

CONSULTA PÚBLICA

69ª

PROPOSTA DE PDIRGN 2018

Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes
de Distribuição de Gás Natural para o período 2019-2023



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO	1
1.1	Legislação comunitária	2
1.2	Enquadramento legal nacional	3
1.3	Procedimentos	4
2	CONTEÚDO DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN	7
2.1	Breve descrição das propostas submetidas pelos operadores das redes de distribuição	8
2.2	Análise comparativa das propostas de PDIRD-GN 2016 e PDIRD-GN 2018	16
2.3	Caracterização da procura de gás natural associada às redes de distribuição	21
2.4	Projetos de investimento	26
3	PROPOSTA DE DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO ÂMBITO DO PDIRD-GN	31
3.1	Estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural	31
3.2	Critérios de suporte e princípios para a fundamentação da decisão de investimento.....	35
4	DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA	39
	ANEXO 1	41

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

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 de gás natural (PDIRD-GN), para o período 2019-2023.

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE as propostas recebidas, cabendo à ERSE, 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.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a consulta pública, as propostas de plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás natural para o período 2019-2023 (PDIRD-GN 2018), elaboradas pelos operadores das redes de distribuição (ORD).

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta consulta pública os contributos que, sob a forma de comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 28 de janeiro de 2019, para o seguinte endereço de correio eletrónico: pdirgn@erse.pt.

Todos os comentários escritos recebidos na ERSE no âmbito do processo de consulta pública serão publicados na sua página de Internet, salvo indicação expressa em contrário.

O presente documento de enquadramento pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração das Propostas do PDIRD-GN 2018 e, deste modo, apoiar a ERSE na elaboração de um parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões.

Neste capítulo introdutório, contextualiza-se a elaboração dos planos e os procedimentos principais conducentes à sua aprovação pelo Governo. No capítulo seguinte, apresentam-se sucintamente os documentos que materializam as Propostas de PDIRD-GN 2018, elaboradas e reformuladas pelos ORD e

¹ REN Portugal Distribuição, Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás, Sonorgás e Tagusgás.

² Foram apresentadas propostas pela REN Portugal Distribuição, Tagusgás, Sonorgás e pelo Grupo Galp Energia que enviou as propostas dos operadores das redes de distribuição de gás natural do grupo, designadamente a Beiragás, a Dianagás, a Duriensegás, a Lisboaagás, a Lusitaniagás, a Medigás, a Paxgás e a Setgás.

submetidas à ERSE pela DGEG, incluindo uma análise das diferenças e entre as Propostas de PDIRD-GN 2016 e as de PDIRD-GN 2018. O terceiro capítulo lança um conjunto de questões, que decorrem da análise efetuada pela ERSE, e que pretendem realçar e induzir a reflexão dos agentes sobre pressupostos, metodologias, aspetos técnico-económicos, projetos e opções de investimento propostos pelos ORD de gás natural. Por fim, são enumerados e anexados os documentos de suporte à presente consulta pública.

1.1 LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

DIRETIVA 2009/73/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO

A Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de distribuição.

A referida diretiva aborda os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras no que respeita à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas grandes infraestruturas, remetendo a sua disciplina para o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente no respeitante à elaboração, acompanhamento e monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte e à sua coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido neste Regulamento europeu, que é de aplicação obrigatória a nível nacional. Importa sublinhar que o referido pacote legislativo não integra disposições relativas a planos de investimento nas redes de distribuição, pelo que os princípios gerais, regras, procedimentos e modalidades de aprovação ficam exclusivamente na esfera dos enquadramentos legislativos e regulamentares nacionais de cada Estado Membro.

A Diretiva 2009/73/CE foi transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei n.º 230/2012 e do Decreto-Lei n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro, que alteram o Decreto-Lei n.º 30/2006 e o Decreto-Lei n.º 140/2006, respetivamente.

1.2 ENQUADRAMENTO LEGAL NACIONAL

O Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, procedeu à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, estabelecendo os regimes jurídicos aplicáveis ao exercício das atividades integrantes do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), incluindo as respetivas bases das concessões, os procedimentos para a atribuição das concessões e das licenças, bem como regras relativas à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança, desenvolvendo as bases gerais da organização e funcionamento do SNGN, instruídas pelo Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro.

Nas matérias que constituem o seu objeto, o Decreto-Lei n.º 230/2012 procedeu à transposição, iniciada com o Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, que alterou o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, dando também execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho³, e ao Regulamento (CE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, revogado pelo Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017.

Assim, nos termos 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 ORD devem elaborar, nos anos pares, planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás natural (PDIRD-GN). Nos termos do artigo 12.º-C do referido diploma são expressas orientações relativas às seguintes matérias:

- Os objetivos dos PDIRD-GN.
- Os critérios a adotar na elaboração e aprovação dos PDIRD-GN.
- O procedimento a adotar na elaboração dos PDIRD-GN, designadamente:
 - a responsabilidade pela sua execução;
 - a data limite para a submissão à DGEG das Propostas iniciais dos PDIRD-GN;
 - a articulação entre os ORD e a DGEG no que respeita à consolidação das Propostas iniciais dos PDIRD-GN;

³ Com as alterações aprovadas pelo Regulamento (EU) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

- o envio das Propostas iniciais dos PDIRD-GN ao operador da RNTGN, para efeitos de emissão de um parecer;
- a realização de uma consulta pública promovida pela ERSE;
- a elaboração de um parecer por parte da ERSE;
- a elaboração das Propostas finais dos PDIRD-GN por parte dos ORD;
- a responsabilidade pela aprovação dos PDIRD-GN que, nos termos do referido diploma, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução dos PDIRD-GN encontra-se descrito na figura seguinte.

Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-GN



Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro (Lei do Orçamento do Estado para 2017) – “O membro do Governo responsável pela área da energia aprova o PDIRD, após parecer da ERSE e do operador da RNTGN, submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar”.

1.3 PROCEDIMENTOS

As presentes propostas de PDIRD-GN 2018 correspondem à terceira edição que é colocada em consulta pública, nos termos do estabelecido no 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.

De referir que não é conhecida pela ERSE a aprovação das propostas de PDIRD-GN 2014 e PDIRD-GN 2016, nos termos da legislação em vigor e relativamente aos quais a ERSE apresentou Pareceres respetivamente em 18 de junho de 2015 e em 20 de julho de 2017.

2 CONTEÚDO DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN

De acordo com 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, as propostas de PDIRD-GN 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 PDIRGN⁴ e ter em conta o objetivo de facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura.

De acordo com o estabelecido na legislação, 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 da procura de gás natural associadas às redes de distribuição de gás natural, que representem um horizonte temporal que anteceda a data de elaboração das Propostas de PDIRD-GN e que inclua o período de 5 anos a que diz respeito o plano.
- A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural, bem como a respetiva articulação com o PDIRGN.

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, cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNDGN previstos nos PDIRD-GN, tendo os respetivos pareceres um carácter vinculativo.

Nessa medida, as propostas de PDIRD-GN devem incluir os projetos de investimento para o período de 5 anos do plano, devendo os referidos projetos incluir os seguintes aspetos:

- Os concelhos onde os projetos estão implantados.
- A infraestrutura existente, incluindo a sua extensão, número de pontos de abastecimento (PA), número de clientes, estimativas do número de clientes potenciais não ligados à rede existente e as taxas de penetração.

⁴ Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL

- No que respeita aos consumidores ligados às redes, estes deverão ser segmentados nos sectores doméstico, terciário e industrial e individualizados pelos diversos perfis de consumo, os quais, nos termos da alínea k), do n.º 1 do artigo 249.º do Regulamento de Relações Comerciais, se encontram definidos no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados. Esta caracterização deve distinguir claramente os consumidores ligados em média pressão dos ligados em baixa pressão.
- Os pontos a partir dos quais são abastecidas as redes de distribuição, designadamente as ligações à rede a montante, a rede de alta pressão ou as UAG, conforme aplicável.
- Caracterização técnica dos investimentos, desagregando a componente física (extensão de rede, número de ramais, etc.) e os montantes de investimento que lhes está associado.
- Análise técnico-económica inerente a cada projeto, incluindo os indicadores e as métricas de eficiência que atestem a relevância e a racionalidade do investimento proposto.

2.1 BREVE DESCRIÇÃO DAS PROPOSTAS SUBMETIDAS PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As propostas de PDIRD-GN para o período 2019-2023 representam as terceiras propostas dos operadores da RNDGN a serem apresentadas, após a 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.

De acordo com o estabelecido no n.º 1 do artigo 12.º-C deste normativo, as propostas de cada ORD foram apresentadas à DGEG que, posteriormente as comunicou à ERSE nos termos do n.º 5 do mesmo artigo, após a solicitação de algumas alterações, em concreto, a todos os ORD e da correspondente reformulação.

Nos termos do artigo 12.º B deste normativo, o planeamento da RNDGN deve assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás natural, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás natural.

EMPRESAS DO GRUPO GALP

As propostas de PDIRD-GN 2018 dos ORD pertencentes ao Grupo Galp (Grupo) apresentam um documento do plano de investimento para o período de 2019-2023 por cada ORD pertencente ao Grupo. A estrutura dos documentos, os pressupostos seguidos e as metodologias empregues são semelhantes para todos os ORD do Grupo.

Em anexo a cada um dos documentos são apresentadas as fichas de caracterização dos projetos de investimento do ORD respetivo, agregadas e por concelho.

No capítulo 2 do documento de proposta de PDIRD-GN 2018, apresenta-se o sumário executivo e o enquadramento da atividade de investimento na distribuição de gás natural. 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 sustentabilidade do setor, 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 das atuais propostas, pretendendo o Grupo, depois de uma tendência acentuada de desaceleração no período 2008-2015, uma estabilização do valor médio anual do investimento para níveis que levarão à redução do RAB⁵ originando, assim, uma redução da tarifa de acesso à rede de distribuição de acordo com as conclusões da GALP.

No capítulo 3 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.

No capítulo 4 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.

No capítulo 5 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 investimento para desenvolvimento do negócio por cliente ligado e do número de metros de rede por cliente.

No capítulo 6 são apresentados os pressupostos e as previsões de consumo para o período de 2019 a 2023. Neste capítulo, 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 2019 a 2023, no capítulo 7, encontra-se dividido em investimento em desenvolvimento de negócio, investimentos em infraestruturas existentes e investimento em outras

⁵ *Regulatory Asset Base* designação em língua inglesa do ativo remunerado para efeitos tarifários.

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 são apresentados indicadores que servem de base à tomada de decisão, designadamente os custos unitários por unidade de energia e os PA, a análise do OPEX, CAPEX e TOTEX⁶ 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 Uso da Rede de Distribuição (URD) do ano gás 2017/2018.

Nos anexos destacam-se a publicação dos projetos de investimento por concelho.

REN PORTGÁS DISTRIBUIÇÃO

A REN Portgás Distribuição enviou a sua proposta de PDIRD-GN 2018 reformulada de acordo com o parecer da DGEG.

Esta proposta da REN Portgás Distribuição apresenta 8 capítulos e um conjunto de Anexos.

O capítulo 1 apresenta o sumário executivo, enquanto o Capítulo 2 descreve o enquadramento regulatório, e caracteriza a atividade de distribuição de GN e o enquadramento do plano de investimento incluído na proposta de PDIRD-GN 2018.

O capítulo 3 identifica e caracteriza os concelhos dos distritos de Porto, Braga e Viana do Castelo onde a REN Portgás Distribuição exerce a sua atividade e a infraestrutura existente recorrendo a um conjunto de

⁶ Respetivamente, *operational expenditure* (custos de exploração), *capital expenditure* (custos de investimento), *total expenditure* (custos de exploração e de investimento).

indicadores, cujo histórico é apresentado entre 2014 e 2017 (dimensão da infraestrutura, número de clientes (da concessão e por segmento de mercado), energia veiculada, investimento realizado, qualidade de serviço, etc.).

No capítulo 4 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 5 procede-se à caracterização e análise prospetiva da conjuntura macroeconómica e regional.

No capítulo 6 apresenta-se a evolução do número de clientes abastecidos por nível de pressão, os novos pontos de abastecimento (PA) ativos previstos no plano, a evolução da taxa de penetração, a projeção do número total de consumidores abastecidos e os pressupostos da projeção de consumos por nível de pressão e consumo (BP< e BP>⁷).

No capítulo 7 da proposta de PDIRD-GN 2018, depois de apresentar os “Princípios orientadores e os critérios de suporte à seleção de investimento”, é caracterizado o plano de investimento. Os investimentos foram divididos em: i) investimento de expansão (desenvolvimento de negócio), ii) outros investimentos em infraestruturas (renovação e reestruturação da rede existente) e iii) outros investimentos (renovação de contadores, sistemas de informação, edifícios e equipamento de transporte). Em relação ao primeiro grupo, os investimentos são subdivididos em rede e PA e, para além dos montantes, são apresentados os dados operacionais correspondentes, tal como o crescimento da rede em metros e o número de PA. É referido o valor de 78€/MWh para o investimento incremental para o SNGN nesta Proposta de PDIRD-GN 2018 comparativamente a 58 €/MWh para a proposta de PDIRD-GN anterior. No segundo grupo são identificados investimentos que o ORD classifica como tendo o objetivo de diminuição de risco e introdução de redundância. É dado destaque ao projeto *Smart Gas Grid*, alargando a tecnologia de *smart meter* a todo o setor BP> e apresentando um projeto piloto para BP<. Finalmente no terceiro grupo é descrita a rubrica de “Outros investimentos” com destaque para a renovação de contadores e os sistemas de informação.

Neste capítulo são ainda apresentados os princípios da avaliação técnica – económica que é realizada e que recorre i) ao indicador (Taxa interna de rentabilidade (TIR) e ii) a uma metodologia de seriação dos

⁷ Estas designações correspondem a consumos anuais de gás natural em Baixa Pressão, menores e maiores do que 10 000 m³, respetivamente.

concelhos através de vários indicadores operacionais de eficiência. A primeira metodologia é aplicada a cada projeto de investimento em cada concelho, tendo por base pressupostos tais como a utilização das tarifas URD do ano gás 2017/2018 e do *Rate of Return* (RoR) publicado para o ano gás 2017/2018. A utilização da segunda metodologia teve como objetivo avaliar o mérito do investimento recorrendo ao uso de indicadores, como o número de fogos por km de rede de via pública, a atratividade comercial do produto gás natural, o investimento médio por ponto de abastecimento angariado e o consumo unitário por ponto de abastecimento de BP<. O ORD considera adequada a aplicação do princípio da equidade de tratamento das várias regiões e da garantia de igual acesso ao gás natural, referindo tratar-se de um valor essencial por ele assumido. Neste pressuposto são apresentados os projetos de desenvolvimento de Paredes de Coura e de Caminha. Este capítulo termina apresentando a realização de duas análises de sensibilidade, uma análise considerando variações do consumo unitário e outra tendo em conta as tarifas de gás natural.

No capítulo 8, são referidas as últimas previsões de médio prazo apresentadas pela ERSE e, retirando daí que se manterá nos próximos anos o crescimento nas redes de distribuição do consumo de gás natural e que existe margem de progressão na densificação, apresenta o seu posicionamento comercial.

Finalmente destacam-se os seguintes anexos:

- - Fichas com os projetos de investimento por concelho,
- - *World Economic Outlook*, do FMI,
- - Projeções para a Economia Portuguesa 2018-2020, do Banco de Portugal,
- - Programa Operacional Regional do Norte 2014-2020,
- - Projeto de Abastecimento de Paredes de Coura,
- - Detalhe de “Outros Investimentos em Infraestruturas” e “Outros Investimentos”.

SONORGÁS

A Sonorgás enviou a sua proposta de PDIRD-GN 2018 reformulada de acordo com o parecer da DGEG.

Esta proposta de PDIRD-GN 2018 abrange 8 capítulos e um conjunto de Anexos.

O capítulo 1, de Introdução, apresenta o Sumário Executivo, a descrição das melhorias e alterações apresentadas nesta proposta comparativamente ao plano anterior e um enquadramento, legislativo, dos objetivos da proposta de PDIRD-GN e da caracterização da atividade de Distribuição de Gás Natural.

No capítulo 2 é efetuada uma breve caracterização das infraestruturas de distribuição de gás natural, incluindo a descrição das áreas de concessão e a evolução, entre 2013 e 2017, do investimento realizado em infraestruturas, dos PA e do consumo de gás natural.

No capítulo 3 é apresentada a conjuntura macroeconómica em Portugal de 2011 a 2017.

No capítulo 4 é apresentada uma previsão da evolução dos PA e volumes de gás natural veiculado entre 2018 e 2023, nomeadamente tendo em conta as novas 18 licenças atribuídas pelo concedente. Como suporte à previsão desta evolução são apresentados, para as licenças existentes, um levantamento local e, para os novos polos, o levantamento exaustivo por uma entidade externa.

No capítulo 5 são apresentados os critérios de seleção de investimento, incluindo os valores dos indicadores de seleção de investimento (e.g. o custo unitário de investimento, o investimento por ponto de abastecimento adicional e o investimento por quantidade adicional de GN veiculado na rede, etc.), a que estão associados critérios para definição dos respetivos limites. No capítulo 8 são apresentados os resultados dos critérios utilizados. São usadas as tarifas propostas de 2017-2018 para aferir a taxa de rentabilidade do investimento (TIR).

A empresa refere também 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.

No capítulo 6 é apresentada uma caracterização do investimento previsto efetuar durante o período de 2018 a 2023 e os principais pressupostos base utilizados para o cálculo dos valores de investimento. Seguidamente é descrito o plano de investimento, destacando-se a realização dos investimentos ligados às 18 novas licenças atribuídas. Os investimentos encontram-se divididos entre investimento em redes, construção de UAGs, ramais, conversões e reconversões, contadores e redutores. São descritos os principais projetos a executar e que decorrem nomeadamente das obrigações contratuais a que este ORD está obrigado. Finalmente, é descrita a rubrica Outros Investimentos, que apresenta um peso muito significativo, mas que a empresa refere que deverá ser enquadrada na estratégia global de investimento do ORD. Esta rubrica inclui angariações, sistemas de informação, marketing e publicidade, edifícios e construções, equipamento técnico, equipamento administrativo, ferramentas e utensílios, despesas de instalação e outras relacionadas com outros tangíveis e outros intangíveis.

No capítulo 7 são identificados os benefícios associados à caracterização dos projetos assumindo, este ORD, o princípio da equidade entre os clientes das diversas zonas do país. Em anexo são apresentadas as fichas dos Planos de Investimento para os diversos Polos bem como as respetivas fichas de caracterização e justificação técnica dos projetos de investimento.

TAGUSGÁS

A Tagusgás enviou a proposta de PDIRD-GN 2018 reformulada de acordo com o parecer da DGEG.

A sua proposta apresenta 8 capítulos e um conjunto de Anexos.

O capítulo 2 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. No capítulo 3 são descritas as melhorias e as alterações à proposta de PDIRD-GN 2018 comparativamente ao ocorrido na proposta de PDIRD-GN 2016, das quais se destacam a apresentação dos resultados dos critérios utilizados e a quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento.

No capítulo 4 a Tagusgás apresenta a caracterização das infraestruturas de gás natural e a evolução entre 2013 e 2017 de um conjunto de indicadores relacionados com a infraestrutura física da Tagusgás e a área de concessão.

No capítulo 5 é apresentada a descrição da dinâmica de investimento da Tagusgás até ao presente, seguindo-se o capítulo 6 em que se encontra referenciada a conjuntura macroeconómica subjacente ao seu plano de investimentos.

No capítulo 7 são apresentados os pressupostos e as previsões de evolução da procura de gás natural para o período 2019 a 2023. Neste destaca-se a identificação da tipologia de clientes utilizada e a metodologia de projeção dos consumos. É igualmente apresentada a evolução prevista entre 2019 e 2023 dos indicadores físicos e operacionais

No capítulo 8 a Tagusgás, que assume como sendo sua estratégia atingir novos concelhos e consumidores, permitindo o acesso ao gás natural a novos clientes, descreve a sua proposta de plano de investimento, fazendo primeiro uma caracterização do investimento, em seguida uma análise dos objetivos e benefícios associados ao investimento e finalmente uma apresentação dos princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimentos.

No que diz respeito à caracterização do investimento, é apresentada uma divisão pelas seguintes rubricas: ligações de clientes, redes, ramais, contadores, infraestruturas existentes, UAG, sistemas de informação, trabalhos para a própria empresa (TPE), pedidos extraordinários e outros. Os investimentos para desenvolvimento do negócio, em redes e ligações de clientes, representam cerca de 66% do investimento total, sendo que o investimento nos sistemas de informação representa cerca de 7%.

No subcapítulo seguinte são identificados os objetivos e benefícios para o Sistema Nacional de Gás Natural decorrentes da proposta apresentada, destaca-se a avaliação do impacte tarifário, incluindo uma análise de sensibilidade e os benefícios macroeconómicos para a região. São apresentadas as evoluções dos custos para o sistema, do RAB, do investimento e de indicadores ligados aos clientes como o número de metros por ligação, o investimento e a energia distribuída. A análise de sensibilidade assume, num cenário pessimista, uma redução de 20% na previsão do número de clientes que se ligam e num segundo cenário otimista a ligação, em cada concelho, de um cliente com consumo anual superior a 10 000 m³.

Finalmente a Tagusgás descreve os três princípios de seleção de investimentos, Racionalidade económica que é analisada em mais detalhe no Anexo 3, mas priorizando os investimentos que maiores contributos trazem ao sistema, Adequação em que é feita uma análise dos recursos disponíveis, dos objetivos pretendidos e do contexto macroeconómico e Proporcionalidade (entre investimento e a energia veiculada associada).

No final do documento encontram-se os seguintes anexos com informação por concelho:

Anexo 1 – Montantes anuais, por concelho, dos projetos, das UAG, dos TPE e outros investimentos.

Anexo 2 – Rentabilidade dos projetos por concelho, no cenário base e num cenário otimista.

Anexo 3 – Metodologia de análise de investimentos.

Anexo 4 – Resultado, por concelho, da aplicação dos critérios e princípios de investimento.

Anexo 5 – Impacto social por concelho.

Anexo 6 - Fichas de caracterização, por concelho, dos projetos de investimento.

SÍNTESE

À semelhança das propostas de PDIRD-GN anteriores as propostas de PDIRD-GN 2018 apresentam, em termos gerais, uma estrutura comum. Existem, contudo, diferenças nas metodologias utilizadas na seleção de investimentos. Na sequência dos comentários apresentados no Parecer da ERSE às propostas de PDIRD-GN 2016 e que já tinham identificado essas diferenças, assinala-se nestas propostas o esforço no exercício de valorização de benefícios por parte de todos os ORD, nomeadamente a quantificação de benefícios associados aos novos investimentos.

Cada documento de proposta de PDIRD-GN 2018 encontra-se, de uma forma geral, dividido em sete 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 PA e (vii) identificação qualitativa dos benefícios associados aos novos investimentos.

2.2 ANÁLISE COMPARATIVA DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016 E PDIRD-GN 2018

No parecer às propostas de PDIRD-GN 2014, a ERSE referiu que a informação disponibilizada pelos ORD era muito reduzida e desajustada para o cumprimento dos objetivos pretendidos e não integrava os conteúdos mínimos descritos no 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, designadamente nos artigos 12.º-A, 12.º B e 12.º-C. Após a emissão desse parecer, as propostas recebidas em 2016 e, recentemente, em 2018 já apresentaram melhorias significativas, incorporando informação mais detalhada e com mais qualidade e introduzindo várias recomendações sugeridas pela ERSE nos pareceres anteriores, tal como foi evidenciado no ponto anterior.

As propostas de PDIRD-GN 2018 apresentadas pelos ORD à DGEG, com as alterações solicitadas por aquela entidade, são de forma resumida comparadas com as propostas de PDIRD-GN 2016 nos quadros do Anexo 1⁸.

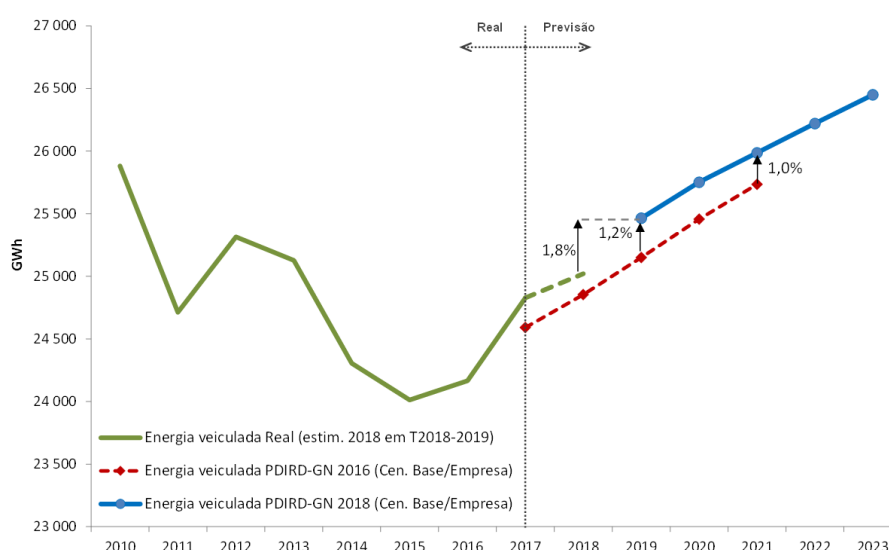
A informação apresentada nesses quadros compara os principais tópicos abordados nas propostas, que se apresentam em seguida:

1. Caracterização da infraestrutura de distribuição existente – apresenta a caracterização da atividade de distribuição, evoluções anuais da procura de gás natural nos últimos 5 anos, em termos de número de pontos de abastecimento e energia veiculada, bem como a extensão das redes e número de ramais.
2. Previsão de pontos de abastecimento e energia veiculada – pressupostos para definir a evolução da procura, concretizada em termos de energia e pontos de abastecimento adicionais para o período dos PDIRD-GN.
3. Projetos de investimento – descrição de três grandes rubricas de investimento: expansão de redes; outros investimentos em infraestruturas e outros investimentos. Nas propostas de PDIRD-GN, a rubrica expansão de redes é desenvolvida por concelhos, para os quais são apresentados os projetos de investimento com detalhe.
4. Princípios e critérios de suporte à seleção de investimento - estratégia de desenvolvimento das redes fundamentada numa avaliação técnico-económica para seleção dos projetos de investimento, são apresentados indicadores e são definidos objetivos ou limites, para os mesmos.
5. Avaliação técnico-económica – descrição das metodologias e indicadores utilizados para avaliar os investimentos, tais como TIR, VAL e TOTEX, associados a cada projeto ou à globalidade dos investimentos, e valores unitários como o custo por ponto de ligação adicional ou custo por MWh adicional.
6. Impactos – as várias empresas apresentam vários cenários de procura para testar os efeitos dos planos de investimento nos proveitos a recuperar pelas tarifas de uso das redes de distribuição.
7. Benefícios – as empresas apresentaram um conjunto de benefícios sociais (desenvolvimento regional), económicos (fonte de energia mais económica que as fontes alternativas) e ambientais (algumas quantificaram as emissões de gases de estufa evitadas em estes projetos de investimento).

⁸ Importa, todavia, sublinhar que o resumo aos PDIRD-GN incluídos no Anexo I não se substituem, a leitura dos planos em causa.

Pela sua relevância, destaca-se o facto dos princípios e critérios de suporte à seleção de investimentos serem muito similares nas propostas de PDIRD-GN 2018 e nas propostas de PDIRD-GN 2016, o que se pode concluir da leitura dos quadros do Anexo I. Esta semelhança verifica-se igualmente nos pressupostos seguidos para definir as variáveis justificativas desses investimentos, designadamente as variáveis associadas à evolução da procura. No entanto, a aplicação dessas metodologias na evolução da energia veiculada e dos pontos de abastecimento para o total de ORD apresenta resultados ligeiramente diferentes, como se verifica na Figura 2-1 e na Figura 2-2.

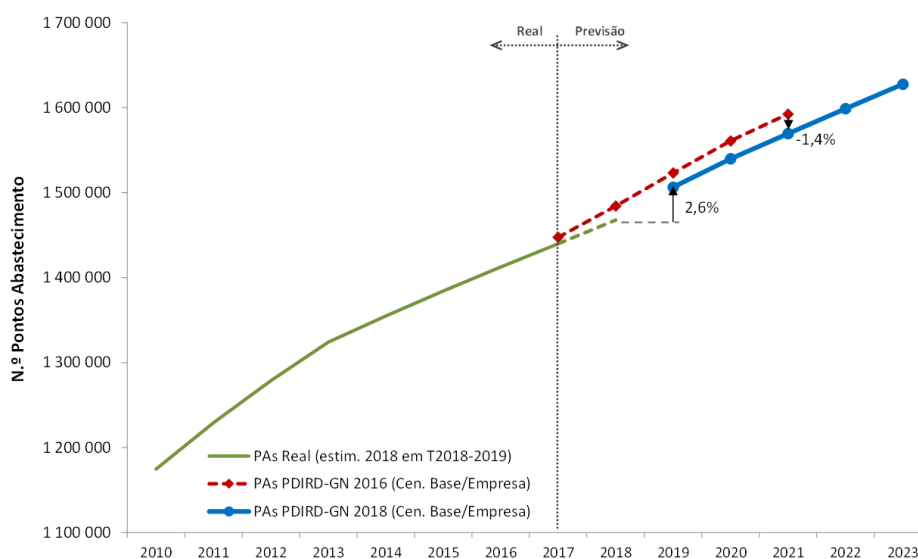
Figura 2-1 – Comparação da previsão de energia veiculada pelas redes de distribuição para o total de ORDs



Fonte: ERSE, Propostas PDIRD-GN 2016 e Propostas PDIRD-GN 2018

A revisão em alta da evolução da energia veiculada, em relação às propostas de PDIRD-GN 2016 que se verifica na figura, está relacionada com o facto dos ORD basearem as suas previsões nos valores médios verificados nos anos anteriores. Deste modo, a retoma do nível de consumo de gás natural de 2016 e 2017 leva ao aumento das previsões de consumo para o período de 2019 a 2023.

Figura 2-2 – Comparação da previsão da evolução dos pontos de abastecimento para o total de ORDs



Fonte: ERSE, Propostas PDIRD-GN 2016 e Propostas PDIRD-GN 2018

A revisão em baixa da evolução dos pontos de abastecimento para o período do atual PDIRD-GN comparado com o anterior está maioritariamente relacionada com o atraso da expansão da rede da Sonorgás aos novos polos de consumo, cujas licenças foram atribuídas em 2016.

Tal como referido anteriormente, no resumo comparativo que se encontra no Anexo I, podemos verificar que as alterações encontradas nas propostas de PDIRD-GN 2018 relativamente às propostas da edição anterior são poucas. Nos parágrafos seguintes descrevem-se, sucintamente, as diferenças que se consideram mais relevantes em cada grupo empresarial.

REN PORTGÁS DISTRIBUIÇÃO

A REN Portgás Distribuição apresentou uma proposta de Plano com uma estrutura idêntica à proposta do PDIRD-GN 2016, no entanto, desenvolveu de forma mais detalhada os benefícios associados aos investimentos previstos. Neste particular, esta empresa efetua uma breve descrição do sector em termos nacionais e internacionais, apresentando previsões a médio-longo prazo, tendo em conta as vantagens do gás natural comparativamente com outros combustíveis e o seu posicionamento concorrencial. Relativamente aos critérios de suporte para a seleção de investimentos, a REN Portgás Distribuição, nesta proposta, apresentou uma metodologia de seriação dos investimentos por concelho, com 4 indicadores que permite hierarquizar os concelhos por atratividade para a realização dos investimentos. Segundo a

empresa, este procedimento permite medir a atratividade operacional e comercial e efetuar uma análise de mérito do investimento distinta da análise da TIR do investimento planeado.

TAGUSGÁS

A Tagusgás apresentou uma proposta de PDIRD-GN 2018 praticamente igual à anterior em termos de estrutura e de conteúdo, com exceção dos impactos tarifários. Na atual proposta de PDIRD-GN a Tagusgás usou os mesmos pressupostos do que na anterior edição, mas a análise de sensibilidade teve em conta dois cenários de procura diferentes, um mais conservador e outro com uma previsão mais otimista.

SONORGÁS

No caso da Sonorgás as diferenças entre a proposta de PDIRD-GN apresentada em 2016 e a atual proposta são essencialmente devidas ao atraso do investimento nos 18 novos polos de abastecimento. Por esse motivo, a empresa incorpora na atual proposta de Plano mais um ano de investimento, 2018, em vez de apresentar os projetos de investimento apenas para o quinquénio 2019-2023. Em termos de estrutura, a atual proposta não difere muito da anterior. Relativamente ao PDIRD-GN 2016, encontram-se diferenças nos princípios e critérios de suporte à seleção de investimentos e na avaliação técnico-económica. Em particular, foi acrescentada uma avaliação da TIR do investimento planeado e os indicadores que servem de suporte para a seleção dos investimentos, bem como os respetivos limites definidos pela empresa, também sofreram pequenos ajustes.

EMPRESAS DO GRUPO GALP

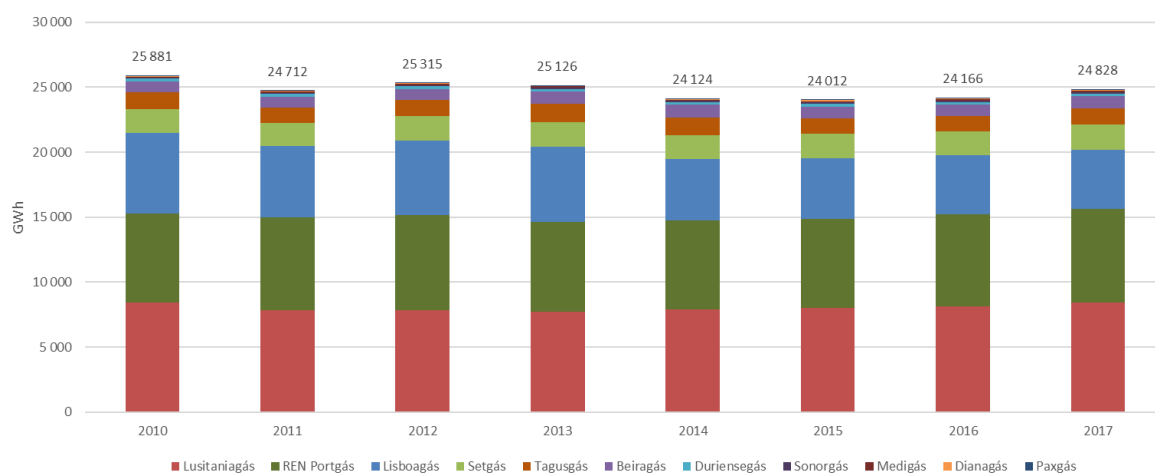
Tal como nas edições anteriores, as propostas de PDIRD-GN apresentadas pelas diferentes empresas do grupo GALP seguem a mesma estrutura. Em termos de conteúdo, as propostas são igualmente idênticas, tanto em termos de critérios para a seleção de investimentos, bem como, de um modo geral, no que diz respeito aos pressupostos e metodologias seguidas. No entanto, na análise de sensibilidade para avaliar o proveito permitido unitário, para além dos cenários de procura que sustentam as propostas de Plano, foram apresentados outros 2 cenários que correspondem aos utilizados pela ERSE na avaliação das anteriores propostas de PDIRD-GN.

2.3 CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL ASSOCIADA ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As previsões da evolução da procura de gás natural são um dos fatores que determinam a avaliação das necessidades de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição de gás natural, bem como permitem avaliar qual o impacto tarifário das decisões tomadas. Desta forma torna-se necessário que os ORD apresentem, na elaboração da Proposta de PDIRD-GN 2018, as previsões de procura que servem de base ao mesmo. Tal necessidade é contemplada na legislação em vigor.

A Figura 2-3 apresenta a evolução da distribuição de gás natural, em termos de energia total e por ORD, entre o período de 2010 a 2017. Nesta figura, observa-se uma ligeira tendência de quebra da energia distribuída entre 2012 e 2015 e uma inversão dessa tendência a partir de 2016, contudo, sem ainda atingir o valor registado em 2010 (25 881 GWh).

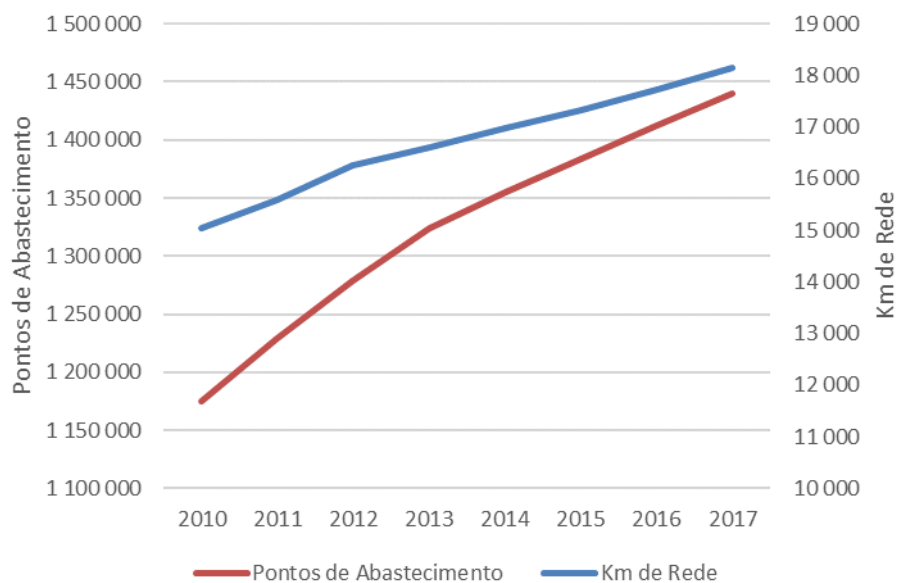
Figura 2-3 – Evolução da distribuição de GN



Fonte: ERSE, ORDs

Apesar do decréscimo do consumo de gás natural, nunca se registou uma quebra do crescimento do número de pontos de abastecimento e dos quilómetros de rede (Figura 2-4), por força da continuação da penetração do gás natural como fonte alternativa de energia primária nas áreas atribuídas das concessões e das licenças de distribuição de gás natural.

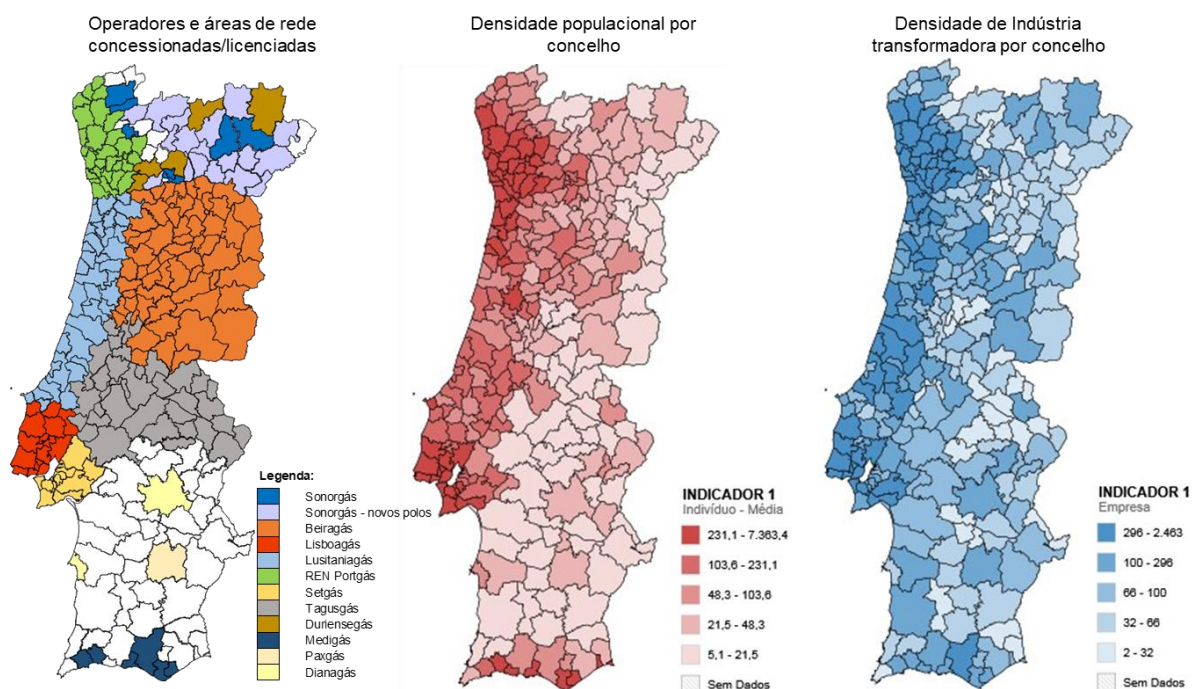
Figura 2-4 – Evolução do N.º de PA e dos km de rede



Fonte: ERSE, ORDs

Na Figura 2-5 identificam-se as zonas abrangidas por cada concessionária / licenciada em conjunto com a densidade populacional e da indústria transformadora. Nesta figura observa-se uma elevada correspondência entre as zonas abrangidas pela distribuição de GN e as zonas com maior densidade populacional e de indústria transformadora, justificando que os quatro ORD de maior dimensão (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás) se situem nas áreas mais populosas, de maior poder de compra e maior presença da indústria transformadora.

Figura 2-5- Áreas de concessão e de licenciamento, Densidade Populacional e da Indústria Transformadora



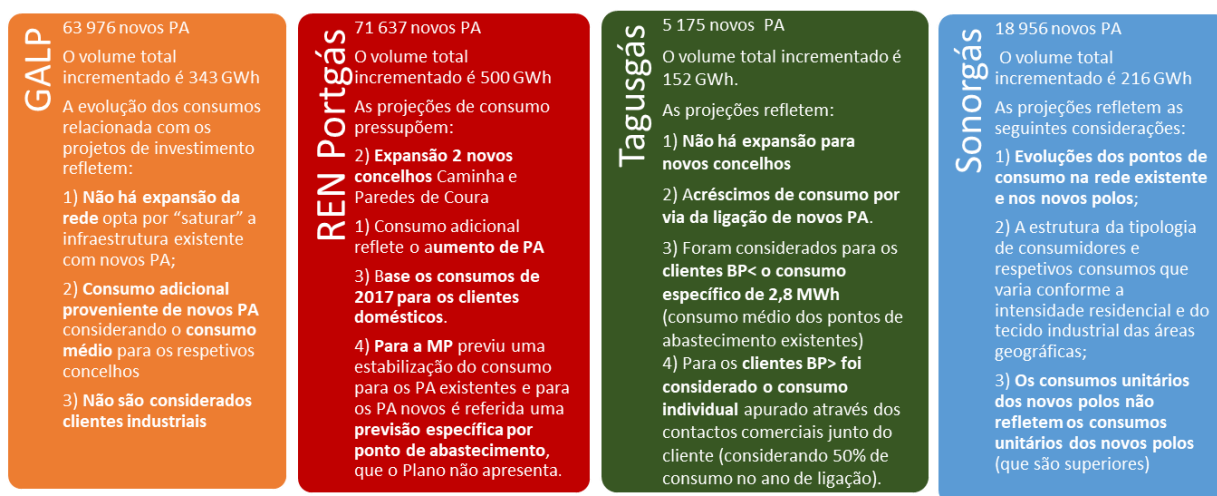
Fonte: Empresas do setor de gás natural e PORDATA

A informação relativa aos consumidores que previsivelmente venham a ser ligados às redes a construir, e sobre a qual os ORD poderão basear os seus projetos de investimento, resulta de levantamentos do mercado potencial nas áreas que se perfilam como mais interessantes para a expansão do gás natural, para além das obrigações de ligação regulamentarmente definidas. Esses levantamentos do mercado potencial têm 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, produtos de substituição, entre outros.

Neste enquadramento, os ORD apresentaram análises económicas e do mercado envolvente como pressupostos para a definição das suas previsões da procura de gás natural. Estas análises fundamentaram as várias estratégias empresariais, em termos de expansão da sua rede e consequentemente na evolução da procura.

Os pressupostos que sustentam as previsões dos vários ORD para a evolução da procura estão apresentados de forma resumida na figura que se segue.

Figura 2-6 – Pressupostos da evolução da procura das empresas nos PDIRD-GN 2018



Fonte: Propostas PDIRD-GN 2018

Seguidamente, são desenvolvidos os pressupostos seguidos pelas empresas nas suas previsões de evolução da procura.

EMPRESAS DO GRUPO GALP

Os ORD do grupo GALP identificam condicionalismos que justificam orientar os seus investimentos para saturação da rede já existente, os quais estão diretamente relacionados com o contexto económico, condições climatéricas, desenvolvimentos regionais (nível de cobertura regional das infraestruturas e tipologia de consumidores da região). Assim, tal como nos dois anteriores PDIRD-GN, os ORD do Grupo GALP não preveem nenhum projeto de expansão a novos concelhos das áreas de concessão ou das licenciadas.

Apesar de não preverem a introdução de gás natural em novos concelhos das áreas de concessão, os ORD do Grupo Galp continuam a prever um aumento da penetração do gás natural das áreas de concessão onde já existe rede. Nesse sentido, esses ORD preveem até 2023 um crescimento de 7% do número de pontos de abastecimento relativamente a 2017. Em termos de evolução do consumo de gás natural, são previstos crescimentos, que variam entre 1% para a Setgás e 33% para a Medigás comparando com 2017.

REN PORTGÁS DISTRIBUIÇÃO

A REN Portugal Distribuição, tal como nas anteriores propostas de PDIRD-GN, identifica a necessidade de expansão da sua rede de forma a atingir todos os concelhos da sua área de concessão, pelo que na proposta

de PDIRD-GN 2018 prevê alargar o fornecimento de gás natural ao último concelho da sua área de concessão ainda não abastecido, Paredes de Coura. Relativamente à evolução do número de pontos de abastecimento, tendo em conta os investimentos em saturação/reforço da rede existentes e o investimento em expansão, a REN Portgás Distribuição prevê um aumento em 25% até ao fim dos 5 anos do período do PDIRD-GN 2018, relativamente a 2017. Em termos de evolução do consumo, esta empresa antecipa uma diminuição do consumo por ponto de abastecimento, pelo que o incremento do consumo de 12% em 2023 justifica-se, apenas, pelo aumento dos pontos de abastecimento relativamente a 2017.

TAGUSGÁS

A Tagusgás não prevê investimentos em novos concelhos da sua área de concessão apesar de apenas abastecer 55% dos concelhos da área de concessão. Segundo esta empresa, 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*”, os quais não estão previstos na proposta de PDIRD-GN em apreço. No entanto, no que diz respeito ao número de pontos de abastecimento, a Tagusgás prevê um crescimento total de 17% para 2023, enquanto o consumo deverá ter um aumento total de 13% para o mesmo período, comparativamente a 2017.

SONORGÁS

A proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás incorpora, para além dos cinco polos já existentes, previsões associadas às 18 novas licenças de distribuição de gás natural atribuídas por concurso. Para a elaboração da procura, em particular, do número de pontos de abastecimento, a Sonorgás refere que teve 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.

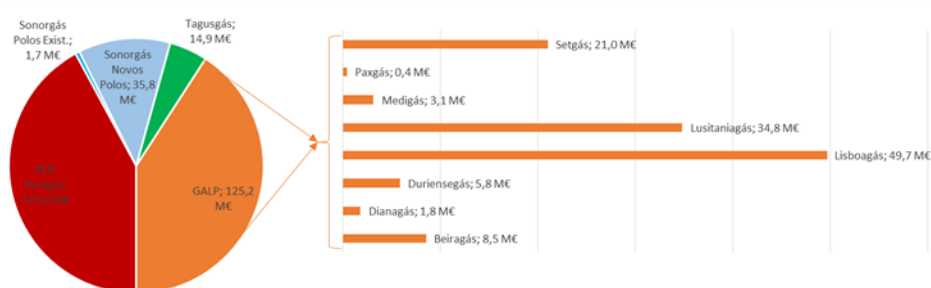
No que diz respeito aos atuais polos, a Sonorgás prevê um crescimento de apenas 1% do consumo e 5% no número de pontos de abastecimento até ao fim do PDIRD-GN 2018, relativamente a 2017. Considerando os 18 novos polos, a Sonorgás prevê que os pontos de abastecimento deverão crescer 168% em 2023, comparando com 2017. Este crescimento deverá ter um reflexo superior no nível de consumo, o qual segundo a Sonorgás cresce 220% até 2023.

2.4 PROJETOS DE INVESTIMENTO

A informação detalhada dos projetos de investimento apresentados nas propostas de PDIRD-GN 2018 permite identificar algumas informações relevantes.

Na Figura 2-7 podem observar-se os montantes totais de investimento por Grupo empresarial das diversas propostas de PDIRD-GN 2018, que ascendem a um montante total de 306,5 milhões de euros. As maiores fatias de investimento dizem respeito à REN Portgás Distribuição e ao Grupo Galp, destacando-se igualmente o crescimento da dimensão da Sonorgás que, de 5 licenças, passou a deter 23 licenças.

Figura 2-7 - Investimento por grupo empresarial previsto nas Propostas de PDIRD-GN 2018



Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018

Na Figura 2-8 são apresentadas duas comparações com os investimentos previstos nas propostas de PDIRD-GN 2018. A primeira comparação é feita com as propostas de PDIRD-GN 2016, sendo a segunda comparação feita com o investimento executado no período de 2013 a 2017. Em termos globais podemos observar um acréscimo de 11,8% na primeira comparação, relativamente ao montante global das propostas de PDIRD-GN anteriores e um acréscimo de 12,9% na segunda comparação, relativamente ao montante global reportado à ERSE como executado e entrado em exploração no horizonte 2013 a 2017. Considerando os diversos Grupos empresariais verificam-se, entre os dois exercícios de propostas de PDIRD-GN, crescimentos de 17,4% no caso da REN Portgás Distribuição, e 14% no caso do Grupo Galp. Já no que diz respeito à Tagusgás há uma redução de 5,8% sendo a maior descida verificada no caso das licenças existentes da Sonorgás, que é de 15,4%. Esta empresa apresenta nas duas propostas de PDIRD-GN, no que diz respeito aos polos entretanto licenciados, montantes totais da mesma ordem de grandeza.

Quadro 2-1 – Comparação dos investimentos previstos nas Propostas de PDIRD-GN 2018 i) com as Propostas de PDIRD-GN 2016 e ii) com o investimento executado no período 2013-2017

Empresas	Valor de Investimento Total (M€)				
	PDIRD-GN 2018 (2019-2023)	PDIRD-GN 2016 (2017-2021)	Δ Inv.	Executado (2013-2017)	Δ (PDIRD 2018-Exec 2013-17)
REN Portgás	129,0 M€	109,9 M€	17,4%	110,9 M€	16,3%
Sonorgás Polos Exist.	1,7 M€	2,0 M€	-15,4%	17,4 M€	-90,4%
Sonorgás Novos Polos	35,8 M€	36,8 M€	-2,6%	10,0 M€	N/A (2017)
Tagusgás	14,9 M€	15,8 M€	-5,8%	19,6 M€	-23,9%
GALP	125,2 M€	109,7 M€	14,0%	113,6 M€	10,2%
<i>Beiragás</i>	8,5 M€	7,5 M€	13,9%	7,8 M€	9,2%
<i>Dianagás</i>	1,8 M€	1,7 M€	5,2%	3,7 M€	-51,6%
<i>Duriensegás</i>	5,8 M€	4,2 M€	37,5%	4,9 M€	19,6%
<i>Lisboagás</i>	49,7 M€	41,6 M€	19,4%	41,1 M€	20,8%
<i>Lusitaniagás</i>	34,8 M€	32,6 M€	6,8%	29,8 M€	16,8%
<i>Medigás</i>	3,1 M€	2,8 M€	12,6%	3,9 M€	-20,0%
<i>Paxgás</i>	0,4 M€	0,3 M€	16,8%	1,2 M€	-68,5%
<i>Setgás</i>	21,0 M€	19,1 M€	10,5%	21,2 M€	-0,6%
Total	306,5 M€	274,2 M€	11,8%	271,5 M€	12,9%

Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018

Na Figura 2-9 apresenta-se a repartição percentual do investimento dos ORD por tipologia, apresentado nas propostas de PDIRD-GN 2018. As tipologias em presença correspondem aos três grupos mais relevantes de investimento, “Desenvolvimento do Negócio” (DN), “Outros investimentos em infraestruturas” e “Investimentos em Outras Atividades”. Adicionalmente apresenta-se a situação a dezembro de 2017, do número de PA e do comprimento das redes em km, bem como a informação das propostas de PDIRD-GN 2018 no que diz respeito aos acréscimos previstos de PA a ligar, de ramais e de novos km de rede a construir.

De realçar as diferentes estratégias das empresas que, no caso da Sonorgás, representa cerca de 50% do total em Desenvolvimento do Negócio e em Outras Atividades, ou o caso da REN Portgás Distribuição, que nas mesmas tipologias investe, respetivamente, 80% e 12% do total.

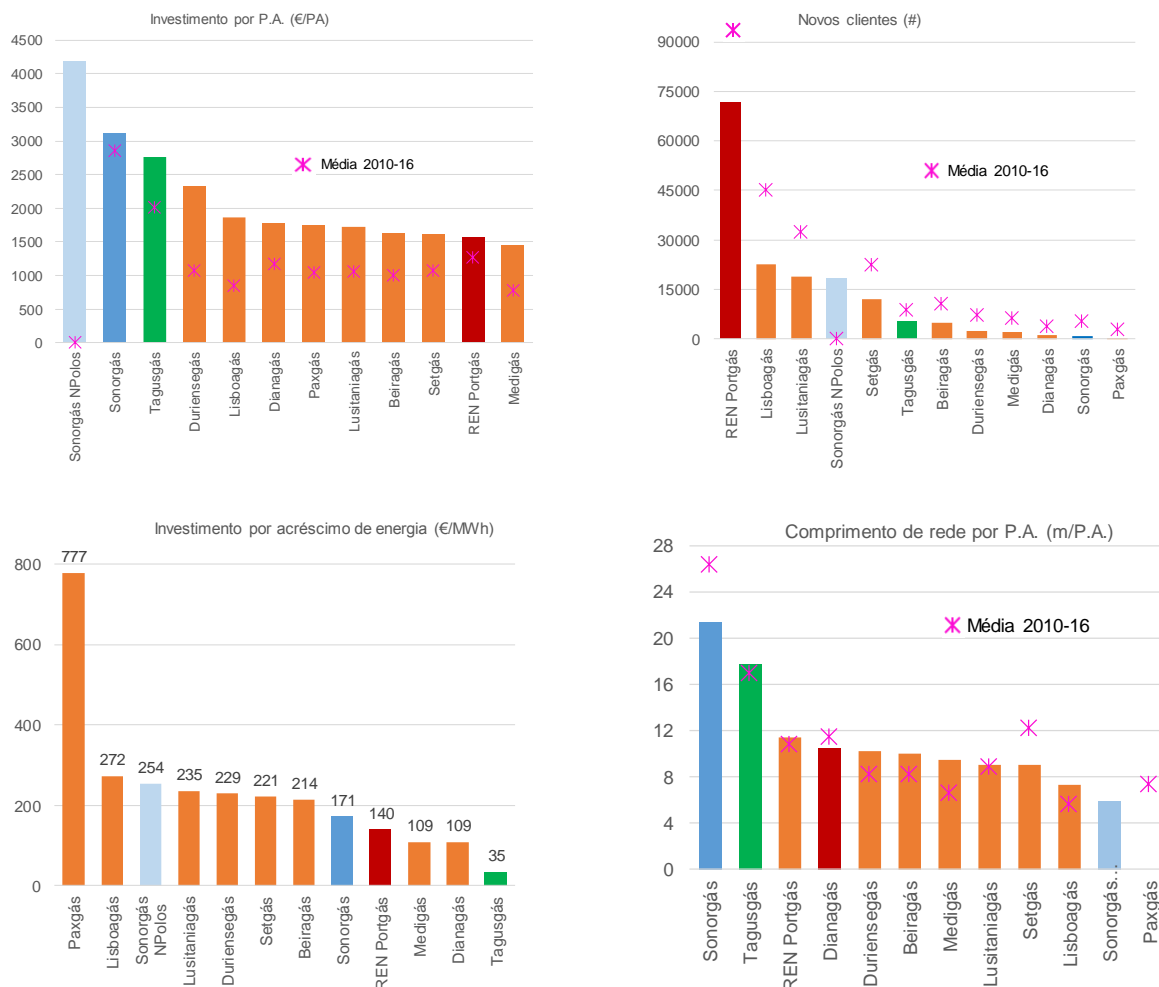
Figura 2-8 – Repartição (%) de investimento dos ORD por tipologia

ORD		Lisboagás	Lusitaniagás	Setgás	Ren Portgás	Tagusgás	Sonorgás	Beiragás	Dianagás	Duriensegás	Medigás	Paxgás
Investimento DN Ligação de clientes	% Inv.	51,5%	70,3%	65,3%	79,8%	66,4%	51,7%	69,8%	74,4%	59,8%	74%	67,4%
	P.A.(#)	22.597	18.885	11.946	72.000	5.175	18.958	4.790	960	2.461	2.113	221
	km rede	165	171	110	819	103	104	47	9	24	19	2
	ramais(#)	3.710	9.476	5.040	38.777	2.842	7.940	1.699	794	1.171	431	101
Outros Investimentos Infraestruturas	% Inv.	21,1%	7,3%	5,3%	8,1%	24,5%	0%	9,6%	1,7%	21,6%	10,8%	2,6%
Investimento Outras Atividades	% Inv.	27,5%	22,5%	29,4%	12,1%	9,1%	48,3%	20,5%	23,9%	18,7%	15,3%	30,8%
Total em 2017	P.A. (#)	531.537	223.688	167.986	352.786	37.509	16.337	53.773	9.981	29.963	22.460	6.055
	km rede	4.474	3.503	2.170	5.264	966	341	841	197	476	267	66

Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018 e ERSE

Na Figura 2-10 apresenta-se, para cada empresa, os resultados de alguns indicadores de avaliação das Propostas de PDIRD-GN 2018 bem como o respetivo valor médio verificado entre os anos de 2010 a 2016. De uma forma geral, verifica-se para a maioria das empresas que, no horizonte temporal destas propostas, o investimento por PA e o comprimento médio das ligações aumenta, enquanto o n.º de novos clientes baixa. Estes resultados são esperados e correspondem ao facto de os melhores clientes terem sido ligados no passado tendo como consequência o aumento dos custos unitários. No entanto, verificam-se algumas diferenças com significado, por exemplo, no que diz respeito ao “Investimento por PA”.

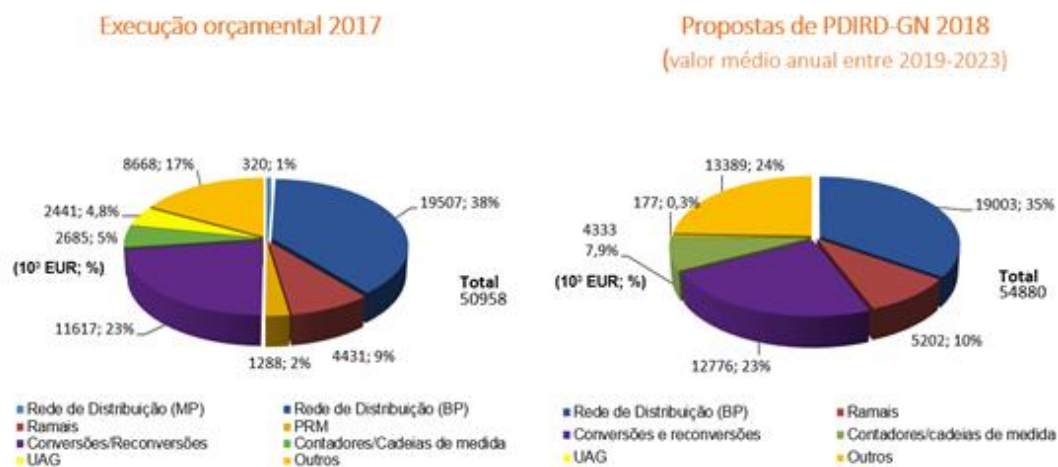
Figura 2-9 – Indicadores de avaliação das propostas de PDIRD-GN 2018



Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018 e ERSE

A Figura 2-11 permite realizar uma comparação, por tipo de investimento, da execução orçamental em 2017 dos diversos ORD com o valor médio anual do investimento previsto nas propostas de PDIRD-GN 2018. É de realçar o peso dos investimentos em rede de distribuição (35%), na componente outros (24%) e nas conversões e reconversões (23%).

Figura 2-10 - Execução orçamental 2017 vs Inv. previsto nas propostas de PDIRD-GN 2018

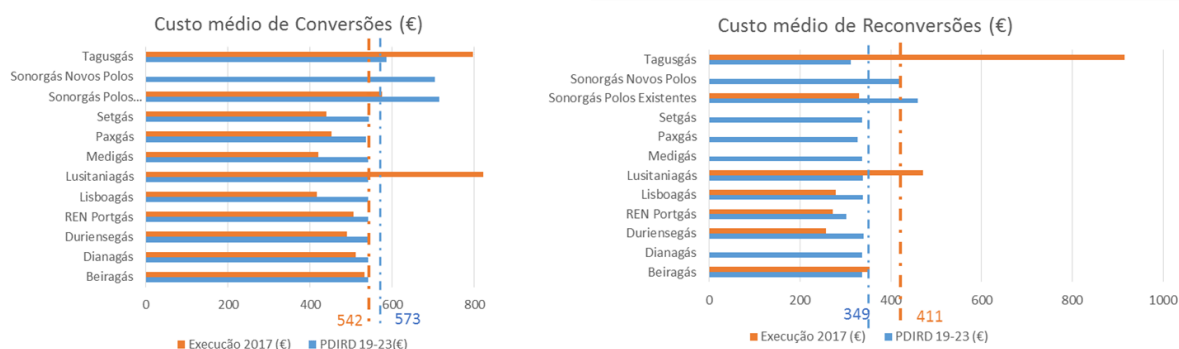


Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018 e ERSE

No que diz respeito às conversões e reconversões, mantém-se a tendência verificada desde o início da instalação do sistema nacional de gás natural apresentando todos os ORD nas propostas de PDIRD-GN 2018, investimentos em conversões e reconversões numa percentagem elevada (23% em média) do valor total do investimento previsto nessas propostas.

Na Figura 2-12 apresentam-se, por empresa, os valores dos custos médios, em euros, das conversões e reconversões verificados em 2017, bem como os valores apresentados nas propostas em análise.

Figura 2-12 – Custos de Conversões e Reconversões verificados em 2017 e apresentados nas Propostas de PDIRD-GN 2018



Fonte: Propostas de PDIRD-GN 2018 e ERSE

3 PROPOSTA DE DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO ÂMBITO DO PDIRD-GN

3.1 ESTRATÉGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

A ERSE considera que o processo de Consulta Pública em torno das propostas de planos de investimento e desenvolvimento é um momento importante para estimular a discussão sobre a prospetiva energética do setor energético.

Embora as propostas de PDIRD-GN 2018, apresentem reconhecidamente uma melhoria significativa de qualidade, concretizando grande parte das recomendações anteriores da ERSE, nomeadamente em termos de informação de caracterização e de evidências dos critérios de seleção de investimentos, o racional de elaboração das atuais propostas quase não abordam⁹ as eventuais alterações que se perspetivam no futuro do setor do gás natural e as suas eventuais consequências para as redes de distribuição.

No quadro da transição energética é fundamental que exista para o setor uma visão consensualizada sobre quais são as opções para o futuro e esta visão deverá ser refletida nas propostas de investimento que se venham a concretizar. Apesar das propostas de PDIRD-GN incluírem unicamente projetos de investimento a serem concretizados nos próximos cinco anos, ter-se-á que recordar que esses investimentos, quando concretizados, serão remunerados por um período temporal mais alargado, em função de, entre outros fatores, dos prazos dos contratos de concessão ou de licença e da vida útil das infraestruturas. Neste âmbito ainda importa ter presente as iniciativas e os estudos nacionais relativos à viabilidade técnica e económica de trajetórias de redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em Portugal até 2050¹⁰, a par do lançamento do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, realizado em dezembro de 2018. O objetivo principal do RCNC 2050 é a identificação e análise das implicações associadas a trajetórias alternativas, tecnicamente exequíveis, economicamente viáveis e socialmente aceites, e que permitam alcançar o objetivo de neutralidade carbónica da economia Portuguesa em 2050¹¹.

⁹ Apenas a REN Portgas Distribuição refere alguns aspetos da utilização do biometano.

¹⁰ Para mais informação consultar os documentos disponíveis na Agência Portuguesa do Ambiente, em <https://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=117&sub3ref=301>, designadamente o Roteiro Nacional de Baixo Carbono (RNBC).

¹¹ Mais informação em <https://descarbonizar2050.pt/roteiro/>.

O enquadramento do setor energético em Portugal é indissociável da agenda política comunitária. Entre diversos instrumentos destacam-se 4, cujas metas e objetivos constituem o fio condutor das visões para o futuro do setor.

Em primeiro lugar, destacam-se as metas definidas para a política climática e energética adotada pelo Conselho Europeu em 24 de outubro de 2014, que visa atingir, até 2030:

- Uma redução de, pelo menos, 40% nas emissões de gases com efeito de estufa em comparação com os níveis de 1990;
- Um aumento para 27 % da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia;
- Uma melhoria de 27 % na eficiência energética, na perspetiva de atingir os 30%;
- Um desenvolvimento da interligação de eletricidade para, no mínimo, 15%.

Em segundo lugar, de salientar que a criação de um mercado único de energia ainda não foi concluída, da mesma forma que ainda está em fase de implementação o conjunto dos Regulamentos que compõem o “Gas Target Model” resultante da aprovação das medidas legislativas incluídas no 3.º pacote de energia, da qual a Diretiva n.º 2009/73/EC é a peça principal. Neste contexto, a Comissão Europeia desenvolveu uma agenda na qual contempla um conjunto de estudos, que se preveem de extrema relevância, para o desenho do futuro do setor de gás natural, designadamente: o estudo para identificação das tecnologias de inovação e da possibilidade de introdução de novos gases no fornecimento de gás; a identificação e avaliação das barreiras e lacunas regulatórias que possam limitar o acoplamento dos setores elétrico e de gás natural e o desenvolvimento de gases renováveis e de baixo carbono; a avaliação dos regimes regulatórios aplicáveis em todos os terminais de GNL a nível europeu considerando a importância do GNL na segurança do abastecimento na Europa; a elaboração e avaliação de medidas para redução do poder de mercado pelo aumento da capacidade de curto prazo visando a promoção da liquidez no mercado, entre outros.

Em terceiro lugar, destacam-se os objetivos definidos no pacote de energia para a União Europeia aprovado pela Comissão Europeia ([COM\(2015\) 80 final](#)). Neste documento, define-se a estratégia para a União da Energia, identificando cinco vertentes, concebidas para proporcionar mais segurança energética, sustentabilidade e competitividade:

- i) Segurança energética, solidariedade e confiança;
- ii) Um mercado interno da energia plenamente integrado;

- iii) Eficiência energética, contribuindo para moderar a procura;
- iv) Descarbonização da economia; e
- v) Investigação, inovação e competitividade.

Em quarto lugar, destaque para a Comunicação da Comissão Europeia, que propôs o pacote legislativo denominado «Energia Limpa para Todos os Europeus» (COM(2016)860), com o objetivo de manter a competitividade da União Europeia enquanto a transição para energia limpa provoca mudanças nos mercados energéticos mundiais. O pacote inclui oito propostas legislativas destacando-se a eficiência energética, o desempenho energético dos edifícios e as energias renováveis. Este instrumento é indissociável dos compromissos assumidos pela UE em Paris em matéria de alterações climáticas, considerando que o êxito na transição para um sistema energético limpo depende da produção e utilização de energia, pois esta é responsável por dois terços das emissões de gases com efeito de estufa¹².

Em face do enquadramento referido, são conhecidos diversos estudos que identificam múltiplos cenários de utilização do gás natural no futuro. A Agência Internacional de Energia¹³, prevê num horizonte até 2023 um decréscimo do consumo de gás natural na Europa, a par de um crescimento do consumo de gás natural noutras regiões do globo, com destaque para países em desenvolvimento. Refere ainda que num cenário de desenvolvimento sustentável que assegure o cumprimento das metas acordadas em Paris para a limitação da temperatura em +2°C, a redução do consumo de gás natural para a Europa é ainda mais acentuada¹⁴.

Por sua vez, a Comissão Europeia, num estudo sobre o papel das infraestruturas de gás à luz dos compromissos de descarbonização da UE a longo prazo – 2050 Cenários¹⁵ prevê a diminuição da procura de gás natural em todos os cenários que identifica para o futuro do setor. O estudo apresenta 3 cenários possíveis que concretizam os objetivos prosseguidos pela UE. Num primeiro cenário, prevê uma política com forte investimento na eletrificação, em detrimento de outros vetores energéticos; num segundo cenário prevê uma política de coordenação das infraestruturas de gás e eletricidade, com foco no metano

¹² Mais informação em [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860(01)&from=EN)

¹³ Mais informação em Gas Market Report, disponível em <https://www.iea.org/gas2018/>.

¹⁴ Mais informação em <https://www.iea.org/weo2018/oilandgas/>.

¹⁵ Mais informação em https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/01.b.01_mf31_presentation_ec_gas_2050_infra_study_amilhat.pdf.

neutro em carbono (biometano e gás natural sintético) e num terceiro cenário a coordenação das infraestruturas de gás e eletricidade com foco no hidrogénio.

Importa, contudo, não descurar as características próprias de cada sistema, levando em consideração diversos fatores, tais como o clima da região, o grau da inovação tecnológica, a finalidade e caracterização do consumo, as análises de custo benefício das alternativas, entre outros. As razões que justificam a manutenção do consumo de gás natural em determinados setores e em determinados países, não são necessariamente comuns, não sendo desejável a harmonização de critérios nestas matérias. A realidade portuguesa, no que respeita à utilização de gás natural, é muito distinta de outros países europeus, onde a predominância da utilização do gás natural não é muito superior, em particular na indústria e consumo doméstico para aquecimento. Da análise dos cenários sobre o papel das infraestruturas não deve descurado o facto de gás natural ter chegado a Portugal há pouco mais de 20 anos, sendo a sua utilização predominante para a produção de eletricidade e para a indústria, servindo apenas 25% do consumo doméstico nacional.

Resulta do exposto, que vivemos tempos de mudança constante, o que cria cenários de incerteza para o futuro. Esta situação não pode ser ignorada nos planos de desenvolvimento e investimento da rede de gás natural, devendo ser encarada como uma oportunidade de refletir sobre diferentes perspetivas e, desta forma, permitir uma melhor adaptação às mudanças. Estes cenários de incerteza, refletem-se também nas decisões de investimento, podendo, caso não haja prudência nos investimentos em novas infraestruturas que se venham a realizar, e consoante o cenário que se vier a concretizar, transformar as redes de gás natural em possíveis “custos afundados” para o setor energético ou em ativos relevantes e valiosos no futuro.

Questão 1

Na sua opinião como poderão as propostas de PDIRD-GN 2018 considerar ou estar relacionados com os objetivos da União Europeia para a Energia e com as metas para a política climática e energética adotada pelo Conselho Europeu?

Questão 2

Considerando o atual período de transição energética, designadamente sobre o papel dos gases renováveis, em que medida deveriam as propostas de PDIRD-GN 2018 se posicionar face ao tema?

3.2 CRITÉRIOS DE SUPORTE E PRINCÍPIOS PARA A FUNDAMENTAÇÃO DA DECISÃO DE INVESTIMENTO

A legislação em vigor estabelece as linhas gerais dos critérios que os PDIRD-GN deverão seguir. Segundo o n.º 3 do artigo 12.º-B do 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”*.

No entanto, estas linhas gerais não se materializam num racional de investimento totalmente coerente, quando se comparam as diferentes propostas de PDIRD-GN 2018, apesar de todos os ORD terem apresentado princípios e critérios de suporte à seleção dos seus investimentos¹⁶.

Adicionalmente, os ORD determinaram nas propostas de PDIRD-GN os impactos para o SNGN a nível dos proveitos a recuperar pelas tarifas de redes para vários cenários de procura, de modo a testar os efeitos dos planos de investimento nos proveitos unitários, sendo a exceção a Sonorgás que apenas apresenta indicadores comparando-os com os limites definidos pela própria empresa.

Assim, a estratégia de desenvolvimento das redes é fundamentada numa avaliação técnico-económica para seleção dos projetos de investimento por parte dos ORD e monitorização dos impactos tarifários. Apenas os projetos de investimento dos concelhos de Caminha e de Paredes de Coura da REN Portugal Distribuição e do concelho do Entroncamento da Tagusgás falham em termos desta avaliação, pois segundo os respetivos ORD o impacto para o SNGN é negativo. No entanto, a execução destes projetos é justificada por estes operadores pelo princípio da equidade regional. Por outro lado, a Tagusgás e GALP justificam o facto de não expandirem as redes para novos concelhos, com o impacto negativo que esse tipo de projetos de investimento poderia trazer para o SNGN.

Verifica-se, assim, que existem ORD que justificam as suas propostas com a necessidade de garantir a sustentabilidade económica do setor do gás natural e outras que focam as suas propostas na possibilidade de assegurar o acesso a esta fonte de energia a todos os potenciais consumidores localizados na área

¹⁶ Os princípios são baseados, de um modo geral, nos impactos sociais, no desenvolvimento económico regional, no cumprimento de obrigações regulamentares e legais, na racionalidade e adequação do investimento, na qualidade de serviço ou ainda na eficiência e densificação das redes de distribuição. Relativamente aos critérios económicos, a seleção dos investimentos foi efetuada pelos ORD recorrendo a indicadores como a TIR/ROR, TOTEX e VAL, que foram avaliados individualmente por projeto e/ou por concelho, com exceção da Sonorgás que estabeleceu alguns indicadores e respetivos limites/objetivos tais como investimento por ponto de ligação adicional, investimento por quantidade adicional de GN e custos específicos de construção da rede.

geográfica que lhe foi atribuída através da respetiva concessão ou licença. Com esta base surgem as suas decisões de expandirem, ou não, as suas redes.

As situações díspares das áreas de concessão ou de licença dos ORD em termos de penetração do gás natural podem justificar estas diferentes abordagens. Recorde-se que o gás natural foi introduzido em Portugal ainda recentemente e de forma faseada consoante as áreas de concessão ou de licença. Tal como se pode concluir da caracterização efetuada no presente documento à evolução da procura do gás natural, existe, assim, uma parte significativa dos habitantes de algumas áreas de concessão ou de licença que não têm acesso a esta fonte de energia primária, enquanto noutras áreas o fornecimento de gás natural encontra-se largamente disseminado.

O abastecimento de gás natural iniciou-se nos polos com maior potencial de consumo de gás natural e, conseqüentemente, onde os custos fixos associados à realização dos investimentos mais rapidamente se diluíam. Tornou-se, deste modo, progressivamente menos justificável em termos económicos, o prolongamento dos investimentos para abastecer novos clientes, principalmente num contexto de incerteza quanto à utilização futura do gás natural e do risco, anteriormente referido, de criação de custos afundados.

Deste modo, a expansão das redes de distribuição de gás natural está dependente não apenas do grau de penetração deste combustível nas áreas de licença e de concessão dos ORD, como também das suas vantagens competitivas comparativamente com outras fontes de energia a médio e longo prazo. Esta última condicionante é comum a todos os ORD.

Importa, ainda recordar que as propostas de PDIRD-GN são efetuadas num quadro de uniformidade tarifária, em que as decisões de investimento tomadas localmente têm impacte nos custos suportados por todos os consumidores ligados às redes de distribuição do SNGN.

No entanto, observa-se que as propostas de PDIRD-GN refletem diferentes estratégias empresariais dos ORD, mais ou menos expansionistas, e não políticas energéticas definidas centralmente para um horizonte temporal de médio ou longo prazo.

Neste ponto, importa recordar que, até à data, nenhuma proposta de PDIRD-GN foi aprovada pelo Estado concedente.

A definição de um racional económico claro ao nível do SNGN permitiria, por um lado, evitar situações díspares em termos de acesso a gás natural, face a condições idênticas e, principalmente, assegurar a sustentabilidade económica do SNGN.

Questão 3

Considerando o contexto, acima descrito, em que foram apresentadas as propostas de PDIRD-GN 2018, na sua opinião quais deverão ser os critérios orientadores da decisão de investir, ou não, na expansão das redes de distribuição de gás natural?

Questão 4

Os critérios de seleção dos investimentos e de tomada de decisão, designadamente as análises custo-benefício, estão convenientemente explicitados e justificados nas propostas de PDIRD-GN 2018?

A evolução da procura de gás natural é um dos principais indutores que poderão fundamentar as decisões de investimento nas redes de distribuição de gás natural, devendo esta evolução ser enquadrada em função dos tipos de consumidores a abastecer e perspetivas de desenvolvimento geográfico das redes.

Cada ORD apresenta os seus pressupostos sobre a evolução da procura, nomeadamente sobre o número de pontos de abastecimento (clientes) e sobre as quantidades de energia a abastecer, baseados ou na evolução do passado (médias dos anos anteriores) ou em previsões específicas tendo em conta o tipo de clientes, ou tendo em conta a atual retoma da economia portuguesa refletindo num aumento do consumo unitário.

Questão 5

Qual a sua opinião sobre as previsões de evolução dos pontos de abastecimento e do consumo de gás natural apresentadas nas propostas de PDIRD-GN 2018 e a sua fundamentação? Solicita-se que os comentários apresentados sejam individualizados por ORD.

A qualidade das propostas de PDIRD-GN 2018 evoluiu positivamente, e de forma significativa, nas duas últimas edições. Sendo a distribuição de gás natural uma atividade desenvolvida por diferentes ORD em

diferentes regiões do país, a análise das propostas de PDIRD-GN 2018 requer a identificação de aspetos comuns para que seja possível fazer uma análise comparativa da previsão dos principais determinantes das propostas.

Questão 6

Considera necessário introduzir melhorias ao nível da qualidade das propostas de PDIRD-GN 2018 e de harmonização da informação apresentada pelos diferentes ORD?

A expansão das redes de distribuição de gás natural recorreu, no passado, ao uso de Fundos Europeus para fomentar conversões (modificação de instalações de utilização de gás com redes sem condições técnicas para a veiculação de gás natural, ou instalações sem redes e com botijas), e reconversões (redes adequadas para a veiculação de gás natural, mas em instalações de utilização em que é necessário substituir os aparelhos de queima). Posteriormente, a ERSE regulamentou estes custos no âmbito das participações em instalações de utilização com consumo anual até 10 000 m³, em polos de consumo existentes. Todos os ORD apresentam investimentos em conversões e reconversões da ordem dos 20 a 30% do valor total do investimento previsto nas suas propostas de PDIRD-GN 2018, independentemente da sua estratégia de investimento ser ou não de expansão geográfica das redes.

Questão 7

Num contexto de transição energética e tendo em conta o estado de desenvolvimento da rede de gás natural e o nível de investimento nas redes de distribuição considera adequados os investimentos propostos no PDIRD-GN 2018 em matéria de conversões e reconversões?

4 DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA

Os documentos que suportam a presente Consulta Pública são os seguintes:

1. Proposta de PDIRD-GN 2018, elaborada pela REN Portgás Distribuição.
2. Proposta de PDIRD-GN 2018, elaborada pela Tagusgás.
3. Propostas PDIRD-GN 2018 elaboradas pelos ORD do grupo GALP.
4. Proposta PDIRD-GN 2018, elaborada pela Sonorgás.
5. Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, que estabeleceu as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural em Portugal e transpôs para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro.
6. Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de junho, que estabeleceu os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de transporte de gás natural, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de receção, armazenamento e regaseificação em terminais de gás natural liquefeito e de distribuição de gás natural, incluindo as respetivas bases das concessões de serviço público, na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro
7. Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.
8. Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, alterado pelo Regulamento (EU) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.
9. Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010.

ANEXO 1

COMPARAÇÃO DAS PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2016 E PDIRD-GN 2018

QUADRO COMPARATIVO REN PORTGÁS DISTRIBUIÇÃO

REN PORTGÁS Distribuição	2016	2018																												
Caracterização da infraestrutura de distribuição existente	<p>Abrangência total da área de concessão, Paredes de Coura último concelho em falta, abastecido com investimento numa UAG em 2021.</p> <p>2015 com 4 437 km de rede, regista 81 PA/km, 325 623 PA (taxa de crescimento anual 5%) e 99 564 ramais. Energia veiculada na rede, 6 882 GWh (< ao valor de 2013).</p>	<p>Abrangência total da área de concessão, Paredes de Coura último concelho em falta, abastecido com investimento numa UAG em 2021.</p> <p>2017, com 4 793 km de rede, regista 80 PA/km, 352 244 PA (taxa de crescimento anual de 4,1%) e 114 325 ramais. Energia veiculada na rede, 7 157 GWh.</p>																												
Previsão de pontos de abastecimento e energia vinculada	<p>Número de PA 73 697 novos PA. Atingindo mais de 413 mil PA no fim do período do plano.</p> <p>Projeção de Consumos A projeções de consumo pressupõe apenas o aumento de PA tendo por base os consumos de 2015. Para a MP previu-se o mesmo consumo para os PA existentes e para os PA novos a captar foi elaborada uma previsão específica por ponto de abastecimento, que o Plano não apresenta. O volume total incrementado é 570 GWh</p>	<p>Número de PA 71 637 novos PA. Atingindo mais de 439 mil PA no fim do período do plano.</p> <p>Projeção de Consumos A projeções de consumo pressupõe apenas o aumento de PA tendo por base os consumos de 2017. Para a MP previu-se o mesmo consumo para os PA existentes e para os PA novos a captar foi elaborada uma previsão específica por ponto de abastecimento, que o Plano não apresenta. O volume total incrementado relativamente a 2017 é 534 GWh</p>																												
Projetos de investimento	<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="4" style="text-align: right;">m€</th> </tr> <tr> <th colspan="4" style="text-align: center;">REN PortGás</th> </tr> <tr> <th></th> <th>2016</th> <th>2018</th> <th>Diferença</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total</td> <td>109 889</td> <td>129 014</td> <td>17%</td> </tr> <tr> <td>Expansão de rede</td> <td>95 639</td> <td>103 028</td> <td>8%</td> </tr> <tr> <td>Outros investimentos em rede</td> <td>6 864</td> <td>10 394</td> <td>51%</td> </tr> <tr> <td>Outros investimentos</td> <td>7 386</td> <td>15 591</td> <td>111%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Outros Investimentos em Infraestruturas para minimização e controlo de riscos, substituição de equipamento em fim de vida útil, infraestruturas existentes.</p> <p>Outros Investimento, edifícios e equipamentos, estudos e projetos.</p> <p>O investimento em indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 81 €/MWh incremental • 1 288 €/PA • 55,2 €/ml construído 	m€				REN PortGás					2016	2018	Diferença	Total	109 889	129 014	17%	Expansão de rede	95 639	103 028	8%	Outros investimentos em rede	6 864	10 394	51%	Outros investimentos	7 386	15 591	111%	<p>Expansão da rede inclui a construção de uma UAG (1 501 m€ são para o projeto do concelho de Paredes de Coura).</p> <p>Investimento em substituição de PRMs e substituição de atuadores e válvulas, interligações entre PRMs e nova rede BP definidos como Outros Investimentos em Infraestruturas, para minimização e controlo de riscos, substituição de equipamento em fim de vida útil, resiliência da rede, tecnologia nas infraestruturas – <i>smart gas grids</i> estudos e equipamentos.</p> <p>Outros Investimento, referentes a renovação de contadores (imposição legal), sistemas de informação, edifícios e equipamentos de transporte.</p> <p>O investimento em indicadores</p> <ul style="list-style-type: none"> • 78 €/MWh incremental • 1438 €/PA • 59,6 €/ml construído
m€																														
REN PortGás																														
	2016	2018	Diferença																											
Total	109 889	129 014	17%																											
Expansão de rede	95 639	103 028	8%																											
Outros investimentos em rede	6 864	10 394	51%																											
Outros investimentos	7 386	15 591	111%																											
Princípios e critérios de	<p>Os investimentos previstos cumprem os princípios básicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • exigências regulamentares • cumprem o objetivo de crescimento e densificação das redes de gás, permitindo 	<p>Princípio da equidade regional para o caso dos concelhos de Caminha e Paredes de Coura que de acordo com análise assumida pela empresa representam um contributo negativo para o sistema.</p> <p>É apresentada uma metodologia de seriação dos investimentos por concelho, com 4 indicadores que permite</p>																												

REN PORTGÁS Distribuição	2016	2018
suporte à seleção de investimento	alargar a disponibilidade do produto a um número cada vez maior de consumidores.	um ranking dos vários concelhos, com este procedimento segundo a empresa mediu se a atratividade operacional e comercial e fez-se uma análise de mérito do investimento, distinta da TIR. Os indicadores utilizados foram: <ol style="list-style-type: none"> 1. Número de fogos por km de rede de via pública 2. Atratividade comercial do produto do gás natural 3. Investimento médio por ponto de abastecimento angariado 4. Consumo unitário por ponto de abastecimento de BP<
Avaliação técnico-económica	A análise de investimentos, recorrendo ao indicador TIR. A projeção da receita gerada considera as tarifas URD em vigor para o ano gás 2015-2016, aplicadas às tipologias de clientes e aos volumes por cada concelho. Apurando a rentabilidade por ano e por concelho com o nível das tarifas atuais, garantindo a identificação de um prémio – Prémio superior a 3% para o SNGN.	A seleção dos investimentos a realizar foi efetuada tendo em conta os princípios de análise de investimentos, recorrendo a um indicador como a TIR. A projeção da receita gerada considera as tarifas URD em vigor para o ano gás 2017-2018, aplicadas às tipologias de clientes e aos volumes por cada concelho. Apurando a rentabilidade por ano e por concelho com o nível das tarifas atuais, garantindo a identificação de um prémio – Prémio de 1,76 pp para o SNGN.
Impactos	Foram efetuados três testes de sensibilidade ao PDIRD-GN 2017-21, para analisar o impacto: <ul style="list-style-type: none"> • Na TIR face a variações [-2%; +2%] nos consumos unitários considerados por concelho e por escalão; • Na TIR face às tarifas da Proposta de Tarifas para 2016-17; • Do plano de investimento nas tarifas. 	Comparação da rentabilidade – tendo em conta as tarifas para o ano gás 2017-2018 e o PDIRD-GN prevê-se uma rentabilidade de 8,41% global da concessão. Com a RoR de 6,65% conclui-se que o investimento proposto trará benefícios para o SNGN na exata medida da diferença entre a rentabilidade do projeto e a RoR, isto é, 1,76pp acima da remuneração do sistema (RoR). Remuneração Média por Unidade Veiculada - para o período de 2017-2047, é de 6,96 €/MWh, sendo este valor sem o PDIRD-GN de 7,18€/MWh (variação de 3%). Proveitos Permitidos (PP) dos Outros Investimentos - Os PP/MWh para o período de 2019 a 2024 sofrem um impacto muito reduzido pelos outros investimentos de infraestruturas se comparado com o PP/MWh sem qualquer investimento adicional para além do efetuado até 2018 (0,12€/MWh em 2024). Com análises de sensibilidade para o impacto da TIR, dos consumos unitários e das tarifas 2018-2019.
Benefícios Associados	Objetivos internos da empresa, aumentar o número de clientes e de PA e o valor de gás veiculado. Benefícios do Gás natural: Ambiental; Eficiência; Segurança; Económico.	Objetivos internos da empresa, aumentar o número de clientes e de PA e o valor de gás veiculado. Benefícios do Gás natural: Ecológico; Eficiência; Segurança; Económico.

QUADRO COMPARATIVO TAGUSGÁS

TAGUSGÁS	2016	2018																												
Caracterização da infraestrutura de distribuição existente	<p>Apenas 55% dos concelhos da área de concessão estão abrangidos (faltam 19 concelhos).</p> <p>2015 regista 49 PA/km, com 703 km de rede, 34 716 PA (taxa de crescimento anual 3%) e 15 422 ramais. Energia veiculada na rede, 1 246 GWh (oscilações nos consumos destacando as perdas de -2% e -12% de 2013 e 2014).</p>	<p>Apenas 55% dos concelhos da área de concessão estão abrangidos (faltam 19 concelhos).</p> <p>2017 regista 40 PA/km, com 906 km de rede, 37 509 PA (taxa de crescimento anual 3%) e 17 146 ramais. Energia veiculada na rede, 1 356 GWh (desde de 2013 têm-se registado oscilações nos consumos destacando as perdas de 12% de 2014 para 2015).</p>																												
Previsão de pontos de abastecimento e energia vinculada	<p>Número de PA 4 394 PA a captar para o período do PDIRD-GN, um aumento em mais de 14% do total de clientes de 2016.</p> <p>Projeção de Consumos As projeções apenas refletem os acréscimos de consumo por via da ligação de novos PA. Para os clientes industriais foram efetuadas análises individuais para aferir o consumo individual previsional. Para os clientes domésticos e outros não industriais, os pressupostos de consumo foram baseados nos consumos específicos e multiplicando pelo número de clientes de acordo com o investimento proposto. O volume total incrementado é 204 GWh.</p>	<p>Número de PA 5 175 PA a captar para o período do PDIRD-GN, um aumento em 13% do total de clientes de 2018.</p> <p>Projeção de Consumos As projeções apenas refletem os acréscimos de consumo por via da ligação de novos PA. Para a elaboração das projeções, foram considerados para os clientes BP< o consumo específico de 2,8 MWh, enquanto que para os consumidores de BP> foi considerado o consumo individual apurado através dos contactos comerciais junto do cliente (com 50% de consumo no ano de ligação) O volume total incrementado é 53 GWh em 2023 face ao início do período do PDIRD.</p>																												
Projetos de investimento	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">m€</th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">Tagusgás</th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th>2016</th> <th>2018</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total</td> <td></td> <td>15 784</td> <td>14 872</td> </tr> <tr> <td>Expansão de rede</td> <td></td> <td>11 207</td> <td>12 036</td> </tr> <tr> <td>Outros investimentos em rede</td> <td></td> <td>3 472</td> <td>1 758</td> </tr> <tr> <td>Outros investimentos</td> <td></td> <td>1 105</td> <td>1 078</td> </tr> </tbody> </table>				m€				Tagusgás				2016	2018	Total		15 784	14 872	Expansão de rede		11 207	12 036	Outros investimentos em rede		3 472	1 758	Outros investimentos		1 105	1 078
		m€																												
		Tagusgás																												
		2016	2018																											
Total		15 784	14 872																											
Expansão de rede		11 207	12 036																											
Outros investimentos em rede		3 472	1 758																											
Outros investimentos		1 105	1 078																											
	<p>O Investimento para expansão da rede, representa 71% do valor total O valor em Outros investimentos é essencialmente para sistemas de informação.</p>	<p>O Investimento para expansão da rede, representa 81% do valor total Outros investimentos representam investimento na infraestrutura existente, melhorias em UAG, estudos e implementação de projetos que reforçam a sustentabilidade do mercado de gás natural. O valor em Outros investimentos é essencialmente para sistemas de informação. O investimento em indicadores para 2023</p> <ul style="list-style-type: none"> • 50 PA/km • 3 092 €/PA • 67 €/ml construído 																												
Princípios e critérios de suporte à seleção de investimento	<p>A seleção de investimentos é suportada por 3 princípios de análise, adequação (impacto social, desenvolvimento económico regional, otimização do investimento através da coordenação com terceiros), proporcionalidade e racionalidade económica (aplicando os dois cenários).</p> <p>Os projetos de investimento obedecem essencialmente a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aumentar a taxa de cobertura das infraestruturas • Melhorar a competitividade empresarial - nova fonte de energia • Saturação comercial da infraestrutura existente • Contribuir para a universalidade do serviço público de gás natural • Contribuir para o desenvolvimento regional 																													
Avaliação técnico-económica	<p>Baseou-se na recuperação dos proveitos permitidos para o sistema, decorrentes do investimento total no período, considerando a evolução dos indicadores físicos de novos clientes ligados e respetivos consumos. Para a determinação do proveito para o Sistema foram</p>	<p>Baseou-se na recuperação dos proveitos permitidos para o sistema, decorrentes do investimento total no período, considerando a evolução dos indicadores físicos de novos clientes ligados e respetivos consumos. Para a determinação do proveito para o Sistema foram consideradas as tarifas de acesso à rede, UGS, URT e URD.</p>																												

TAGUSGÁS	2016	2018
	<p>consideradas as tarifas de acesso à rede, UGS, URT e URD.</p> <p>O CAPEX foi estimado sobre o investimento a realizar, considerando os pressupostos usados no documento tarifas e preços para ano gás 2015-2016, nomeadamente a taxa de remuneração de 7,94% e uma vida útil de 45 anos.</p> <p>O consumo estimado de acordo com os valores unitários publicados no documento tarifas e preços para ano gás 2015-2016.</p> <p>Avaliação dos projetos de investimento em termos de rentabilidade teve em conta dois cenários. Um conservador onde se consideram apenas os clientes com consumo anual superior a 10 000 m³, que já formalizaram intenção de ligação ao SNGN. Outro cenário considera um acréscimo de clientes que ainda não formalizou o pedido de ligação.</p>	<p>O CAPEX foi estimado sobre o investimento a realizar, considerando os pressupostos usados no documento tarifas e preços para ano gás 2017-2018, nomeadamente a taxa de remuneração de 6,65% e uma vida útil de 45 anos.</p> <p>O consumo estimado de acordo com os valores unitários publicados no documento tarifas e preços para ano gás 2017-2018.</p> <p>Avaliação dos projetos de investimento em termos de rentabilidade teve em conta dois cenários. Um conservador considerando a diminuição de 20% dos novos clientes previstos no plano de investimento. O cenário 2 considera a ligação de 1 cliente com consumo > 10 000 m³ em cada concelho.</p>
<p>Impactos</p>	<p>Com base nos pressupostos apresentados, verifica-se que no período 2017-2021, em que o investimento direto previsto para expansão é de cerca de 11,3M€, os custos para o sistema totalizam 4,2M€. No entanto, e face aos acréscimos de 5 396 clientes e 220GWh de volume, o custo é compensado por uma recuperação de proveitos, só nesse mesmo período de 5 anos, na ordem dos 5,4M€. Margem direta sobre o investimento em expansão de aproximadamente 23% do total das suas receitas.</p> <p>Análise de sensibilidade com o cenário diminuição de 20% dos novos clientes previstos no plano de investimento. Ao nível do investimento foi estimada a redução do valor imputado à ligação de clientes com base no custo unitário de referência. Para efeitos de apuramento do valor de investimento, e uma vez mais mantendo uma perspetiva conservadora, foi apenas ajustado o valor da ligação do cliente, mantendo-se a 100% o valor da rede construída. A recuperação dos proveitos nos mesmos 5 anos passaria de 5 450 para 5 080 m€. Verifica-se como resultado desta simulação, que a margem para o sistema se aproxima dos 25%, devido ao menor retorno que conferem ao sistema os clientes de BP<.</p>	<p>Com base nos pressupostos apresentados, verifica-se que no período 2019-2023, em que o investimento direto previsto para expansão é de cerca de 10,6M€ (de acordo com os dados da empresa), os custos para o sistema totalizam 3,7M€. No entanto, e face aos acréscimos de 5 175 clientes e 152GWh de volume, o custo é compensado por uma recuperação de proveitos, para o período de 5 anos, na ordem dos 4M€. Margem direta sobre o investimento em expansão de aproximadamente 9% do total das suas receitas.</p> <p>Num cenário sem investimento, estima-se que a tarifa possa descer cerca de 18%, para 8,14€/MWh, enquanto que num cenário de investimento, a mesma descerá 31%, para 7,34€/MWh.</p> <p>Análise de sensibilidade com dois cenários:</p> <p>Cenário 1: Ao nível do investimento foi estimada a redução do valor imputado à ligação de clientes com base no custo unitário de referência. Para efeitos de apuramento do valor de investimento, foi apenas ajustado o valor da ligação do cliente, mantendo-se a 100% o valor da rede construída. A recuperação dos proveitos nos mesmos 5 anos passaria de 4 020 para 3 693 m€. A margem para o sistema aproxima-se dos 15%.</p> <p>Cenário 2: Assumindo o pressuposto de manter a ligação prevista dos clientes do segmento de BP<, foram ajustados os clientes BP< a ligar em cada ano um total de mais 21 clientes. Ao nível do investimento, não foi considerado qualquer adicional na medida em que estão previstos valores de 150 mil euros anuais para pedidos de ligação extraordinários. A recuperação dos proveitos nos mesmos 5 anos passaria de 4 020 para 5 552 m€. A margem para o sistema aproxima-se dos 48%.</p> <p>Para o cenário base do PDIRD, 11 concelhos falham em termos de avaliação económica, apresentando VAL negativos.</p> <p>Apenas o projeto para o concelho do Entroncamento falha em termos de avaliação económica nos dois cenários (VAL negativo), o investimento é justificado tendo em conta o desenvolvimento da área de concessão que tem concelhos com realidades económicas e populacionais diferentes.</p>
<p>Benefícios Associados</p>	<p>Benefícios socioeconómicos e ambientais do gás natural</p> <p>A nível macroeconómico (regional e nacional) os benefícios induzidos pelos projetos de investimento de expansão e abastecimento de gás natural permitem a diversificação das formas e fontes de aprovisionamento energético; Redução da dependência dos produtos petrolíferos; Reforço da segurança do aprovisionamento;</p> <p>Maior racionalidade das opções de consumo de energia pelos consumidores finais; Maior flexibilização do sector produtivo no sentido do reforço das condições de competitividade (não só entre as formas de energia disponíveis no mercado, como em termos da produção industrial por via dos custos da sua componente energia), contribuindo, assim, para um real crescimento económico e para o aumento da competitividade industrial;</p>	

TAGUSGÁS	2016	2018
	Contribuição para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GHG) resultante da utilização de gás natural; e Contribuição para a redução do impacto negativo do transporte rodoviário e demais logística para o abastecimento de infraestruturas (depósitos e outras unidades com objetivo de stock), tipicamente relacionadas com outras formas de energia gasosa – butano e propano.	

QUADRO COMPARATIVO SONORGÁS

SONORGÁS	2016	2018																							
Caracterização da infraestrutura de distribuição existente	Em 2015, registava 320 km de rede secundária abastecida por 13 UAG, tinha 16 089 PA que registavam uma taxa de crescimento média anual de 8%.	Em 2017 registava 469 km e 16 799 PA, com 13 UAG nos polos existentes e 11 novas UAG em construção para os novos polos. A energia veiculada na rede foi 115 GWh A evolução da rede ficou aquém dos valores previstos no PDIRD-GN anterior, devido ao atraso das obras nas novas licenças relacionados com problemas burocráticos nas autarquias locais e problemas financeiros com os bancos.																							
Previsão de pontos de abastecimento e energia vinculada	<p>Número de PA</p> <p>Em 2021 conta angariar 23 280 PA com os novos polos.</p> <p>Polos existentes: levantamento efetuado rua a rua de acordo com a manifestação de clientes com interesse na utilização de gás natural.</p> <p>Polos novos: levantamento exaustivo dos clientes potenciais realizado por uma entidade externa em cada um dos 18 novos polos de consumo.</p> <p>Projeção de Consumos</p> <p>As quantidades de gás natural relativas a clientes domésticos basearam-se nos consumos reais e nos consumos médios históricos para os atuais polos de consumo. Nas novas licenças de gás natural, para os clientes com consumos acima de 10.000 m³, aproximou-se as estimativas relativas ao volume de gás natural a veicular com as necessidades energéticas dos respetivos concelhos.</p> <p>Projetando-se um consumo total de 209 GWh em 2021.</p>	<p>Número de PA</p> <p>Em 2023 a Sonorgás prevê angariar 18 959 novos PA 45 088 PA, incluindo a expansão dos novos polos de abastecimento. O crescimento é de 11,5% entre 2018 e 2023.</p> <p>Projeção de Consumos</p> <p>O volume total de GN veiculado em 2023 estima-se em 370 GWh, com um volume incremental para o período do PDIRD de 216,7 GWh.</p> <p>As projeções basearam-se nas seguintes considerações: i) Evolução tendo em conta os novos PA; ii) Condições climáticas (para o segmento doméstico); iii) A estrutura da tipologia de consumidores e respetivos consumos que varia conforme a intensidade residencial e do tecido industrial das áreas geográficas dos ORDs;</p> <p>Perfil de consumo unitário por nível de pressão – as projeções foram elaboradas assumindo-se uma estabilidade nos perfis de consumo por nível de pressão;</p>																							
Projetos de investimento	<p style="text-align: right;">m€</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="3">Sonorgás</th> </tr> <tr> <th>2016</th> <th>2018</th> <th>Diferença</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total</td> <td>57 561</td> <td>37 480</td> <td>-35%</td> </tr> <tr> <td>Expansão de rede</td> <td>42 667</td> <td>26 005</td> <td>-39%</td> </tr> <tr> <td>Outros investimentos em rede</td> <td>494</td> <td>0</td> <td>-100%</td> </tr> <tr> <td>Outros investimentos</td> <td>14 401</td> <td>11 475</td> <td>-20%</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center; font-size: small;">* Inclui os novos polos</p>		Sonorgás			2016	2018	Diferença	Total	57 561	37 480	-35%	Expansão de rede	42 667	26 005	-39%	Outros investimentos em rede	494	0	-100%	Outros investimentos	14 401	11 475	-20%	
	Sonorgás																								
	2016	2018	Diferença																						
Total	57 561	37 480	-35%																						
Expansão de rede	42 667	26 005	-39%																						
Outros investimentos em rede	494	0	-100%																						
Outros investimentos	14 401	11 475	-20%																						
	<p>O investimento incluía 2 550 m€ nos polos existente.</p> <p>Investimento em novos polos que incluía a aquisição de terrenos para construção de UAG (493,5 m€)</p> <p>Investimentos em indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 800 €/PA • 385 €/ramal 	<p>O PDIRD-GN apresentado inclui os investimentos do ano 2018 que não foi incluído nesta análise.</p> <p>Do valor total do investimento 1 680 m€ são para a expansão dos 5 polos já existentes.</p> <p>A construção UAGs nos novos polos no valor de 3 407 m€</p> <p>Investimentos em indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 980 €/PA • 300 €/ramal 																							
Princípios e critérios de suporte à seleção de investimento	<p>Critério 1 – Investimento por ponto de abastecimento adicional: inferior a 3.500 €/PA (medido para o total do projeto de investimento a 5 anos).</p> <p>Critério 2 – Extensão de rede por ponto de abastecimento adicional e de pontos de abastecimento angariados por km de rede adicional: inferior a 30 m/PA.</p>	<p>Critério 1 – Custos específicos de construção de rede secundária e ramais, conversões e reconversões, contadores e redutores: valores unitários médios, que correspondem aos valores obtidos no último concurso público, sendo os preços de mercado obtidos pela Sonorgás, tendo em consideração a região geográfica onde se inserem as suas licenças.</p> <p>Critério 2 – Investimento por ponto de abastecimento adicional: inferior a 3.500 €/PA (medido para o total do projeto de investimento a 5 anos).</p>																							

SONORGÁS	2016	2018
	<p>Critério 3 – Quantidade adicional de GN veiculado na rede por PA adicional: for superior a 2,2 MWh/PA a Sonorgás.</p> <p>Critério 4 – Investimento Por Quantidade Adicional de Gás Natural Veiculado na Rede: inferior a 0,90 k€/MWh.</p>	<p>Critério 3 – Investimento por quantidade adicional de GN veiculado na rede: for inferior a 100 €/MWh (avaliado para os 5 anos)</p> <p>Critério 4 – Extensão de rede por ponto de abastecimento adicional e de pontos de abastecimento angariados por km de rede adicional: inferior a 30 m/PA.</p> <p>Critério 5 – Quantidade adicional de GN veiculado na rede por PA adicional: for superior a 2,2 MWh/PA a Sonorgás.</p> <p>Critério 6 – Ponto de abastecimento adicional por ramal: 2 pontos de abastecimento adicionais para cada ramal.</p>
Avaliação técnico-económica	<p>Para cada um dos projetos são verificados os critérios e são cumpridos.</p>	<p>Para cada um dos projetos são verificados os critérios e são cumpridos.</p> <p>Deste modo, a seleção dos investimentos a realizar foi efetuada tendo em consideração os princípios de análise de investimentos, recorrendo a um indicador como a TIR , que permitiu aferir a rentabilidade esperada dos novos pontos de abastecimentos, contemplados no atual plano de investimento.</p>
Impactos	<p>A empresa elaborou um exercício em que procura medir a eficiência tarifária anual resultante dos investimentos previstos neste documento para o período sob análise e com base nos seguintes pressupostos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) A taxa de remuneração do RAB, as metas de eficiência relativas aos indutores contemplados no cálculo do Price Cap e a metodologia definida para o apuramento dos Proveitos Permitidos mantêm-se inalteradas durante o período analisado neste documento; b) A vida útil dos ativos a remunerar é de 32 anos; c) As tarifas de acesso à rede para o ano civil de 2016 refletem uma diminuição de 19% face ao ano anterior em linha com a diminuição contemplada pela ERSE para o ano gás 2016-2017. A partir desse ano e por simplificação assumiu-se a manutenção dessa tarifa. <p>A empresa aferiu uma melhoria significativa da eficiência tarifária da Sonorgás resultante dos investimentos projetados para o período 2016-2021, espelhada no aumento gradual da faturação em percentagem dos Proveitos Permitidos. Nesse sentido, numa base consolidada, os proveitos operacionais da empresa encontram-se menos dependentes das compensações pagas por outros operadores da rede de distribuição. Em 2021, a empresa prevê que mais de 50% dos seus proveitos permitidos sejam gerados internamente.</p>	<p>Para aferir a rentabilidade do investimento planeado é utilizado como receita gerada as tarifas propostas URD 2017-18 aplicadas às tipologias de clientes aos volumes por polo identificado nas licenças. Para análise dos custos foram considerados os indutores marginais por cliente ligado e por quantidade de GN distribuído. Foi considerado ainda uma taxa de amortização de 32 anos, em conformidade com as políticas contabilísticas apresentadas pela Sonorgás.</p> <p>O valor agregado da rentabilidade do plano de investimento 2019-23 para as 18 novas licenças é de 4,29%.</p>
Benefícios Associados	<p>A Sonorgás apresentou a identificação e quantificação, quando aplicável, dos benefícios associados à caracterização dos projetos, através da sua contribuição para o bem-estar económico da região e do país, com destaque para os seguintes âmbitos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Benefícios económicos; b) Benefícios sociais; c) Benefícios ambientais. 	

QUADRO COMPARATIVO GALP

GALP	2016	2018																																																																			
Caracterização da infraestrutura de distribuição existente	Ponto de situação da rede																																																																				
	2015					2017																																																															
		Concelhos*	Km rede	Energia (GWh)	PA		Concelhos*	Km rede	Energia (GWh)	PA																																																											
				#	Δ anual %				#	Δ anual %																																																											
	Beiragás	13 / 59	752	899	51 587	2%	13 / 59	774	906	53 892	2%																																																										
	Dianagás	2 / 2	184	51	9 378	4%	2 / 2	192	82	9 998	3%																																																										
	Duriensegás	5 / 5	469	217	29 134	2%	5 / 5	477	215	30 024	2%																																																										
	Lisboagás	12 / 16	4 335	5 696	525 893	1%	12 / 16	4 402	4 565	532 448	1%																																																										
	Lusitaniagás	33 / 38	2 974	8 141	215 736	2%	33 / 38	3 083	8 452	224 130	2%																																																										
	Medigás	3 / 3	262	99	20 727	4%	3 / 3	272	107	22 524	3%																																																										
Paxgás	1 / 1	65	17	6 038	2%	1 / 1	65	16	6 078	1%																																																											
Setgás	10 / 10	1 965	1 852	162 945	2%	10 / 10	2 052	1 923	168 277	2%																																																											
Total	79 / 134	11 006	16 972	1 021 438	2%	79 / 134	11 317	16 266	1 047 371	2%																																																											
	*N.º de concelhos abastecidos / N.º de concelhos da concessão																																																																				
Previsão de pontos de abastecimento e energia vinculada	Número de PA Foram apenas considerados clientes de BP< e BP> nas novas infraestruturas a desenvolver. Por outro lado, foi considerada também uma perda anual de 0,2% devida a saída de consumidores, nomeadamente no segmento empresarial (tendo em conta o contexto económico). Projeção de Consumos A evolução dos consumos relacionada com os projetos de investimento tem duas perspetivas 1) a saturação da infraestrutura já existente com novos clientes e 2) consumo adicional proveniente dos novos PA considerados no plano de investimentos, não considerando clientes industriais. O consumo foi projetado tendo em conta os perfis de consumo médio unitário. Em 2021 o consumo e os PAs adicionais são os seguintes:					Número de PA Foram apenas considerados clientes de BP< e BP> nas novas infraestruturas a desenvolver. Por outro lado, foi considerada também uma perda anual de 0,2% devida a saída de consumidores, nomeadamente no segmento empresarial (tendo em conta o contexto económico). Projeção de Consumos A evolução dos consumos relacionada com os projetos de investimento tem duas perspetivas 1) a saturação da infraestrutura já existente com novos clientes e 2) consumo adicional proveniente dos novos PA considerados no plano de investimentos, não considerando clientes industriais. O consumo foi projetado tendo em conta os perfis de consumo médio unitário. Em 2023 o consumo e os PAs adicionais são os seguintes, sem contabilizar a perda anual:																																																															
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PA</th> <th>Energia (GWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Beiragás</td> <td>5 876</td> <td>36</td> </tr> <tr> <td>Dianagás</td> <td>1 069</td> <td>11,4</td> </tr> <tr> <td>Duriensegás</td> <td>2 731</td> <td>14,2</td> </tr> <tr> <td>Lisboagás</td> <td>24 583</td> <td>125</td> </tr> <tr> <td>Lusitaniagás</td> <td>24 545</td> <td>159</td> </tr> <tr> <td>Medigás</td> <td>3 256</td> <td>10,6</td> </tr> <tr> <td>Paxgás</td> <td>350</td> <td>0,7</td> </tr> <tr> <td>Setgás</td> <td>12 892</td> <td>69</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>75 302</td> <td>426</td> </tr> </tbody> </table>						PA	Energia (GWh)	Beiragás	5 876	36	Dianagás	1 069	11,4	Duriensegás	2 731	14,2	Lisboagás	24 583	125	Lusitaniagás	24 545	159	Medigás	3 256	10,6	Paxgás	350	0,7	Setgás	12 892	69	Total	75 302	426	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PA</th> <th>energia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Beiragás</td> <td>4 790</td> <td>26</td> </tr> <tr> <td>Dianagás</td> <td>960</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>Duriensegás</td> <td>2 461</td> <td>14</td> </tr> <tr> <td>Lisboagás</td> <td>22 597</td> <td>111</td> </tr> <tr> <td>Lusitaniagás</td> <td>18 885</td> <td>96</td> </tr> <tr> <td>Medigás</td> <td>2 113</td> <td>17,5</td> </tr> <tr> <td>Paxgás</td> <td>221</td> <td>0,4</td> </tr> <tr> <td>Setgás</td> <td>11 946</td> <td>58,9</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>63 973</td> <td>335</td> </tr> </tbody> </table>						PA	energia	Beiragás	4 790	26	Dianagás	960	11	Duriensegás	2 461	14	Lisboagás	22 597	111	Lusitaniagás	18 885	96	Medigás	2 113	17,5	Paxgás	221	0,4	Setgás	11 946	58,9	Total	63 973
	PA	Energia (GWh)																																																																			
Beiragás	5 876	36																																																																			
Dianagás	1 069	11,4																																																																			
Duriensegás	2 731	14,2																																																																			
Lisboagás	24 583	125																																																																			
Lusitaniagás	24 545	159																																																																			
Medigás	3 256	10,6																																																																			
Paxgás	350	0,7																																																																			
Setgás	12 892	69																																																																			
Total	75 302	426																																																																			
	PA	energia																																																																			
Beiragás	4 790	26																																																																			
Dianagás	960	11																																																																			
Duriensegás	2 461	14																																																																			
Lisboagás	22 597	111																																																																			
Lusitaniagás	18 885	96																																																																			
Medigás	2 113	17,5																																																																			
Paxgás	221	0,4																																																																			
Setgás	11 946	58,9																																																																			
Total	63 973	335																																																																			
Projetos de investimento	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="3">m€</th> </tr> <tr> <th></th> <th>2016</th> <th>2018</th> <th>Diferença</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total GALP</td> <td>109 748</td> <td>125 147</td> <td>14%</td> </tr> <tr> <td>Expansão de rede</td> <td>76 716</td> <td>77 083</td> <td>0,5%</td> </tr> <tr> <td>Outros investimentos em rede</td> <td>14 938</td> <td>16 569</td> <td>11%</td> </tr> <tr> <td>Outros investimentos</td> <td>18 093</td> <td>31 506</td> <td>74%</td> </tr> </tbody> </table>										m€				2016	2018	Diferença	Total GALP	109 748	125 147	14%	Expansão de rede	76 716	77 083	0,5%	Outros investimentos em rede	14 938	16 569	11%	Outros investimentos	18 093	31 506	74%																																				
		m€																																																																			
	2016	2018	Diferença																																																																		
Total GALP	109 748	125 147	14%																																																																		
Expansão de rede	76 716	77 083	0,5%																																																																		
Outros investimentos em rede	14 938	16 569	11%																																																																		
Outros investimentos	18 093	31 506	74%																																																																		
	O valor total de investimento é dividido: <ul style="list-style-type: none"> Investimento em ligações de clientes com construção de rede, ramais e PA novos. Outros investimentos em infraestruturas, regularização de servidões, fecho de anéis e reestruturação de redes, UAG. Investimento em Outras Atividades renovação de contadores, melhoria de sistemas de informação, 					O valor total de investimento é dividido: <ul style="list-style-type: none"> Investimento em ligações de clientes com construção de rede, ramais e PA novos. Outros investimentos em infraestruturas, regularização de servidões, fecho de anéis e reestruturação de redes, reforço de UAG e para a Duriensegás nova UAG em Vila Real para reforço deste concelho já abastecido. 																																																															

GALP	2016	2018																																				
	substituição equipamentos, edifícios e construções, projetos e cadastros	<ul style="list-style-type: none"> • Investimento em Outras Atividades renovação de contadores, melhoria de sistemas de informação, substituição equipamentos técnicos e de transporte, edifícios e construções, projetos e cadastros. 																																				
Princípios e critérios de suporte à seleção de investimento	<p>O investimento previsto para os dois quinquénios enquadra-se nos seguintes princípios orientadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cumprimento de obrigações regulamentares e legais. • Cumprimento de obrigações de serviço público decorrentes dos contratos de concessão ou das licenças de distribuição local. • Racionalidade do investimento e adequação do esforço financeiro ao estado de desenvolvimento do setor de GN. • Otimização comercial das redes de distribuição em serviço. • Reforço da segurança de abastecimento e da eficiência do sistema de distribuição de GN. • Segurança de pessoas, de bens e do ambiente. • Qualidade de serviço exigível à operação de distribuição de GN. • Sustentabilidade do sistema tarifário e do setor de distribuição de GN. • Equilíbrio económico do modelo de organização interna e de outsourcing das atividades operacionais de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnicas, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição. 																																					
Avaliação técnico-económica	<p>A evolução desacelerada do investimento traduz-se num investimento médio anual para o período do PDIRD-GN inferior ao montante anual das amortizações da empresa o que se traduz numa redução do RAB e logo do montante remunerado pelas tarifas de acesso à rede de distribuição. A redução do RAB implica diretamente a desoneração sustentada das tarifas de uso das redes de distribuição ao longo dos anos do plano de investimento e subsequentes.</p> <p>O custo de capital por volume de gás distribuído apresenta uma tendência decrescente com impacte favorável na tarifa de utilização da rede de distribuição.</p> <p>São apresentadas evoluções de CAPEX, OPEX e TOTEX unitários por energia distribuída.</p>																																					
Impactos	<p>A avaliação dos impactes tarifários subjacentes ao plano de investimento assenta na análise da evolução dos proveitos permitidos unitários apurados com base no TOTEX e em cenários da procura de GN para o período.</p> <p>A metodologia de regulação dos custos líquidos de exploração (OPEX) tem uma componente fixa e duas componentes variáveis que evoluem em função do número de pontos de abastecimento e das quantidades de gás natural distribuído. Por essa razão somente os investimentos em ligação de novos pontos de abastecimento têm um impacte na tarifa induzido pela componente do OPEX.</p> <p>Considerando o investimento em desenvolvimento de rede e angariação de clientes o impacto do investimento foi avaliado em termos de TOTEX.</p> <p>Considerando o PDIRD-GN, em 2022 (ano cruzeiro) o custo unitário de TOTEX representa uma redução face ao valor de partida do ano de 2016, para todas as empresas do grupo GALP.</p> <p>Foi considerado um cenário alternativo de projeção da procura de GN, que pressupõe um consumo unitário por ponto de abastecimento, de 2017-2022, igual ao de 2016, que resulta igualmente numa redução unitária, para todas as empresas.</p> <p>Para o investimento previsto para infraestrutura existente e “outros” a análise baseia-se na comparação dos proveitos permitidos induzidos pelos investimentos, face à recuperação tarifária gerada, sendo utilizados como elementos de cálculo das condições de remuneração das distribuidoras e a tarifa nacional de distribuição verificadas em 2016-2017 ambos fixos pela ERSE.</p> <p>Utilizando os pressupostos das tarifas fixadas e respetivos parâmetros conclui-se que o valor recuperado anualmente por aplicação das tarifas é superior ao custo aportado ao sistema pelo investimento em ligação de novos pontos de consumo, no cenário mais conservador e</p>	<p>A avaliação dos impactes tarifários subjacentes ao plano de investimento assenta na análise da evolução dos proveitos permitidos unitários apurados com base no TOTEX e em cenários da procura de GN para o período.</p> <p>A metodologia de regulação dos custos líquidos de exploração (OPEX) tem uma componente fixa e duas componentes variáveis que evoluem em função do número de pontos de abastecimento e das quantidades de gás natural distribuído. Por essa razão somente os investimentos em ligação de novos pontos de abastecimento têm um impacte na tarifa induzido pela componente do OPEX.</p> <p>Considerando o PDIRD, em 2024 (ano cruzeiro) o custo unitário de TOTEX representa uma redução unitária face ao valor de partida do ano de 2018.</p> <p>Foram considerados ainda 3 cenários complementares de projeção da procura de GN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O cenário I pressupõe um consumo unitário por ponto de abastecimento, a partir do ano de 2018, que será semelhante ao consumo médio registado nos últimos 5 anos. • No cenário II, pressupõe-se que o consumo unitário por ponto de abastecimento registado em 2017 se manterá durante o período 2018 a 2023. • No cenário III pressupõe-se que o volume total do ano de 2017 se manterá constante nos anos seguintes. <table border="1" data-bbox="970 1756 1347 2007"> <thead> <tr> <th></th> <th>Cenário 1</th> <th>Cenário 2</th> <th>Cenário 3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Beiragás</td> <td>-17%</td> <td>-7%</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>Dianagás</td> <td>-10%</td> <td>-7%</td> <td>5%</td> </tr> <tr> <td>Duriensegás</td> <td>-9%</td> <td>-9%</td> <td>-1%</td> </tr> <tr> <td>Lisboagás</td> <td>-17%</td> <td>-9%</td> <td>-6%</td> </tr> <tr> <td>Lusitaniagás</td> <td>-2%</td> <td>-2%</td> <td>-1%</td> </tr> <tr> <td>Medigás</td> <td>-6%</td> <td>-10%</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>Paxgás</td> <td>-10%</td> <td>-6%</td> <td>4%</td> </tr> <tr> <td>Setgás</td> <td>-8%</td> <td>-8%</td> <td>4%</td> </tr> </tbody> </table>		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Beiragás	-17%	-7%	0%	Dianagás	-10%	-7%	5%	Duriensegás	-9%	-9%	-1%	Lisboagás	-17%	-9%	-6%	Lusitaniagás	-2%	-2%	-1%	Medigás	-6%	-10%	7%	Paxgás	-10%	-6%	4%	Setgás	-8%	-8%	4%
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3																																			
Beiragás	-17%	-7%	0%																																			
Dianagás	-10%	-7%	5%																																			
Duriensegás	-9%	-9%	-1%																																			
Lisboagás	-17%	-9%	-6%																																			
Lusitaniagás	-2%	-2%	-1%																																			
Medigás	-6%	-10%	7%																																			
Paxgás	-10%	-6%	4%																																			
Setgás	-8%	-8%	4%																																			

GALP	2016	2018
	<p>que representa o pico anual dos Proveitos Permitidos. Assim sendo a recuperação do custo induzido no sistema pelo investimento em ligação de clientes implicaria níveis de tarifas mais baixas, pelo que este investimento contribuirá positivamente para as tarifas nacionais de uso das redes de distribuição.</p>	
<p>Benefícios Associados</p>	<p>Desenvolvimento sustentado do mercado do GN, através da promoção racional da cobertura do território nacional com infraestruturas de GN. Desenvolvimento racional e eficiente do mercado de GN. Sustentabilidade do mercado de GN através da compensação da saída de clientes por novos pontos de consumo de GN.</p> <p>São apresentados também benefícios sociais- Disponibilização de uma alternativa energética: Mais cómoda (continuidade de serviço). Mais segura (decorrente das próprias características do GN, da qualidade das infraestruturas de distribuição de GN, da cultura, das obrigações e organização dos ORD). Mais económica.</p> <p>Benefícios ambientais.</p>	

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

