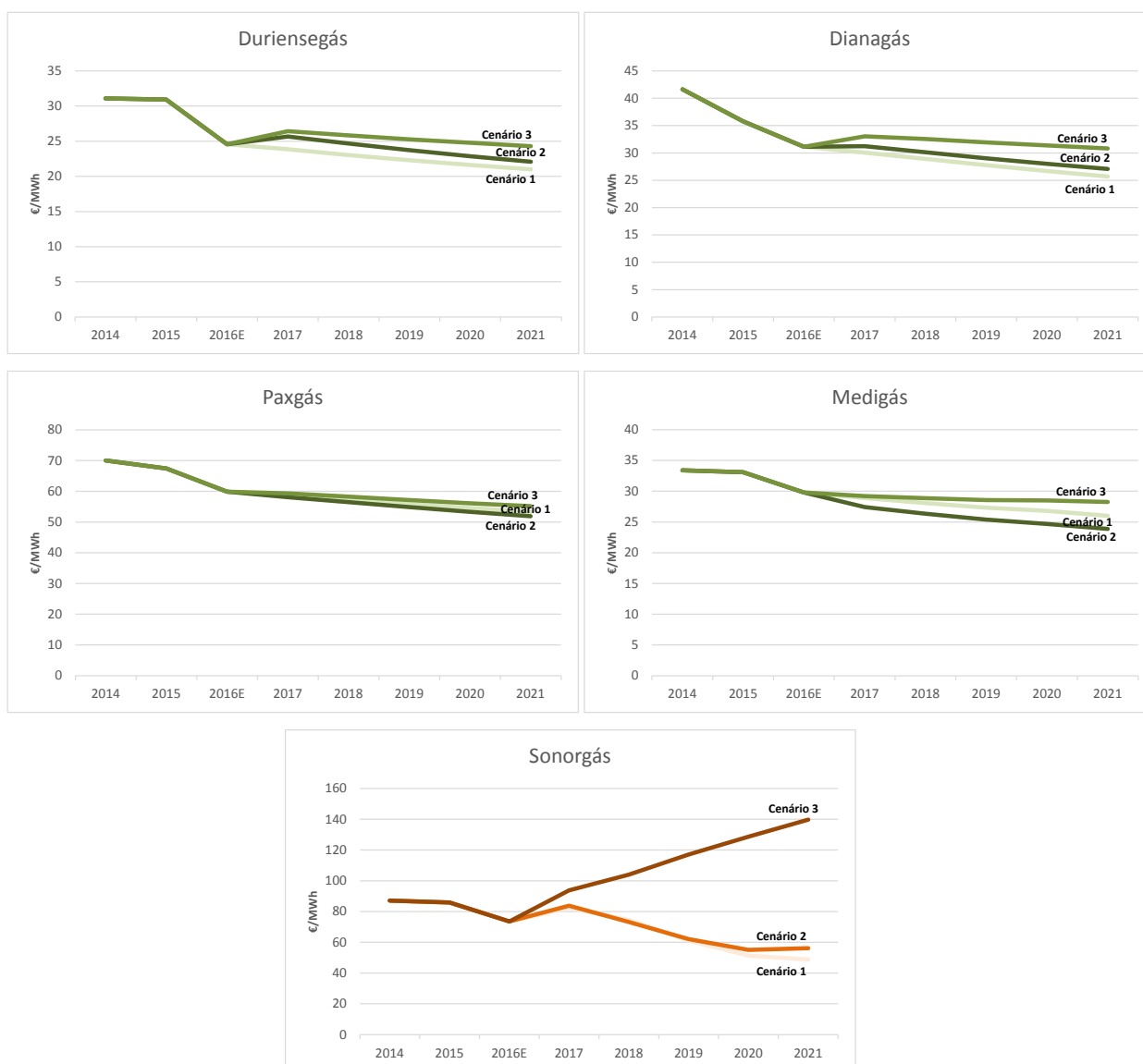
A Figura 5-10 e a Figura 5-11 apresentam, respetivamente, a evolução dos proveitos permitidos unitários por gás natural distribuído por empresas concessionadas e por empresas licenciadas. Nas empresas do grupo Galp os impactes dos diferentes cenários de procura não são muito relevantes entre si. Tal não acontece com as restantes empresas. Registe-se, em especial o impacte do cenário 3 no acréscimo do proveito unitário da EDP Gás Distribuição.

Figura 5-10 - Proveito permitido por gás natural distribuído – empresas concessionadas



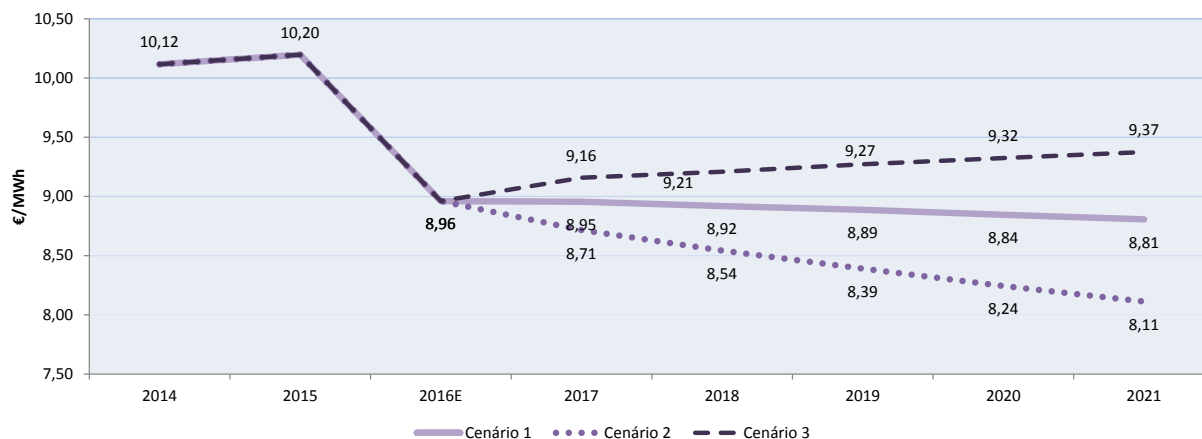
Nas empresas licenciadas, os proveitos permitidos unitários da Medigás e da Paxgás diminuem, qualquer que seja o cenário considerado. Na Duriensegás e Dianagás, apenas no cenário 1 ocorre uma diminuição dos proveitos permitidos unitários permitidos. Nos restantes cenários esta diminuição ocorre após 2017. No caso da Sonorgás, o cenário 3 pressupõe um crescimento muito relevante dos seus proveitos permitidos unitários.

Figura 5-11 - Proveito permitido por gás natural distribuído – empresas licenciadas



A Figura 5-12 apresenta o valor global do proveito permitido unitário por gás natural distribuído para os três cenários considerados.

Figura 5-12 – Proveito permitido por gás natural distribuído para o conjunto das propostas



Comparativamente ao valor estimado para 2016 (primeiro ano do atual período regulatório) verifica-se que para os cenários 1 e 2, tendo em conta os novos investimentos propostos, o proveito permitido por gás natural distribuído baixa durante o período de abrangência do PDIRD-GN 2016. Essa descida é mais acentuada no cenário 2, correspondendo a taxa média anual de crescimento, entre 2016 e 2021, de -2%. Para o cenário 3 verifica-se uma tendência de crescimento ligeiro dos valores do proveito permitido, entre 2016 e 2021, correspondendo, no período em análise, a uma taxa média anual de crescimento de 1%.

A Figura 5-13 apresenta a evolução percentual entre os proveitos permitidos unitários por gás natural distribuído estimados para 2016 e os previstos para 2021, por grupo económico e por cenário analisado.

Figura 5-13 - Variação acumulada do proveito permitido por gás distribuído entre 2016E e 2021

	cenário 1	cenário 2	cenário 3
Tagusgás	-18,6%	-13,7%	3,3%
EDP Gás	5,1%	-9,1%	14,8%
GALP	-6,1%	-12,1%	-3,2%
Sonorgás	-33,7%	-23,7%	90,1%
Total	-1,7%	-9,5%	4,6%

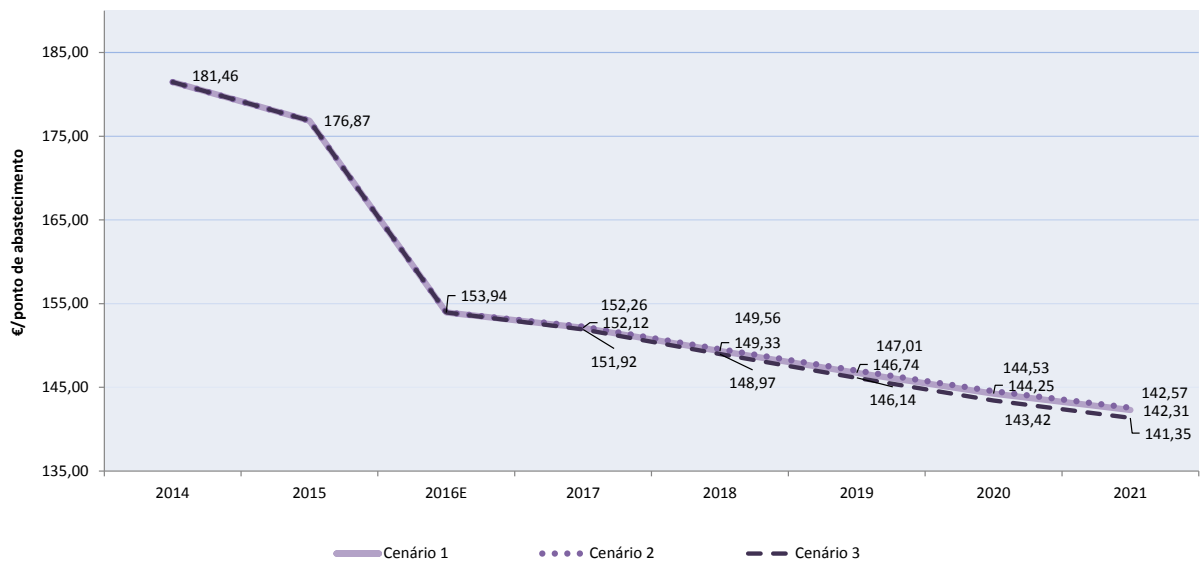
Verifica-se que as maiores reduções ao nível do proveito permitido por gás natural distribuído verificam-se ao nível da Sonorgás, nos cenários 1 e 2 analisados. Naturalmente, nesta empresa, ocorrendo significativos investimentos em novos polos de distribuição, a recuperação destes custos encontra-se dependente do consumo que se venha a fomentar nestas novas áreas. Um não incremento de consumo de acordo com o nível de investimento incrementará fortemente os proveitos permitidos unitário da Sonorgás. A Tagusgás, nos cenários 1 e 2, é o segundo ORD com maior redução dos proveitos permitidos unitários.

Em termos globais, o cenário 2 é o que apresenta uma redução dos proveitos permitidos unitários para todos os ORD. A EDP Gás Distribuição apenas não deverá observar um aumento dos proveitos unitários permitidos no cenário 2 que, recorde-se, subentende a manutenção do consumo unitário ao nível do verificado em 2015 no período de 2016 a 2021.

Em sentido oposto, o grupo Galp apresenta uma diminuição do proveito unitário, qualquer que seja o cenário de procura adotado.

Em complemento à análise efetuada anteriormente, a Figura 5-14 apresenta o crescimento do proveito permitido por ponto de abastecimento para o período 2014 a 2021. Verifica-se que os valores são muito próximos em todos os cenários analisados e apresentam uma variação média anual de -1,8%.

Figura 5-14 - Variação do proveito permitido por ponto de abastecimento entre 2014 e 2021



5.3 ANÁLISE DOS IMPACTES TARIFÁRIOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-GN 2016

Para se estudar os impactes verificados nas tarifas de uso das redes de distribuição em MP e BP associados com a proposta do PDIRD-GN 2016 foram considerados 3 cenários a saber:

- (i) Cenário 1: este cenário considera: (a) valores de CAPEX calculados com base nos investimentos anuais apresentados na Proposta de PDIRD GN 2016, (b) evolução da procura conforme a Proposta de PDIRD GN 2016 e (c) evolução do número de pontos de entrega conforme a Proposta de PDIRD GN 2016;
- (ii) Cenário 2: este cenário considera: (a) valores de CAPEX calculados com base nos investimentos anuais apresentados na Proposta de PDIRD GN 2016, (b) evolução da procura acima das previsões da Proposta de PDIRD GN 2016 em resultado de se considerar a manutenção durante todo o período em análise do consumo por ponto de entrega e (c) evolução do número de pontos de entrega conforme proposta de PDIRD GN 2016;
- (iii) Cenário 3: este cenário considera: (a) valores de CAPEX calculados com base nos investimentos anuais apresentados na proposta de PDIRD GN 2016, (b) evolução da procura abaixo das previsões da Proposta de PDIRD GN 2016 em resultado de se considerar a manutenção durante todo o período em análise do consumo total e (c) evolução do número de pontos de entrega conforme Proposta de PDIRD GN 2016.

Tendo por base os impactes verificados nas tarifas de uso das redes de distribuição determina-se o seu efeito, quer nas tarifas de acesso às redes, quer nas tarifas de venda a clientes finais. Estes impactes tarifários são discriminados por nível de pressão e tipo de fornecimento. Os valores apresentados no quadro seguinte são valores anualizados.

Quadro 5-1 – Impacte tarifário anualizado das tarifas de Uso das Redes de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais da Proposta de PDIRDGN 2016 para os diversos cenários de evolução da procura

Tarifas	Impacte Tarifário anualizado 2021/2016 (%)		
	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
Uso Rede Distribuição MP/BP	-0,3%	-2,0%	0,9%
Acesso às Redes	-0,2%	-1,4%	0,7%
AP	0,0%	0,0%	0,0%
MP	-0,2%	-1,0%	0,5%
BP	-0,4%	-2,0%	0,9%
BP>	-0,3%	-1,7%	0,8%
BP<	-0,4%	-2,1%	1,0%
Preços Finais	-0,1%	-0,3%	0,1%
AP	0,0%	0,0%	0,0%
MP	0,0%	-0,1%	0,1%
BP	-0,2%	-0,9%	0,4%
BP>	-0,1%	-0,7%	0,3%
BP<	-0,2%	-1,1%	0,5%

Analisando o quadro anterior, conclui-se que a Proposta de PDIRD-GN 2016 apresenta um impacte tarifário anual entre 2016 e 2021 nas tarifas de uso da rede de distribuição em MP e BP para o cenário 1 de -0,3%. Esta descida conduz a descidas menos acentuadas das tarifas de acesso às redes (-0,4% em BP) e das tarifas de venda a clientes finais (-0,2% em BP). Por nível de pressão os valores são diferenciados sendo mais elevados nos níveis de pressão e tipos de fornecimento com menor consumo.

No cenário 2 as descidas tarifárias serão mais acentuadas na medida em que se considera uma evolução da procura em alta.

No cenário 3 em que se considera uma manutenção do nível de procura os acréscimos tarifários serão mais acentuados conduzindo a variações das tarifas de uso das redes de distribuição de +0,9%, que impactam nas tarifas de acesso às redes em BP em +0,9% e nas tarifas de venda a clientes finais em BP em +0,4%.