

Índice

- A. Siglas e definições**
- B. Sumário executivo e enquadramento**
- C. Caracterização das infraestruturas de distribuição de Gás Natural**
- D. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica**
- E. Enquadramento da gestão de projetos de investimento**
- F. Previsão de consumo de gás natural**
- G. Plano de investimento**
- H. Anexos**

A. Siglas e definições

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GN – Gás Natural

SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural

PDIRD – Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição

RNDGN – Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural

PDIRGN – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT

RNTIAT – Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL

RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

RPGN – Rede Pública de GN

ORD – Operador de Redes de Distribuição de GN

Cliente de GN – pessoa singular ou coletiva que compra gás natural para consumo próprio

Consumidor – o cliente final de gás natural

PA – Ponto de Abastecimento

RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor do GN

RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do GN

CAPEX – Capital Expenditures (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício

OPEX – Operational Expenditure (despesas operacionais)

TOTEX - CAPEX + OPEX

RAB – Regulatory Asset Base (Base de Ativos Regulada)

DN – Desenvolvimento de Negócio

Investimento em DN – custo de todas as atividades associadas à operação de ligação de clientes, dos quais se destacam, a construção de RS e ramais, a infraestruturização, cadeia de medida e ligação. Investimento em expansão para ligação de novos pontos de consumo e incremento de volume de GN no SNGN.

Ano cruzeiro – Ano em que todos os novos consumidores ligados no âmbito do plano de investimento têm um ano completo de consumo

Instalação de GN – instalação privada a jusante da RPGN para uso de 1 ou mais clientes finais.

PRM – Posto de Regulação e Medida.

Conversão – Operação que consiste em dotar com uma instalação de gás os edifícios já existentes.

PDIRD-GN 2017-2021

Reconversão – Operação de adaptação de instalações de gás já existentes de uma família de gases para outra.

Ramal – conjunto de tubagens e acessórios que asseguram a passagem de GN desde a tubagem da rede de distribuição até à válvula de corte geral da instalação de utilização de gás.

Rede de distribuição de GN – Sistema constituído por tubagens, válvulas, acessórios e equipamentos que assegura a distribuição de gás natural.

BP – Baixa Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar.

MP – Média Pressão - pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar.

BP< - Baixa Pressão com consumo inferior a 10 mil m³(n)

BP> - Baixa Pressão com consumo superior a 10 mil m³(n)

RS - Rede de distribuição Secundária - Parte de rede de distribuição de GN de pressão máxima de serviço inferior a 4 bar (**BP**).

RP – Rede de distribuição Primária – Parte de rede de distribuição de GN de pressão máxima de serviço igual ou inferior a 20 bar e superior a 4 bar (**MP**).

UAG – Unidade Autónoma de GNL

URD – Uso da Rede de Distribuição

PIB – Produto Interno Bruto

FBCF – Formação Bruta de Capital Fixo

Km – Quilómetros

mts – Metros

m€ - mil euros

M€ - Milhões de euros

GWh – Gigawatt hora

MWh – Megawatt hora

CURr – Comercializadora de Último Recurso Retalhista

B. Sumário executivo e enquadramento

O documento apresenta o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural da Medigás para o quinquénio 2017-2021.

O plano de investimento reflete as orientações estratégicas que a Medigás tem seguido para consolidar o projeto de distribuição de GN na sua área de concessão, nas melhores condições de segurança e de qualidade de serviço e garantindo o cumprimento cabal das obrigações previstas no contrato de concessão, na legislação específica e nos regulamentos aplicáveis ao setor.

Face ao PDIRD anterior a Medigás elaborou esta proposta para o período 2017-2021 tendo em consideração a evolução do enquadramento regulamentar, as recomendações da DGEG e os pareceres da ERSE e do Operador da RNTGN.

Estas melhorias consistem, nomeadamente, na apresentação de informação mais detalhadas ao nível:

- ✓ Da caracterização da atividade de distribuição de GN, nomeadamente referente à atividade de investimento;
- ✓ Da cobertura geográfica da Licenciada;
- ✓ Da caracterização das infraestruturas existentes, a base de clientes abastecida, a distribuição geográfica de consumidores e consumos de GN;
- ✓ Da caracterização dos projetos na sua dimensão geográfica, apresentando toda a informação por concelho tanto para os dados históricos como para as projeções de volumes, pontos de consumo, ativos de distribuição, ...
- ✓ Dos critérios de suporte à seleção dos investimentos;
- ✓ Da fundamentação das perspetivas de evolução da procura global e dos pontos de consumo abastecidos;
- ✓ Da quantificação dos benefícios e objetivos dos investimentos.

A Medigás apresenta esta proposta de PDIRD de forma individual, contrariamente ao PDIRD 2015-2019, onde foi integrado num único documento que agregava todos os planos de investimento dos 8 ORDs do grupo Galp, disponibilizando contudo a informação referente a cada ORD.

Esta alteração visa facilitar a comparabilidade das propostas e as particularidades de cada ORD, que decorrem de vários fatores dos quais se destacam o contexto histórico, a dimensão, a estrutura e as características regionais das áreas concessionadas ou licenciadas.

O universo dos ORDs é composto por 11 empresas que exercem a sua atividade em regime de exclusividade na respetiva área atribuída pela Concessão ou Licença.

- 4 empresas com atividade de ORD, dos quais 3 são do grupo Galp (Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás) formalizaram as suas concessões no ano de 1993.
- 2 empresas integradas (ORD + CURr), das quais 1 é do grupo Galp (Beiragás), iniciaram a concessão em 1998.

PDIRD-GN 2017-2021

- 5 empresas integradas (ORD + CURr), de menor dimensão, têm a sua atividade regida por licenças locais de distribuição atribuídas entre os anos 2002 e 2008. Destas, 4 empresas pertencem ao Grupo Galp (Dianagás, Duriensegás, Medigás e Paxgás).

Esta proposta foi elaborada e apresentada antes da decisão final sobre a proposta de PDIRD do período anterior 2015-2019.

No Quadro 1 apresenta-se uma síntese comparativa das duas propostas do PDIRD.

Quadro 1

Investimento (m€)	PDIRD 2015-2019		PDIRD 2017-2021		Variação	
Investimento DN - Ligação de clientes	3.403	99%	2.308	83%	-1.095	-32%
Outros investimentos em infraestrutura	0	0%	316	11%	316	n.a.
Outros investimentos	36	1%	151	5%	116	327%
Total	3.438	100%	2.776	100%	-663	-19%

B.1. Enquadramento legislativo do PDIRD

A proposta de PDIRD foi elaborada e apresentada à DGEG de acordo com o artigo 12º-C do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro.

Os ORDs devem elaborar, nos anos pares, um PDIRD. O PDIRD deve 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.

Os ORDs devem apresentar a sua proposta de PDIRD à DGEG até ao final de abril de cada ano par.

O plano de investimento e os seus objetivos têm em consideração obrigações do ORD previstas no Contrato de Concessão, na legislação nacional e nos regulamentos do setor, especialmente no RRC e RARII.

Da legislação nacional do setor destacam-se:

- ✓ O **Decreto-Lei nº 30/2006**, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo **Decreto-Lei nº 230/2012**, de 26 de outubro, estabelece as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) em Portugal, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento, transporte, **distribuição** e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural.
- ✓ **Decreto-Lei nº 140/2006**, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo **Decreto-Lei nº 231/2012**, de 26 de outubro, estabelece os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de transporte, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de receção, armazenamento e regaseificação de

gás natural liquefeito (GNL) e **de distribuição de gás natural**, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de comercialização de gás natural e de organização dos respetivos mercados. O Decreto-Lei estabelece também as regras relativas à gestão técnica global do sistema nacional de gás natural (SNGN), ao planeamento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT), ao **planeamento da rede nacional de distribuição de gás natural (RNDGN)**, à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança.

B.2. Caracterização da atividade de distribuição de GN

A atividade de distribuição de GN é assegurada através da exploração da RNDGN nos termos previstos no Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei nº 230/2012, de 26 de outubro, e, mediante Concessões ou Licenças atribuídas pelo Estado aos ORDs.

A atividade de Distribuição de gás natural deve assegurar a operação das redes de distribuição de gás natural em condições técnicas e económicas adequadas.

A Medigás desenvolve a sua atividade de distribuição de GN de acordo com as Licenças de Concessão atribuída pelo Estado Português.

A concessão tem por objeto a atividade de distribuição de gás natural, exercida em regime de serviço público, na área atribuída.

Integram-se no objeto da licença:

- ✓ O recebimento, a veiculação e a entrega de GN através da rede de distribuição.
- ✓ A **construção**, a **manutenção**, a operação e a exploração de todas as infraestruturas que integram a RNDGN, na área correspondente à concessão, e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.
- ✓ A **promoção da construção**, **conversão** ou **adequação** e eventual comparticipação de instalações de utilização de GN, propriedade dos clientes finais, de modo a que seja possível o abastecimento das mesmas a GN.
- ✓ O **planeamento**, o **desenvolvimento**, a **expansão** e a gestão técnica da RNDGN, na área de concessão.

A Medigás deve desempenhar a atividade de distribuição de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público e adotar, para o efeito, os melhores procedimentos, meios e tecnologias utilizados no setor do gás, com vista a **garantir**, designadamente, **a segurança de pessoas e bens** e a **segurança do abastecimento**.

O ORD deve, ainda, **manter**, durante o prazo de vigência da licença, em **permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança**, os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto as reparações, **renovações**,

adaptações e modernizações necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

B.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD

A proposta de PDIRD está enquadrada nas preocupações da empresa em garantir o cumprimento das obrigações atribuídas ao ORD e mencionadas no ponto anterior.

Os objetivos consistem em assegurar as melhores condições técnicas e económicas da atividade de distribuição de GN conforme previsto na licença de exploração, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da área da concessão da Medigás num ritmo mais contido mas com um esforço sustentado ao longo do período, assegurando também a obrigação de ligação à RNDGN dos pedidos de acesso apresentados por requisitantes que desejem consumir GN, nos termos previstos na legislação aplicável. Esta obrigação está prevista no RRC¹, no capítulo sobre as ligações às redes que define que os ORDs, dentro das suas áreas de concessão, uma vez reunidos os requisitos técnicos e legais necessários à sua exploração, têm obrigação de ligação:

- ✓ Das instalações de clientes com consumo anual superior a 10 mil m³ (n).
- ✓ Das instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m³ (n), desde que os mesmos se situem dentro da área de influência da rede de distribuição.

O nível de investimento anual previsto na proposta de PDIRD resulta das decisões estratégicas definidas pela empresa, no atual enquadramento do setor do GN, que se consubstanciam num esforço financeiro mais reduzido.

Esta orientação, norteadada por princípios de racionalidade do investimento e de prudência face a eventuais alterações das premissas que suportam as decisões de investimento, está condicionada pelos riscos de mudança das condições de mercado, decorrentes nomeadamente, de alterações de regulamentos ou de normas técnicas associadas, que podem passar a constituir barreiras ao desenvolvimento dos projetos nas condições inicialmente conhecidas e assumidas e que suportaram as decisões de investimento.

Por exemplo, para expansão da distribuição de GN assente em grandes extensões de rede em concelhos já dotados de infraestruturas ou em novos concelhos, o esforço inicial é sobretudo concentrado no investimento em redes e só depois e de forma progressiva surge o investimento em ligações de clientes. No caso de alterações das condições do mercado no decorrer do processo, nomeadamente ao nível dos preços de referência das conversões e reconversões das instalações receptoras de GN ou ao nível das condições de acesso à rede, podemos correr o risco de após a construção de alguns quilómetros de rede não ser possível concretizar o nível de adesão dos

¹ Artigo 165º do RRC republicado em abril de 2016

PDIRD-GN 2017-2021

potenciais clientes identificados, comprometendo os objetivos de incremento de volume de gás para o SNGN e consequentemente colocar em causa a própria eficiência do investimento realizado.

Neste contexto, o montante anual de investimento proposto não está essencialmente condicionado pelo nível de maturidade da cobertura de mercado, mas antes por decisão da empresa num esforço financeiro menos exigente no atual quadro do setor, nomeadamente motivado pela possibilidade de surgir um quadro regulatório que condicione o desenvolvimento dos projetos de investimento.

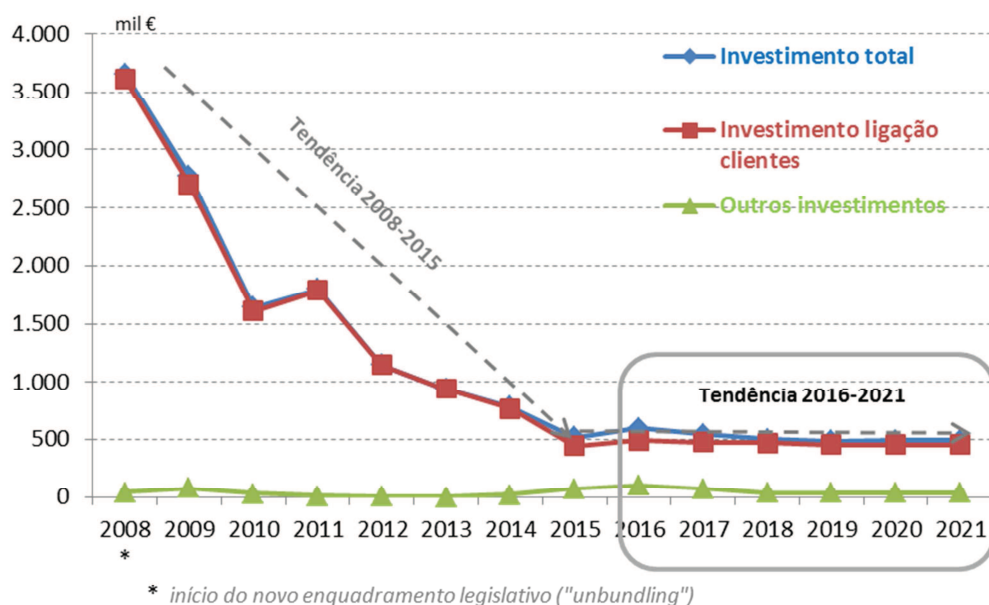
O investimento programado da Medigás, em termos gerais, após uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período de 2009-2015, caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os **555 mil €** para o período 2017-2021, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **3,7 M€**.

O valor proposto de investimento anual é menor que a redução anual do RAB, no valor da amortização do ativo, pelo que não permite a reposição do valor do ativo remunerado e desde logo **induz uma redução da tarifa de acesso às redes de distribuição**.

Esta tendência de alisamento do nível de investimento anual para o quinquénio explica-se, fundamentada nos princípios de racionalidade e de eficiência dos recursos, pela decisão de orientar o esforço de investimento da Medigás para as freguesias já gaseificadas ou próximas da rede de distribuição existente, com reforço da rentabilização do investimento estruturante em infraestruturas realizado no passado para ligação à rede local de distribuição.

Esta orientação estratégica impacta na própria natureza do investimento realizado e proposto no plano que assenta em pequenas extensões de redes construídas ou a construir sobre a infraestrutura de distribuição já em serviço para ligar novos clientes de GN.

Gráfico 1



As prioridades definidas, motivadas pela racionalidade económica e a prudência face à incerteza da evolução do enquadramento regulatório dos investimentos, condicionaram a expansão tanto nas próprias freguesias já dotadas de infraestruturas de distribuição como para novas freguesias incluídas nas áreas de influência da empresa.

C. Caracterização das infraestruturas de distribuição de Gás Natural

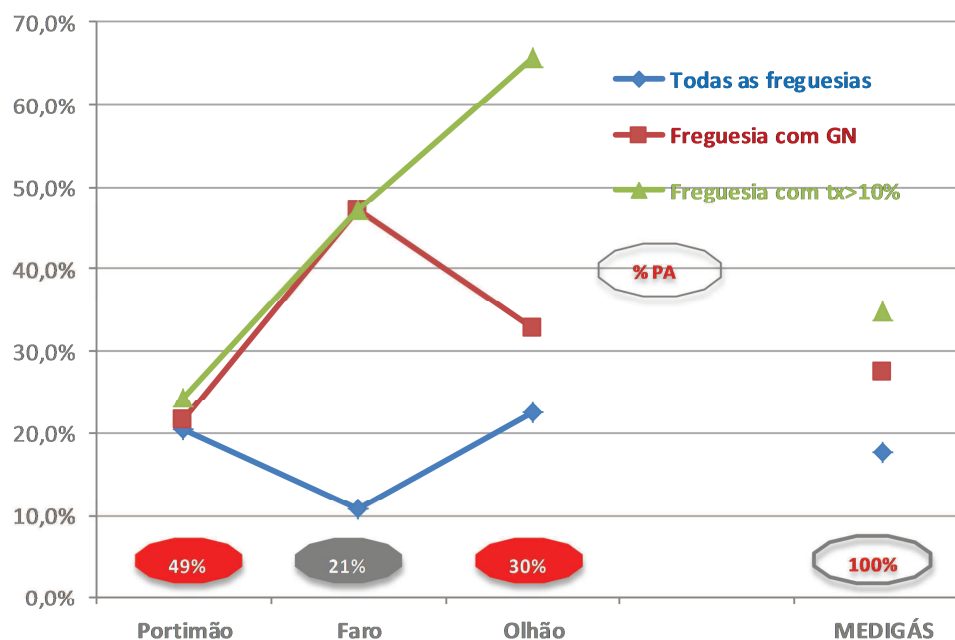
❖ **Em termos de área geográfica**

A área de intervenção da Medigás abrange **3** concelhos: Faro, Olhão e Portimão.

➤ **Cobertura geográfica**

O gráfico 2 reflete o nível de cobertura dos 3 concelhos da área de atuação da Medigás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

Gráfico 2



A taxa de cobertura foi apurada com base na informação dos pontos de abastecimento ligados e a quantidade de alojamentos familiares² existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de GN.

Foram consideradas 3 situações:

- ✓ Taxa apurada considerando todas as freguesias dos concelhos abastecidos ("Todas as freguesias").
- ✓ Taxa apurada considerando somente as freguesias abastecidas ("Freguesia com GN").
- ✓ Taxa apurada considerando somente as freguesias abastecidas com taxas de penetração superior a 10% ("Freguesia com taxa>10%").

² Fonte: INE – Censos 2011

PDIRD-GN 2017-2021

O gráfico evidencia que os concelhos têm diferentes níveis de cobertura das suas freguesias o que é devido aos diferentes graus de dispersão dos locais de consumo entre freguesias.

❖ Em termos de desenvolvimento das infraestruturas de distribuição

O quadro 2 ilustra a cobertura regional das infraestruturas da empresa com a indicação dos pontos de ligação à RNTGN ou a uma UAG em cada concelho (dados de 2015).

Quadro 2

Medigás	RP kms	PRM #	UAG #	RS kms	Ramais #	Pontos de Abastecimento ativos #	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG
Faro	0	0	1	64	794	4.340	UAG
Olhão	0	0	1	79	2.308	6.254	UAG
Portimão	0	0	1	119	2.040	10.133	UAG
Total Medigás	0	0	3	262	5.142	20.727	

RP: Rede de Distribuição Primária (MP) RS: Rede de Distribuição Secundária (BP)

❖ Dados históricos do investimento da Concessão

➤ Custos totais unitários: TOTEX = CAPEX + OPEX

Os custos unitários, por unidade de energia e por ponto de abastecimento, apurados com base nos parâmetros definidos e na informação publicada pela ERSE para efeito de tarifas do ano gás 2014-2015³, do ano gás 2015-2016⁴ e do ano gás 2016-2017⁵ são os seguintes para a Medigás:

Custos totais (€) *	Tarifas AG ** 2014-2015	Tarifas AG ** 2015-2016	Tarifas AG ** 2016-2017
TOTEX / MWh	34,35	33,58	30,53
TOTEX / PA	168,35	164,57	147,95

* TOTEX = CAPEX + OPEX ** Ano Gás

³ "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015" – ERSE, junho 2014

⁴ "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2015-2016" – ERSE, junho 2015

⁵ "Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2016-2017" – ERSE, junho 2016

PDIRD-GN 2017-2021

➤ Investimento

O quadro 3 apresenta o investimento⁶ realizado nos 5 anos anteriores à proposta do PDIRD para o quinquénio 2017-2021.

Quadro 3

Investimento (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Investimento em Desenvolvimento Negócio	1.145	938	761	445	490
Investimentos em infraestruturas existentes	0	0	0	26	46
Outros investimentos	3	0	16	46	107
Total	1.149	938	777	516	643

O detalhe do investimento em DN (Desenvolvimento de Negócio) de Ligação de novos Pontos de Abastecimento (PA), do investimento em infraestruturas existentes e os outros investimentos é ilustrado, respetivamente nos quadros 4, 5 e 6.

Quadro 4

Investimento em Desenvolvimento Negócio (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Rede Secundária	414	316	245	143	154
Ramais	69	52	39	47	52
Conversões e reconversões	570	499	422	233	250
Contadores / cadeias medida	91	72	55	22	34
Total	1.145	938	761	445	490
Novos clientes de GN (#)	1.578	1.407	1.053	655	688
Conversões e reconversões (#)	1220	1187	718	494	560
Rede Secundária (kms)	9	6	5	4	3
Ramais (#)	266	201	141	122	140

Quadro 5

Investimentos em infraestruturas existentes (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
RS - Anelagens e reestruturação	0	0	0	26	29
Rede Secundária - Outros	0	0	0	0	15
Total	0	0	0	26	46

Quadro 6

Investimento em outras atividades (m€)	2012	2013	2014	2015	2016
Renovação contadores / redutores	0	0	0	13	13
Sistemas Informação	0	0	4	7	63
Edifícios e construções	0	0	0	0	10
Proj. Cadastro	0	0	0	0	2
Equipamento técnico	0	0	12	3	5
Outros	0	0	0	23	14
Total	3	0	16	46	107

⁶ Os valores de 2016 são previsionais

PDIRD-GN 2017-2021

➤ Consumidores ligados

Os quadros 7 e 8 apresentam os consumidores ligados, respetivamente, por segmento e por perfil de consumo.

Quadro 7

Pontos de Abastecimento (PA) por segmento	2012	2013	2014	2015	2016
Doméstico	17.430	18.529	19.486	20.028	20.670
Terciário	539	573	599	649	650
Indústria	47	50	47	50	52
Total	18.016	19.152	20.132	20.727	21.372

Quadro 8

Pontos de Abastecimento (PA) por nível de pressão	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	17.969	19.102	20.085	20.677	21.320
BP>	46	49	46	49	51
MP	1	1	1	1	1
AP	-	-	-	-	-
Total	18.016	19.152	20.132	20.727	21.372

➤ Quantidades de gás distribuídas

Quadro 9

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	38	40	41	43	44
BP>	42	55	47	38	40
MP	0	0	12	19	15
AP	-	-	-	-	-
Total	81	95	99	99	99

➤ Consumos médios por nível de pressão

Quadro 10

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2012	2013	2014	2015	2016
BP<	2,14	2,17	2,08	2,11	2,10
BP>	921,6	1.159,1	989,3	800,2	795,1
MP	0,0	0,0	11.649,5	18.506,0	15.077,8
AP	-	-	-	-	-
Total	4,5	5,1	5,1	4,9	4,7

A informação desagregada por concelho consta das fichas individuais em anexo.

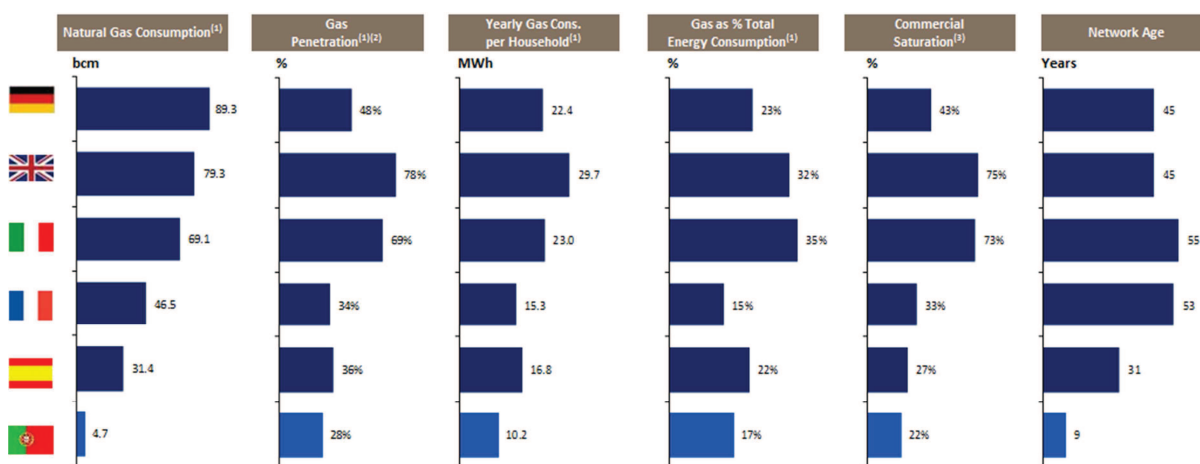
D. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica

D.1. Benchmarking Distribuição GN Portugal vs Outros Países Europeus

O setor de GN Português é menos maduro que a maioria dos países europeus e é caracterizado por:

- ✓ Apresentar um consumo mais baixo tanto em termos absolutos como por consumidor, com o GN a representar somente cerca de 17% do total do consumo energético.
- ✓ Reduzidos níveis de penetração e de saturação comercial, apresentando um dos mais baixos pesos do consumo residencial sobre o total do GN consumido.
- ✓ Ter a mais recente rede de distribuição com significativos e recentes investimentos nas infraestruturas que ainda não atingiram a sua plena capacidade.

Gráfico 3 – Características e posicionamento do mercado de GN Português

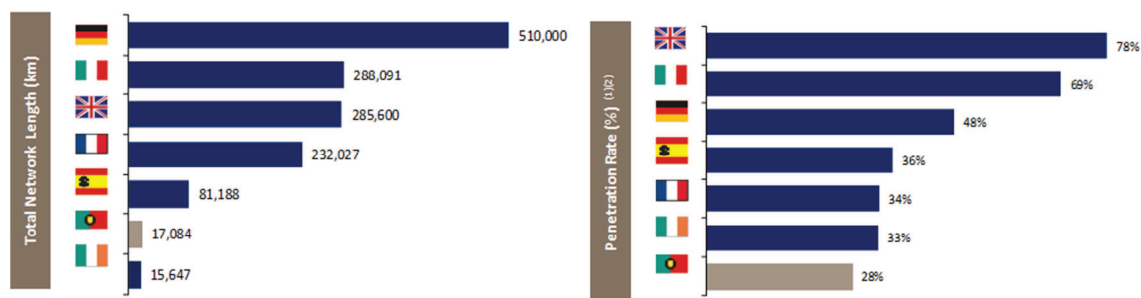


Source: Gas Matters, the Economist Intelligence Unit, The Boston Consulting Group, Eurostat yearly statistics, Euroelectric
 (1) Source: Eurogas Statistical report 2014.
 (2) Calculated as number of natural gas customers/(number of households + number of SMEs).
 (3) Calculated as gas customers over electricity customers.

- ✓ A atividade de distribuição de GN em Portugal iniciou-se em 1997 e a idade média da sua infraestrutura ronda os 10 anos contra cerca de 40-50 anos nos mercados maduros europeus.
- ✓ O mercado Português apresenta baixas taxas de penetração comparativamente aos mercados maduros europeus.

PDIRD-GN 2017-2021

Gráfico 4 – Extensão das redes e taxa de penetração



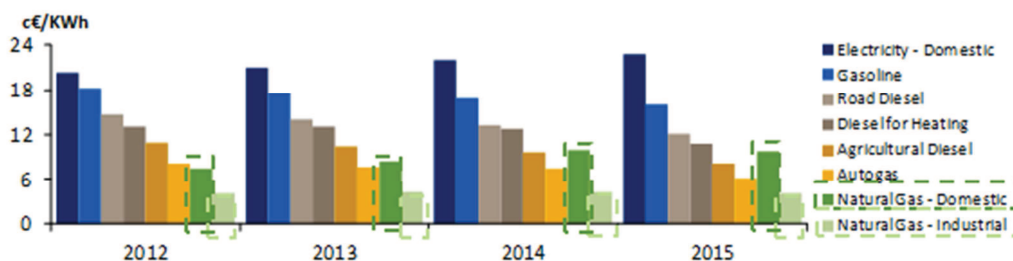
- (1) Source: Eurogas Statistical report 2014.
- (2) Calculated as number of natural gas consumers/(number of householders + number of SME). Source for households and SMEs : Eurostat.

D.2. Enquadramento do GN na economia Portuguesa

Vantagens competitivas e ambientais⁷:

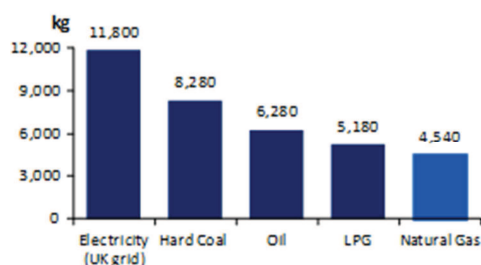
- O preço mantém as condições competitivas do GN face às alternativas energéticas, sobretudo para o setor industrial.

Gráfico 5 – Comparação de tarifas entre o GN e outras fontes de energia



- O GN contribui para a redução de emissão de CO₂.

Gráfico 6 – Emissões anuais de CO₂ para aquecimento de uma habitação



⁷ Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia, Wood Mackenzie, Biomass Energy centre, University of Oxford paper: “The outlook for natural gas demand in Europe”.

PDIRD-GN 2017-2021

Neste contexto é expectável a manutenção do interesse na adesão ao GN, nomeadamente do setor industrial.

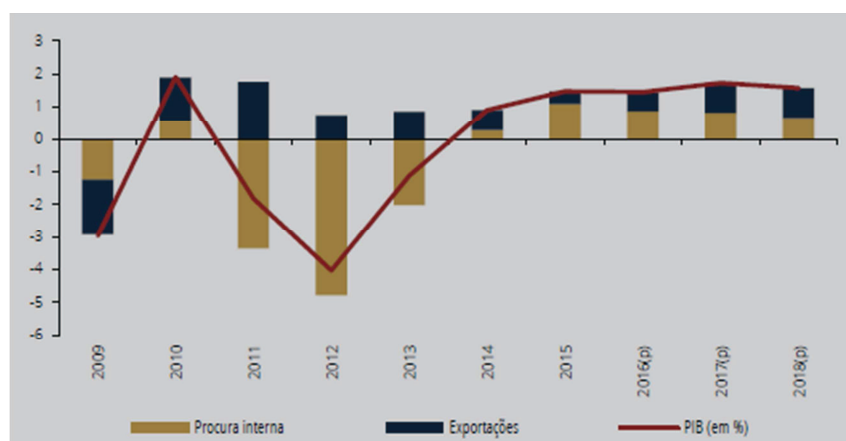
D.3. Perspetiva da evolução da economia Portuguesa

De acordo com as projeções para a economia Portuguesa do Banco de Portugal é esperado a continuação de um crescimento moderado da atividade económica.

- Produto Interno Bruto

O PIB deverá manter a sua trajetória de recuperação registada desde 2012 mas com um nível de crescimento anual moderado projetado até 2018 na ordem dos 1,6%.

Gráfico 7 – Contributos líquidos para o crescimento do PIB (em pontos percentuais)⁸



A taxa de crescimento da economia para 2016 deverá manter o nível de 2015 que registou uma variação de 1,5%. Em 2017 deverá acelerar para 1,7% e abrandar em 2018 com um crescimento previsto de 1,6%.

⁸ Fonte: Banco de Portugal – “Projeções para a economia Portuguesa: 2016-2018”

PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 11 – Taxa de variação anual (em %)⁹

	Pesos		Projeção março 2016			BE dezembro 2015		
	2015	2015	2016 ^(p)	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2015 ^(p)	2016 ^(p)	2017 ^(p)
Produto interno bruto	100,0	1,5	1,5	1,7	1,6	1,6	1,7	1,8
Consumo privado	65,9	2,6	1,8	1,9	1,3	2,7	1,8	1,7
Consumo público	18,2	0,8	1,1	0,4	0,6	0,1	0,3	0,1
Formação bruta de capital fixo	15,0	3,7	0,7	4,5	4,5	4,8	4,1	6,1
Procura interna	99,2	2,4	1,4	2,0	1,7	2,4	1,8	2,1
Exportações	40,3	5,1	2,2	5,1	4,8	5,3	3,3	5,1
Importações	39,5	7,3	2,1	5,6	4,9	7,3	3,6	5,6
Contributo para o crescimento do PIB, líquido de importações (em p.p.) ^(a)								
Procura interna		1,1	0,9	0,8	0,7	1,1	0,9	0,9
Exportações		0,4	0,6	0,9	0,9	0,4	0,8	0,9
Balança corrente e de capital (% PIB)		1,7	2,9	2,3	2,3	2,4	2,5	2,3
Balança de bens e serviços (% PIB)		1,7	2,6	2,1	2,0	1,6	1,7	1,3
Índice harmonizado de preços no consumidor		0,5	0,5	1,4	1,6	0,6	1,1	1,6

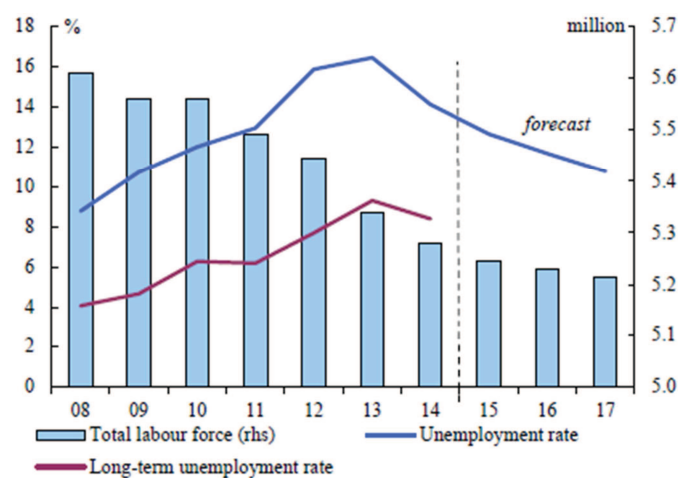
Fontes: INE e Banco de Portugal.

Notas: (p) – projetado, p.p. – pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias para satisfazer cada componente. O cálculo dos conteúdos importados foi feito com base em informação relativa ao ano de 2005. Para mais informações, ver a Caixa “O papel da procura interna e das exportações para a evolução da atividade económica em Portugal”, Boletim Económico de junho de 2014.

- Emprego

Quando à evolução do emprego as projeções apontam para a redução gradual da taxa de desemprego. A recuperação moderada do emprego também contribui para a evolução projetada do consumo privado.

Gráfico 8 – Mercado de trabalho Português¹⁰



⁹ Fonte: Banco de Portugal – “Projeções para a economia Portuguesa: 2016-2018”

¹⁰ Fonte: Comissão Europeia – “European Economic Forecast” – fevereiro 2016

PDIRD-GN 2017-2021

- Investimento

Depois de uma forte desaceleração da FBCF é esperado ao longo de 2016 que o nível de FBCF empresarial recupere, em linha com a evolução da atividade económica. Quanto à FBCF em habitação, é esperado um crescimento em 2016, que acompanha o incremento do rendimento disponível e a recuperação do mercado de trabalho.

Para 2017 e 2018 as projeções apontam para uma melhoria com crescimento médio anual na ordem dos 4,5% conforme ilustrado no quadro 11.

D.4. Contexto regional da empresa

A área Licenciada da Medigás abrange **3** concelhos e numa área de 500 km², e possui uma população de cerca de 162 mil habitantes, que representa, respetivamente, **1%** do território nacional e **2%** da população total.



Peso da Região no País

Área

Medigás

1%

População

Medigás

2%

Em síntese,

- O estado atual de maturidade do mercado de GN,
- O desenvolvimento das infraestruturas de distribuição em Portugal,
- O nível de capacidade utilizada das infraestruturas,
- As vantagens competitivas dos preços face a fontes alternativas de energia,
- Os impactes ambientais menos críticos em termos de emissão de CO₂,
- As perspetivas da evolução da economia nacional, das famílias e do setor empresarial,

Vêm reforçar a solidez das premissas que suportam as projeções de investimento e em particular a projeções de consumo alicerçadas em princípios conservadores e de prudência conforme ilustrado nos pontos F e G seguintes.

As projeções de acréscimo de consumo de GN resultam da captação de novos pontos de abastecimento para os quais foi estimado um consumo unitário que resulta das médias da empresa para cada concelho e para cada nível de pressão.

Por sua vez, a captação de novos pontos de abastecimento decorre do potencial de mercado a ser abastecido através da saturação das redes existentes ou através da expansão racional das infraestruturas de distribuição de GN para áreas objeto de avaliação decorrente de levantamento de mercado ou das interações com os *players* de mercado (urbanizadores, promotores imobiliários ou industriais, projetistas, Municípios, instaladores e construtores).

E. Enquadramento da gestão de projetos de investimento

E.1. Projetos de investimento de DN – Ligação de novos PA

Para o investimento em DN, de expansão e de ligação de novos locais de consumo, a Distribuição de GN do Grupo Galp tem reforçado a necessidade de assegurar as condições da sua eficiência técnica e económica.

Para reforçar esta prática na atividade de distribuição do Grupo Galp são definidas metas de eficiência económica do investimento para suportar a tomada de decisão na escolha de investimento em DN a realizar.

Considerando por um lado os normativos em vigor, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, e por outro, a volatilidade da variável “volume de GN” que apesar de constituir um dos drivers críticos de referência do impacto do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas¹¹, os ORDs do Grupo Galp optaram por indicadores que relacionam o investimento com os novos pontos de consumo que incrementam o volume de GN ao SNGN, considerando que para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

Com base em levantamentos de mercado e nas iterações com os agentes de mercado (Câmaras Municipais ou outras entidades locais, projetistas, promotores imobiliários ou industriais, urbanizadores, instaladores e construtores) são identificadas potenciais extensões de rede ou urbanização a integrar na infraestrutura de distribuição da empresa.

Após a avaliação comercial das extensões propostas baseadas em indicadores de eficiência e racionalidade do investimento, e no caso de aprovação, é disponibilizada à força comercial a área para contratação de ligação e posterior construção da rede de distribuição e da execução das infraestruturas e ligação dos pontos de consumo.

Além dos gestores de projeto, as diferentes fases do processo envolvem várias competências (técnicas, comerciais, administrativas, financeiras e de controlo) e de recursos técnicos e humanos (quadros da empresa e dos seus prestadores de serviços) que atuam em *back-office* de suporte e em campo de operações.

Esta atividade também contribui para a criação e manutenção de elevada quantidade de postos de trabalho, nomeadamente que requerem qualificações adequadas. Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído para a sociedade e a economia nacional.

Assim, para efeito de avaliação do investimento, destacam-se 2 indicadores que constituem o referencial para a tomada de decisão e orientação de investimento, em

¹¹ Pela diferença na magnitude da ordem de grandeza dos consumos domésticos unitários (que correspondem a mais de 99% do número de pontos de entrega), vs. os consumos industriais (<1% dos pontos de entrega, mas >55% do consumo total)

PDIRD-GN 2017-2021

termos económicos, “investimento DN/cliente”, e em termos operacionais, “metros de rede/cliente”.

- ✓ O rácio “**investimento DN / novo cliente ligado**” (capex unitário) constitui o principal indicador que suporta a definição de metas de eficiência económica do investimento.

Contudo em termos de métricas, nomeadamente metros de rede por PA é também tomada em consideração potenciais extensões futuras sobre a rede em avaliação.

Este *driver* de investimento está condicionado por características específicas de cada área geográfica dos ORDs e potenciais futuras expansões.

A variabilidade do *driver* é determinada por vários fatores dos quais se destacam:

- A tipologia da instalação do cliente (segmento novo ou existente).
 - A estrutura do segmento existente (conversão ou reconversão).
 - A densidade habitacional e dispersão dos locais de consumo que influenciam a necessidade de construção de rede (metros de rede/cliente).
 - As características das habitações (moradias/bloco habitacional) que condicionam o nível de clientes por ramal.
 - O nível de saturação horizontal e vertical.
 - Os próprios custos unitários de infraestruturização e ligação de cliente e dos custos unitários de construção de rede e ramais, nomeadamente agravados pelas taxas municipais e outras exigências dos Municípios para a realização de obras.
-
- ✓ O indicador “**metros de rede / cliente**”, além do seu impacto no “investimento DN / Cliente”, constitui só por si o indicador operacional de referência, correlacionador da infraestrutura de distribuição com o número de clientes ligados, considerando que para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

E.2. Projetos de investimento em infraestruturas existentes

Prevêem-se verbas para concluir o programa previsto de “anelagens e reestruturações”, que consistem na construção de rede para interligar troços de já construídos, por forma a ganhar redundância e fiabilidade de abastecimento.

Será realizada a requalificação das bacias de retenção das UAG’s, que apresentam já sinais de alguma degradação, resultante dos anos de serviço e necessita de ser completamente impermeabilizada.

PDIRD-GN 2017-2021

Em 2020 prevê-se a necessidade de vir a reforçar a armazenagem da UAG de Portimão com mais um tanque.

A monitorização da rede é melhorada por via da montagem de uma nova unidade de transmissão de dados para o SCADA.

Com vista a melhorar a segurança e a qualidade de serviço a Medigás levará a cabo um programa de marcação física de válvulas e ramais que facilite a respetiva identificação em situações de operação corrente ou de emergência.

E.3. Projetos de investimento em outras atividades

O principal projeto consiste na renovação de contadores e visa assegurar o cumprimento de obrigações legais e de assegurar a permanente fiabilidade do sistema de contagem.

Além do sistema de gestão de projeto de investimento suportado pelo sistema de informação SAP, a operacionalização da atividade é assegurada pelo sistema comercial (Open-SGC) e a ferramenta de mobilidade integrada (Solução Móvel).

A rubrica de outros investimentos engloba o equipamento técnico, com vista à reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, como por exemplo detetores de gás, detetores de CO, TPL (terminais portáteis de leitura) para nova versão do sistema de leituras de gás e armários para os veículos dos técnicos de rede, que evitem o movimento de equipamentos e ferramentas dentro da viatura, em caso de acidente.

F. Previsão de consumo de gás natural

Os pressupostos da projeção de consumo de gás natural são sustentados nos seguintes fatores:

- ❖ Evolução da quantidade de pontos de abastecimento ligados à rede condicionada:
 - Pelo acréscimo de pontos de consumo associados ao plano de investimento.
Por prudência nas projeções, nomeadamente para efeito de apuramento do impacte na tarifa num cenário mais desfavorável e da eficiência do investimento em ligação de novos consumidores, só foram considerados novos clientes dos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>¹²). A eventual ligação de novos grandes consumidores tem um impacte marginal no investimento face ao volume aportado.
 - Pela redução de pontos de consumo por rescisão de contrato.
Foi somente considerada a saída de pontos de consumo dos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>), por coerência com o pressuposto acima referido para os novos pontos de consumo. Admitindo que as saídas e as entradas de consumidores de outros níveis de pressão, em termos de volume, possam compensar-se, o que está refletido no comportamento relativamente estável dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição ao longo dos últimos anos.
- ❖ Perfil de consumo unitário por nível de pressão.
As projeções de consumo foram elaboradas assumindo-se uma estabilidade nos perfis de consumo por nível de pressão.
Os perfis têm um comportamento diferenciado por cada Operador de Redes de Distribuição considerando as condições específicas de cada região em termos de consumo médio mas também verificam-se variação entre concelhos do mesmo ORD.
Para limitar o impacte das variações anuais dos consumos médios devidos a fatores conjunturais, nomeadamente quanto à variação das condições climatéricas, foi considerado, para efeito de projeções, um valor de consumo médio apurado com base na média dos valores reais verificados no período 2012-2015 para cada concelho.

O acréscimo de consumo induzido pelo investimento de desenvolvimento de negócio previsto no PDIRD 2017-2021 resulta da entrada dos novos pontos de abastecimento, considerando os perfis unitários de consumo por nível de pressão de cada região

¹² BP<: Baixa pressão com consumo anual inferior a 10 000 m³; BP>: Baixa pressão com consumo anual superior a 10 000 m³

PDIRD-GN 2017-2021

(concelho), nos pressupostos enunciados de prudência do cenário conservador¹³ assumido para avaliação do investimento¹⁴.

F.1. Tipologia de consumidores

Há 3 grandes grupos de consumidores abastecidos pela infraestrutura dos Operadores de Rede de Distribuição:

- ✓ Doméstico (residencial).
- ✓ Setor terciário e pequena indústria.
- ✓ Grandes consumidores (essencialmente do setor industrial).

A informação detalhada por concelho consta das fichas individuais em anexo.

A desagregação dos pontos de abastecimento é apresentada por nível de pressão no quadro 12.

No âmbito da projeção de novos pontos de consumo a ligar no plano 2017-2021, por uma razão de prudência do impacte na estimativa de acréscimo de volumes, só foram considerados clientes nos escalões mais baixos (BP< e BP>) conforme ilustrado no quadro seguinte.

Quadro 12

	Nº de PA		Acréscimo de novos PA					Total
	2015 R	2016 P	2017	2018	2019	2020	2021	
BP<	20.677	21.320	665	658	641	641	641	3.246
BP>	49	51	2	2	2	2	2	10
MP	1	1	0	0	0	0	0	0
AP	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	20.727	21.372	667	660	643	643	643	3.256

A projeção por cada concelho é apresentada nas fichas individuais em anexo.

F.2. Evolução da procura

❖ **Pressupostos**

A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

¹³ Conforme constatação da ERSE referida nos seus comentários ao PDIRD 2015-2019 dos ORDs: “Os ORDs do grupo Galp, em termos agregados, são os mais pessimistas nas previsões de GN distribuído”.

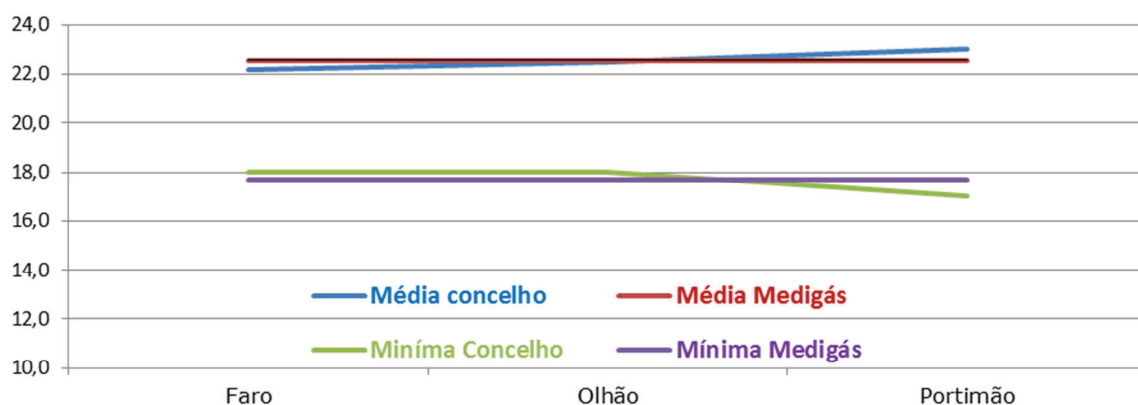
¹⁴ Conforme capítulo G do documento.

PDIRD-GN 2017-2021

➤ **Condicionalismos transversais**

- ✓ O contexto económico condiciona os níveis de produção com impacte no nível de consumo de gás natural.
- ✓ As condições climatéricas influenciam o consumo médio dos consumidores de gás natural, nomeadamente do segmento residencial.

Gráfico 9 – Nível de temperatura na área de concessão (°C)¹⁵



- ✓ A distribuição de gás natural é um serviço público mas que concorre no mercado com alternativas energéticas com forte poder negocial que decorre de uma maior liberdade que permite concretizar políticas comerciais agressivas com oferta de soluções energéticas e produtos que concorrem diretamente com o gás natural.
- ✓ A saída de consumidores de gás natural do sistema, tanto nos segmentos residenciais como das empresas. A viabilidade económica das indústrias e empresas de serviços, nomeadamente do ramo alimentar e da restauração, cuja falta de sustentabilidade tem levado ao encerramento de pontos de abastecimento com perdas de volume veiculado nas redes de distribuição.

Quadro 13

	Saída de PA					Total
	2017	2018	2019	2020	2021	
BP<	44	45	46	48	49	232
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	44	45	46	48	49	232

A projeção por cada concelho é apresentada nas fichas individuais em anexo.

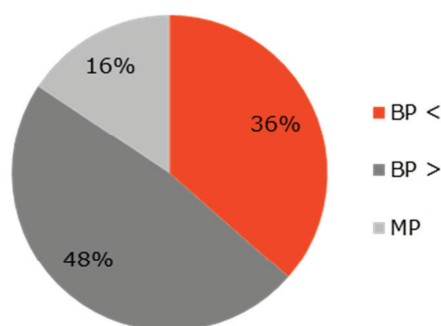
¹⁵ Fonte: INE – ano 2014

PDIRD-GN 2017-2021

➤ Condicionalismos regionais

- ✓ A estrutura da tipologia de consumidores e respetivos consumos que varia conforme a intensidade residencial e do tecido industrial das áreas geográficas dos ORDs.

O gráfico 10 ilustra a estrutura do fornecimento de GN por nível da Medigás.



- ✓ O nível de cobertura regional das infraestruturas de distribuição de gás natural.

A projeção de novos pontos de abastecimento por concelho depende das infraestruturas de distribuição de GN existentes (conforme descrito no capítulo C) e do seu nível de utilização.

O grau de cobertura geográfico das infraestruturas de distribuição de GN varia de concelho para concelho de cada Operador de Redes de Distribuição conforme ilustrado no capítulo C (gráfico 2).

A distribuição regional das taxas de penetração em 2015 é a seguinte:

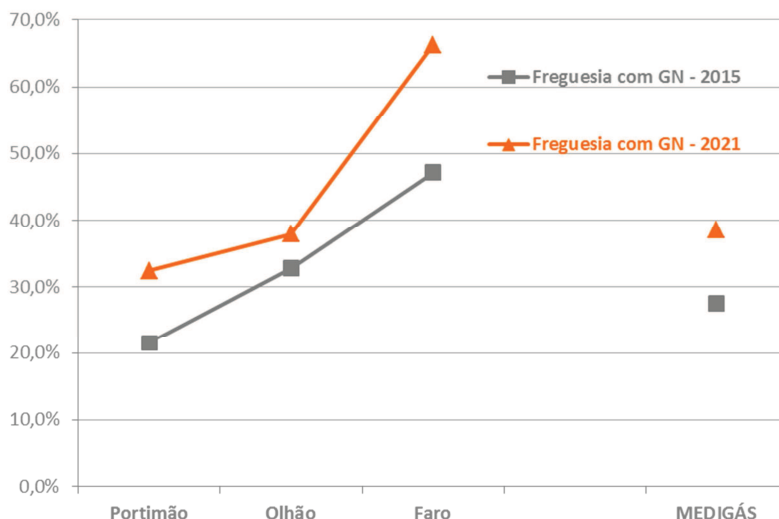
Quadro 14

	Portimão	Olhão	Faro	MEDIGÁS
Freguesia com GN - 2015	21,6%	32,8%	47,2%	27,6%
Freguesia com GN - 2021	32,4%	38,0%	66,3%	38,6%
Peso no total de PA's	48,9%	30,1%	21,0%	100,0%

PDIRD-GN 2017-2021

O gráfico 11 ilustra a evolução esperada do grau de cobertura regional para todos os concelhos abrangidos no plano de investimento.

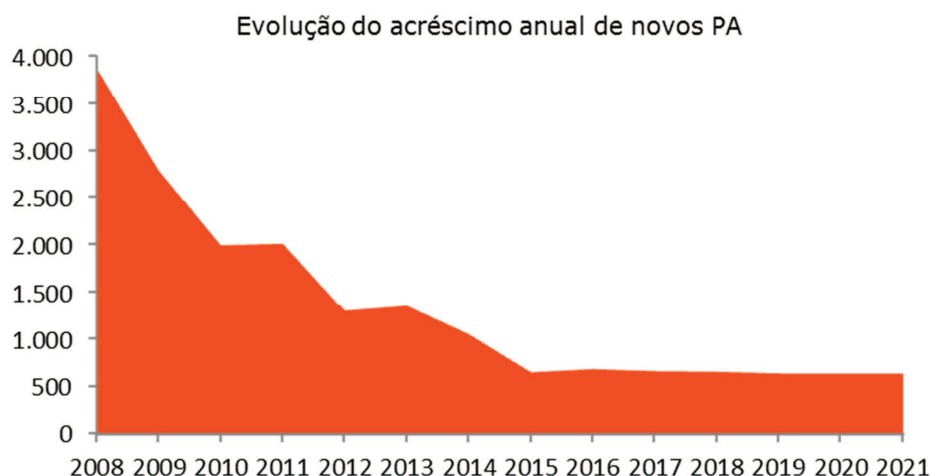
Gráfico 11



- ✓ Novas entradas de consumo que resultam de novas ligações decorrentes do esforço de expansão e saturação das redes de distribuição dos ORDs na execução dos seus planos de investimento considerados no PDIRD 2017-2021 (conforme descrito no capítulo C).

A projeção de novos pontos de abastecimento e conseqüentemente a evolução dos consumos reflete o estado de desenvolvimento do projeto de expansão de infraestruturas. O gráfico 12 reflete o notório abrandamento do esforço de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento.

Gráfico 12



PDIRD-GN 2017-2021

✓ O consumo médio por nível de pressão é visível no quadro abaixo.

Quadro 15

	consumo médio (MWh/PA)					consumo médio (MWh/PA)				
	2012 R	2013 R	2014 R	2015 R	2016 P	2017	2018	2019	2020	2021
BP<	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
BP>	921,6	1.159,1	989,3	800,2	795,1	804,0	807,9	811,7	815,5	822,8
MP	0,0	0,0	11.649,5	18.506,0	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8
AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4,5	5,1	5,1	4,9	4,7	4,7	4,6	4,6	4,6	4,5

A projeção por cada concelho é apresentada nas fichas individuais em anexo.

❖ Projeção de consumos

A combinação dos vários fatores contribui para a observação de um comportamento relativamente estável dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição, devido em certa medida pela compensação dos vários efeitos entre si.

A perspetiva de incremento de consumo associado aos projetos de investimento está relacionada com a projeção de ligação de clientes nos concelhos de Faro, Olhão e Portimão, condicionado pelo nível de saturação das localidades e dos respetivos perfis de consumo médio unitário por nível de pressão.

A projeção de consumo adicional resulta do consumo dos novos PA considerados no plano de investimento e com consumo unitário correspondente à média do valor real verificado em cada concelho.

O investimento consiste na consolidação dos projetos de gaseificação dos concelhos com a otimização dos ativos de distribuição estruturantes através da saturação das áreas já dotadas de infraestruturas.

Quadro 16

	Fornecimento de GN (GWh)					Fornecimento de GN (GWh)				
	2012 R	2013 R	2014 R	2015 R	2016 P	2017	2018	2019	2020	2021
BP<	38,4	40,3	40,8	43,0	44,0	45,4	46,7	47,9	49,2	50,4
BP>	42,4	55,1	47,0	38,0	39,8	41,0	41,6	42,2	42,8	44,0
MP	0,0	0,0	11,6	18,5	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	80,8	95,3	99,4	99,5	98,9	101,4	103,3	105,2	107,1	109,5

G. Plano de investimento

G.1. Caracterização do plano de investimento

O investimento previsto para o quinquénio 2017-2021 enquadra-se nos seguintes princípios orientadores:

- ✓ Cumprimento de obrigações regulamentares e legais.
- ✓ Cumprimento de obrigações de serviço público decorrentes dos contratos de concessão ou das licenças de distribuição local.
- ✓ 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.
- ✓ 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.

Neste enquadramento a estrutura de investimento desagrega-se em 3 tipologias de projetos:

- ✓ Investimento em Desenvolvimento de Negócio (DN) - Ligação de novos Pontos de Abastecimento (PA).
- ✓ Investimento em infraestruturas existentes ou outras infraestruturas.
- ✓ Investimento em outras atividades.

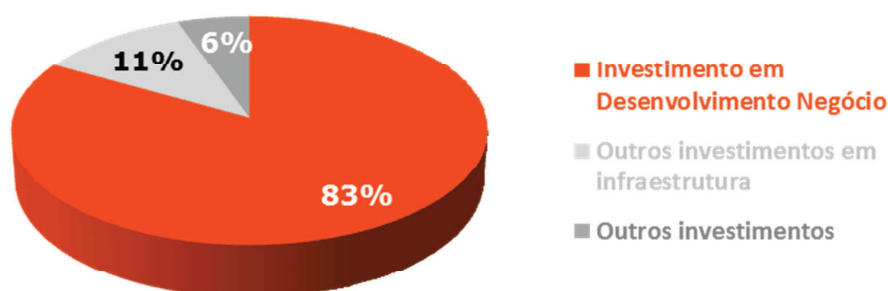
Quadro 17

Investimento	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Investimento DN - Ligação de clientes	m€	475	470	454	454	454	2.308
Outros investimentos em infraestrutura	m€	32	26	26	226	6	316
Outros investimentos	m€	33	30	27	28	32	151
Total	m€	541	526	507	709	492	2.776

PDIRD-GN 2017-2021

A distribuição do investimento previsto para 2017-2021 pelas 3 tipologias de projeto é a seguinte:

Gráfico 13



(i) Investimento em desenvolvimento de negócio – projeto de ligação de novos pontos de consumo:

O objetivo do investimento de expansão do mercado de GN consubstancia na disponibilização de GN para novos clientes em concelhos das áreas de concessão já dotadas de infraestruturas de distribuição, e consiste na otimização comercial dos ativos afetos à atividade de distribuição e no cumprimento das obrigações de investimento necessário para satisfazer os pedidos de acesso de iniciativa dos potenciais clientes, nomeadamente do setor empresarial.

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro 18 e materializam-se no acréscimo de **3.256** novos pontos de consumo com a construção de **16** quilómetros rede de distribuição e **654** ramais em 3 concelhos da área de atuação da Medigás durante o quinquénio 2017-2021.

PDIRD-GN 2017-2021

Quadro 18

Investimento DN - Ligação clientes	Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Rede Secundária	m€	152	152	147	147	147	744
Ramais	m€	50	50	48	48	48	245
Infraestruturação / clientes	m€	240	236	228	228	228	1.161
<i>Conversão</i>	m€	146	142	135	135	135	693
<i>Reconversão</i>	m€	95	95	93	93	93	467
Contadores / cadeias medida	m€	33	32	31	31	31	159
Total	m€	475	470	454	454	454	2.308
Agregados operacionais							
Novos clientes de GN	#	667	660	643	643	643	3.256
Rede Secundária (kms)	km	3	3	3	3	3	16
Ramais (#)	#	135	133	129	129	129	654
Infraestruturação / clientes	#	539	532	515	515	515	2616
<i>Conversão</i>	#	259	252	240	240	240	1.231
<i>Reconversão</i>	#	280	280	275	275	275	1.385
Métricas operacionais							
Inv DN / Cliente	€ / PA	713	712	706	706	706	709
Rede / Cliente	metros / PA	5	5	5	5	5	5
Clientes / km rede	PA / km	208	207	208	208	208	208
Clientes / Ramal	PA	4,95	4,96	4,99	4,99	4,99	4,98
Custos unitários							
Rede	€ / metro	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5
Ramal	€	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0
Infraestruturação	€	445,9	444,4	442,6	442,6	442,6	443,6
<i>Conversão</i>	€	563,1	563,1	563,0	563,0	563,0	563,0
<i>Reconversão</i>	€	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5

▪ **Análise de custos unitários:**

→ Rede e Ramais

Tem-se verificado um agravamento dos custos unitários das redes e dos ramais devido:

- Às exigências de pagamento de taxas e licenças camarárias;
- Ao aumento do peso dos encargos fixos, tais como os serviços de inspeção, fiscalização e de coordenação de segurança em obra, que agravam os custos unitários com a redução da construção.

Quadro 19

Custos unitários	Unidade	Real					PDIRD 2017-2021				
		2012 R	2013 R	2014 R	2015 R	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021
Rede	€ / m	47	49	47	37	47	48	48	48	48	48
Ramal	€	259	257	279	381	374	374	374	374	374	374

m: metro R: Real P: Previsão

→ Conversões e reconversões

A ERSE definiu valores de referência para efeito de custos aceites para estes investimentos que foram considerados como valores máximos no plano de investimento e que variam entre 337,50 € e 570,00 €.

Os valores por concelhos são apresentados nas fichas individuais em anexo.

PDIRD-GN 2017-2021

(ii) Investimento em infraestruturas existentes de distribuição:

O investimento em infraestruturas existentes refere-se sobretudo a anelagens e reestruturação.

Quadro 20

Outros investimentos em infraestruturas Unidade		2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
UAG	m€	0	20	20	220	0	260
RS - Anelagens e Reestruturação	m€	20	0	0	0	0	20
Rede Secundária - Outros	m€	12	6	6	6	6	36
Total	m€	32	26	26	226	6	316

Os valores por concelho são apresentados nas fichas individuais em anexo.

(iii) Investimento em outras atividades:

O investimento agrupado nesta tipologia inclui essencialmente o investimento em renovação de contadores e ainda o restante investimento em renovação de outros equipamentos não incluídos nas infraestruturas de distribuição.

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro 21.

Quadro 21

Investimento em outras atividades (m€) Unidade		2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Renovação contadores	m€	8	8	8	9	13	47
Edifícios e construções	m€	10	10	10	10	10	50
Proj. Cadastro	m€	2	2	2	2	2	10
Outros	m€	13	10	7	7	7	44
Total	m€	33	30	27	28	32	151

Verifica-se que **31%** do valor do investimento desta tipologia deve-se ao projeto de renovação de contadores. Esta realidade justifica-se pela manutenção do parque de contadores instalados, que garante a fiabilidade do sistema de medição.

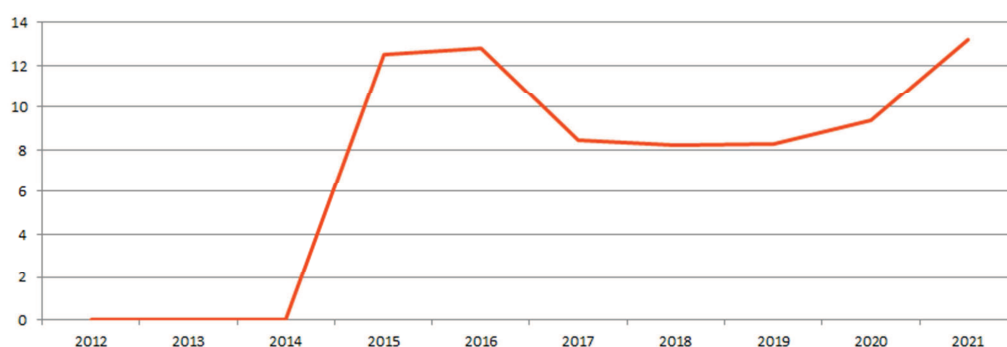
Esta realidade, ainda não expressiva na Medigás, por se tratar de um ORD recente, vem reforçar a preocupação dos ORDs do Grupo Galp na inclusão do investimento em contadores no RAB, para efeito de apuramento dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de GN. De facto o contador é um ativo crítico do sistema de distribuição de GN que sela a relação entre o cliente, o comercializador e o ORD pelo que deveria ser considerado como ativo regulado e remunerado.

A interpretação restritiva que tem sido feita da legislação, em particular da Lei nº23/1996, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pela Lei nº12/2008, de 26 de fevereiro, cria uma situação de incoerência entre as obrigações de qualidade e fiabilidade da medição, acometidas às

PDIRD-GN 2017-2021

distribuidoras nas suas concessões e licenças, e o reconhecimento para efeitos de remuneração dos investimentos nos equipamentos necessários à consecução daquelas obrigações, também expresso nos contratos de concessão e títulos de licença outorgados às empresas. **É uma situação que urge ser ultrapassada repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras.**

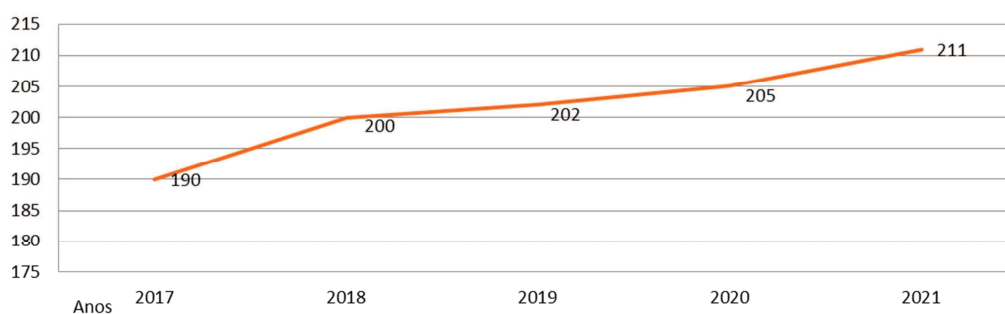
Gráfico 14 – Renovação de Contadores (mil €)



A interpretação restritiva que tem sido feita da legislação, em particular da Lei nº23/1996, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pela Lei nº12/2008, de 26 de fevereiro, cria uma situação de incoerência entre as obrigações de qualidade e fiabilidade da medição, acometidas às distribuidoras nas suas concessões e licenças, e o reconhecimento para efeitos de remuneração dos investimentos nos equipamentos necessários à consecução daquelas obrigações, também expresso nos contratos de concessão e títulos de licença outorgados às empresas. **É uma situação que urge ser ultrapassada repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras.**

O gráfico 15 representa a evolução do plano de substituição de contadores.

Gráfico 15 – Plano de substituição de contadores (#)



PDIRD-GN 2017-2021

O plano de renovação e substituição de contadores tem por objetivo assegurar o correto funcionamento dos equipamentos, garantindo a qualidade da medição de consumos de cada local de consumo.

A necessidade de substituição dos contadores decorre do seu estado de conservação e de funcionamento em caso de anomalias detetadas.

Por idade, o contador é substituído entre 17 e 20 anos.

Quadro 22

	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Quantidade de contadores	190	200	202	205	211	1.008
Valor total (m€)	8	8	8	9	13	47
Valor médio unitário (€)	44	41	41	46	63	47

Não está prevista a instalação de contadores inteligentes no âmbito do PDIRD.

G.2. Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

O investimento previsto para o quinquénio 2017-2021 enquadra-se nos seguintes princípios orientadores:

- ✓ 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.
- ✓ 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.

Os critérios de suporte à seleção de investimento estão enquadrados nos princípios orientadores acima referidos e são sustentados pelos princípios definidos no capítulo E (Enquadramento de Gestão de Projetos de Investimento).

Quanto ao enquadramento no PDIRD foi efetuada uma avaliação do investimento numa lógica de impacte nas tarifas. Para isso foram elaboradas algumas reflexões sobre o enquadramento do investimento em ligação de novos pontos de abastecimento com o intuito de perceber os impactes nos custos do SNGN.

G.3. Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto

- ❖ Para as tipologias de projeto de investimento 2 (“Investimento em infraestruturas de distribuição existentes”) e 3 (“Investimento em outras atividades”) acima referidas os benefícios decorrentes do investimento são:
 - Assegurar o cumprimento de **obrigações regulamentares e legais** e ainda o cumprimento de **obrigações de serviço público** decorrentes dos contratos de concessão ou das licenças.
 - Permitir reforçar a **segurança de abastecimento**, incluindo reforços de capacidade e contribuindo para o cumprimento dos níveis de **qualidade de serviço** exigidos.
 - Melhorar as condições de **segurança** do sistema de distribuição e a **otimização** do seu funcionamento.
 - Assegurar a melhoria da **eficiência operacional** da atividade de distribuição de GN.
 - Assegurar a **longevidade, modernização** e o **bom funcionamento** dos ativos afetos à concessão.

- ❖ Para os projetos de desenvolvimento de negócio (tipologia 1) que consistem no investimento em ligação de novos pontos de consumo, os benefícios associados são de várias naturezas e dimensões:
 - **Desenvolvimento sustentado do mercado do GN**
 - ✓ Promoção racional da cobertura do território nacional com infraestruturas de GN.
 - ✓ Desenvolvimento racional e eficiente do mercado de GN através da otimização dos ativos estruturantes já realizados com foco na saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de GN. Os projetos de ligação de novos pontos de consumo existem numa lógica de continuidade da atividade de ligação que permite consolidar os investimentos anteriormente realizados em ativos estruturantes nas áreas geográficas abastecidas com GN.
 - ✓ Sustentabilidade do mercado de GN através da compensação de clientes por novos pontos de consumo de GN. A saída de clientes do sistema leva à redução de consumo de GN com impacto negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de consumo.

➤ **Dimensão social, do bem-estar e segurança**

- ✓ Instrumento que contribui para a redução das assimetrias regionais com a disponibilização de um serviço público com as mesmas valências nas diferentes áreas geográficas de distribuição de GN.
- ✓ Alargamento geográfico do serviço público de distribuição de GN possibilitando o acesso ao GN a uma maior fatia da população e das empresas.
- ✓ 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 ORDs).
 - Mais económica.
 - Com elevados padrões de qualidade de serviço (decorrente da própria organização e cultura dos ORDs, nos níveis de qualidade exigidos pela natureza de serviço público e pela regulação).

➤ **Dimensão ambiental**

A introdução do GN permite substituir fontes de energia com mais impactes negativos no meio ambiente contribuindo positivamente para a sustentabilidade ambiental.

➤ **Dimensão promocional do GN em Portugal e incentivo ao uso do GN para fins domésticos, de serviços e industriais.**

- ✓ Os projetos de investimento em ligação de novos pontos de consumo englobam uma dotação para o desenvolvimento de mercado que contribui para o incentivo à adesão ao GN.
O investimento referido consiste na integração dos polos de consumo existentes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m³ através da adaptação ou construção de instalações de utilização dos clientes.
Este investimento constitui um real e único incentivo à adesão ao GN de novos clientes para o SNGN. Este incentivo, com o devido enquadramento e sustentado por critérios de racionalidade económica, permite a expansão do mercado de GN com benefícios para o sistema com redução da tarifa induzida pelo contributo de novos clientes e respetivo consumo, observados critérios de eficiência do investimento.

A distribuição de GN é um serviço público mas que concorre no mercado com alternativas energéticas com forte poder negocial que decorre de uma maior liberdade que permite concretizar políticas comerciais agressivas. Apesar do desequilíbrio de forças, os ORDs acabam por ser verdadeiros veículos de desenvolvimento de mercado mas com meios de atuação limitados para a desejável promoção do GN.

O sucesso da atividade de ligação de novos pontos de consumo está fortemente condicionado pela vontade dos potenciais consumidores em aderir ao GN cuja recetividade depende das condições da oferta comercial dos ORDs.

O investimento em adaptação ou construção de instalações de utilização de clientes dos ORDs é o único instrumento de estímulo à adesão ao GN, mas por força da evolução dos regulamentos tem-se vindo a restringir significativamente o seu sucesso, limitando a operacionalização de soluções atrativas e concorrenciais pelo agravamento dos encargos a suportar pelos clientes.

Os ORDs são os únicos agentes de mercado com relacionamento direto com os consumidores que, de forma ainda limitada regulamentarmente, contribui para a promoção do GN. Nenhum outro *player* do SNGN tem motivação ou condições para atuar na promoção do GN pelo facto de não depender exclusivamente deste “produto”. O ORD é o último agente de mercado com foco único no Gás Natural, pelo que lhe deveriam ser conferidas as condições para uma promoção eficiente do Gás Natural.

➤ **Dimensão social e económica: mercado de trabalho**

As diferentes fases do processo dos projetos de desenvolvimento de negócio envolvem várias competências (técnicas, comerciais, administrativas, financeiras e de controlo) e de recursos técnicos e humanos (quadros da empresa e dos seus prestadores de serviços) que atuam em *back-office* de suporte e em campo de operações.

No âmbito dos ORDs do Grupo Galp são dezenas de empresas envolvidas na operação, desde, forças de venda, empreiteiros, entidades instaladoras de gás, entidades fiscalizadoras de gás, fornecedores de equipamentos e acessórios, projetistas entre outras.

Esta atividade também contribui para a criação e manutenção de centenas de postos de trabalho que nomeadamente, requerem qualificações técnicas e/ou

académicas. Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído para a sociedade e a economia nacional.

➤ **Dimensão económica**

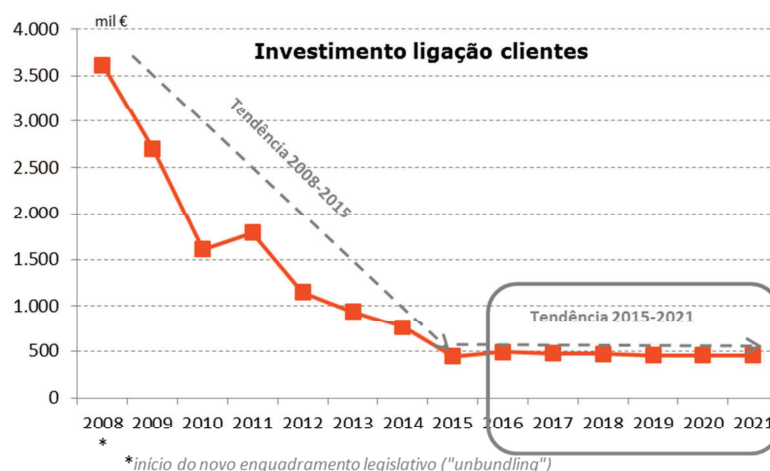
- ✓ Considerando a característica dos investimentos orientados para a saturação das áreas já dotadas de infraestruturas, o investimento previsto permitirá a rentabilização dos investimentos estruturantes de ligação aos pontos de entrega do Operador de Rede de Transporte ou UAG's e das redes de distribuição já realizados com o acréscimo de novos pontos de consumo e subsequentemente com o incremento de consumo de GN com contributo positivo nos custos do sistema.

- ✓ Manutenção de sinergias organizacionais com impacte na contenção dos custos de operação da distribuição de GN.

O modelo atual com os níveis de investimento em desenvolvimento de negócio (redes, ramais, infraestruturização e ligação de novos PA) tem permitido a manutenção de um nível de custos bastante inferior aos reais para as atividades operacionais de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnica, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição. Esta realidade decorre dos meios necessários à atividade de ligação de novos clientes (CAPEX) cuja capacidade instalada permite a obtenção de significativas sinergias de recursos para as atividades operacionais (OPEX) e que acabam por ser remuneradas somente pela sua componente variável que dependem da quantidade de serviços realizada.

A redução significativa do investimento em desenvolvimento de negócio (redes, ramais, conversões e reconversões), ilustrada no gráfico 16, pressiona o equilíbrio histórico da remuneração das operações de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnica, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição.

Gráfico 16



É exetável que reduções continuadas, e porventura ainda mais acentuadas, que as refletidas no plano de investimento se traduzirão numa reorganização dos serviços de *oustourcing* das operações 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, com o incremento dos seus custos para compensar a perda de sinergias inerentes à capacidade instalada associadas aos projetos de investimento em ligação de novos clientes através da dinamização da atividade de integração de polos de consumo existentes com o investimento em conversões e reconversões de instalações de utilização dos clientes.

- ✓ Eficiência do investimento em desenvolvimento de negócio (ligação de novos pontos de consumo).

No seio do grupo Galp a seleção do investimento em expansão de mercado obedece a critérios seletivos de racionalidade, privilegiando os investimentos em saturação de áreas já dotadas em infraestruturas de distribuição conforme referido no capítulo E.

- ❖ Em termos gerais importa ainda referir o **benefício associado à evolução temporal do investimento** da empresa que tem vindo a reduzir significativamente desde o início da regulação do setor do GN conforme já referido no capítulo B¹⁶.

¹⁶ Ponto B.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD

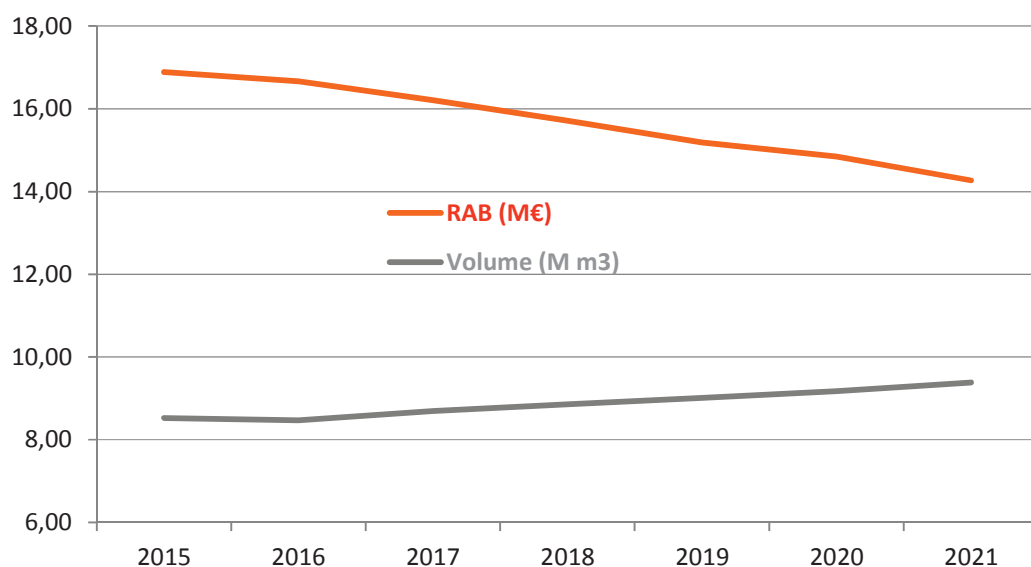
PDIRD-GN 2017-2021

Esta evolução enquadra-se no princípio orientador da racionalidade económica dos investimentos como suporte da sustentabilidade tarifária do SNGN, permitindo uma expansão de mercado alicerçada na saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturização de distribuição de GN que permite uma otimização dos ativos estruturantes existentes e manter num nível reduzido o esforço de investimento unitário de desenvolvimento de negócio por novo ponto de consumo adicional.

A evolução desacelerada do investimento traduz-se num investimento médio anual para o período do PDIRD 2017-2021 inferior ao montante anual das amortizações da empresa o que se traduz numa redução do RAB¹⁷ 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 e subsequentes.**

O gráfico seguinte evidencia que o custo de capital por volume de gás distribuído apresenta uma tendência decrescente com impacte favorável na tarifa de utilização da rede de distribuição.

Gráfico 17



¹⁷ RAB: Regulatory Asset Base

PDIRD-GN 2017-2021

G.4. Avaliação do investimento

A atividade de distribuição de gás natural é uma atividade regulada cuja forma de regulação baseia-se numa metodologia do tipo *price cap* para o OPEX e numa metodologia de tipo *rate of return* para o CAPEX.

Os investimentos da atividade de distribuição impactam nas tarifas de uso da rede de distribuição pelo incremento do CAPEX e, no caso do investimento em ligação de novos pontos de abastecimento pelo aumento do OPEX.

A metodologia de regulação dos custos de exploração (tipo *price cap*) 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 impacto na tarifa induzido pela componente do OPEX.

Tipologia do Investimento	Impactes na tarifa via:	
	CAPEX	OPEX
Investimento DN - Ligação de clientes ^(a)	sim	sim
Outros investimentos em infraestrutura	sim	não
Outros investimentos ^(a)	sim	não

^(a) o valor de aquisição dos contadores não é reconhecido no RAB para efeito de remuneração

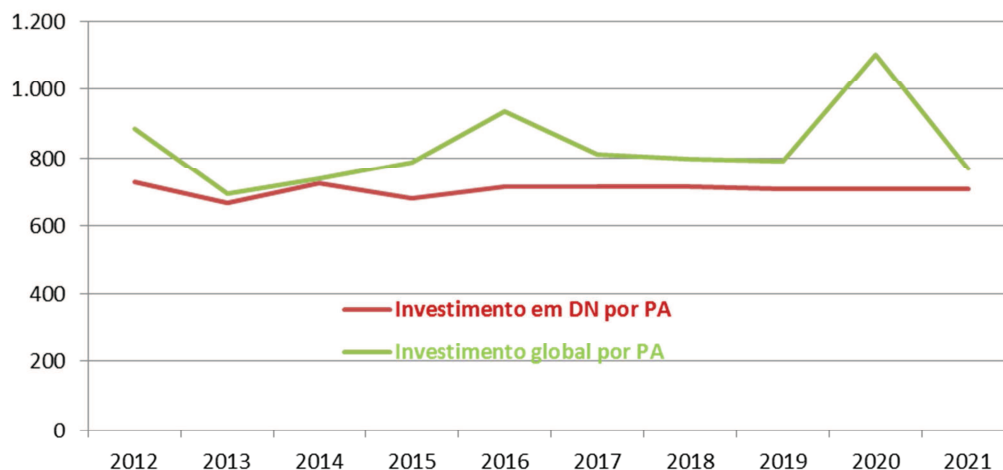
G.4.1. Apreciação global do plano de investimento

Os objetivos e benefícios associados ao investimento considerado no PDIRD constam do ponto G.3. (“Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto”).

G.4.1.1. Indicadores

❖ Investimento unitário por PA

Gráfico 18

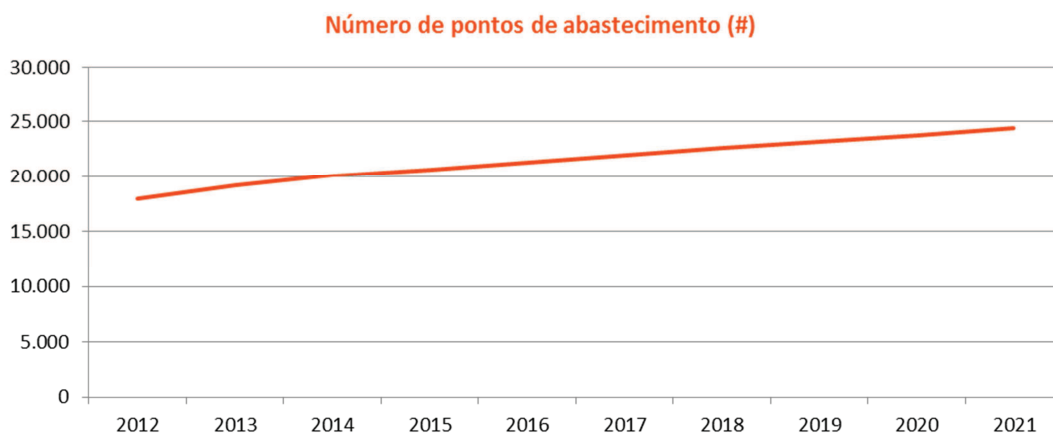


Apesar da redução do peso do investimento em DN de expansão para a ligação de novos pontos de abastecimento o custo unitário do investimento global mantém-se ainda em níveis estáveis.

Considerando somente o custo unitário do investimento em DN verifica-se um nível bastante reduzido e estável que reflete as orientações da empresa para incremento de clientes abastecidos menos onerosos para o sistema de distribuição de GN.

❖ Evolução do número de pontos de abastecimento ligados à rede de GN

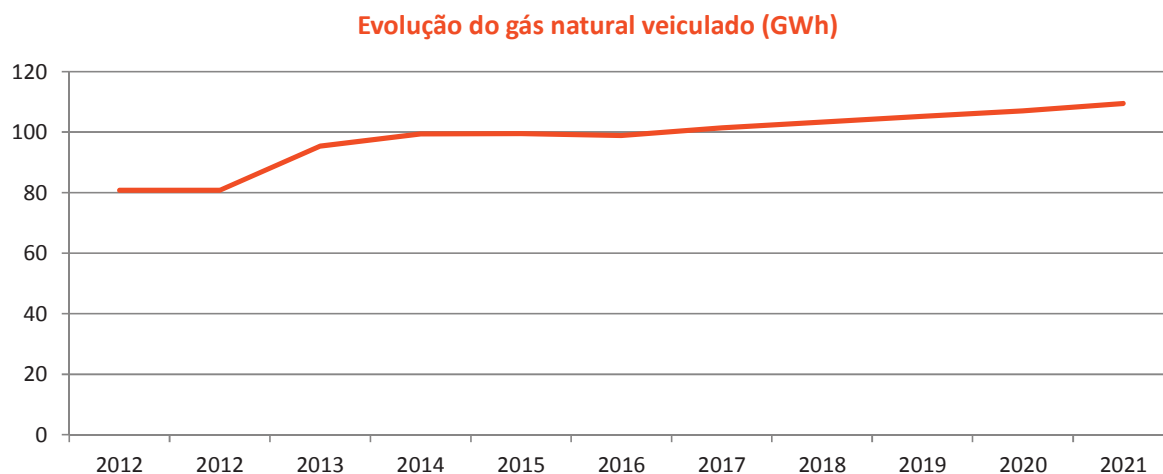
Gráfico 19



PDIRD-GN 2017-2021

❖ Evolução do gás natural veiculado (GWh)

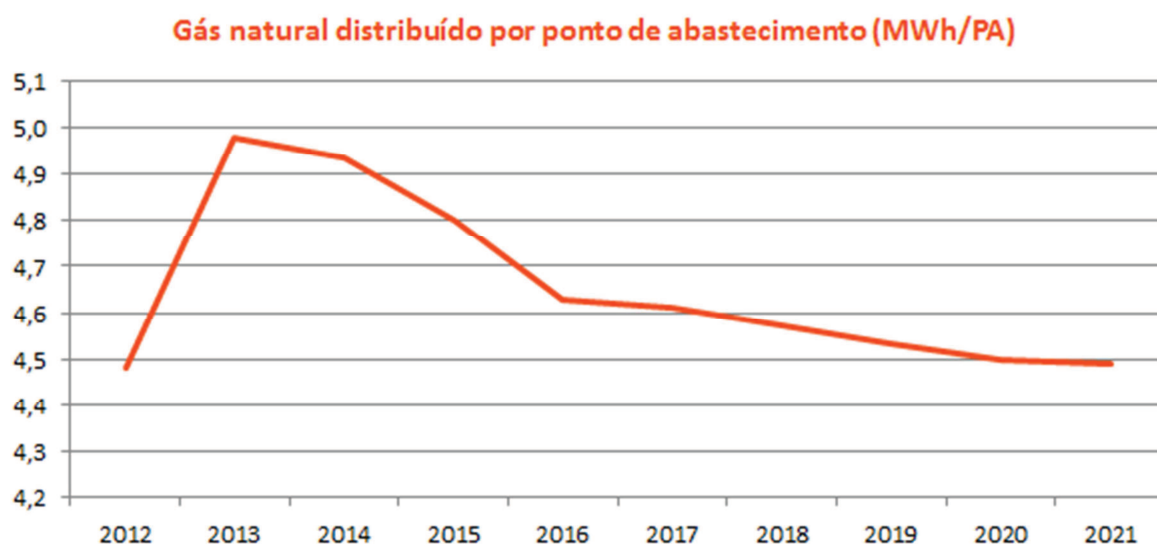
Gráfico 20



❖ Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)

O nível de consumo unitário por consumidor reflete a orientação assumida nos pressupostos de suporte à projeção de consumo.

Gráfico 21

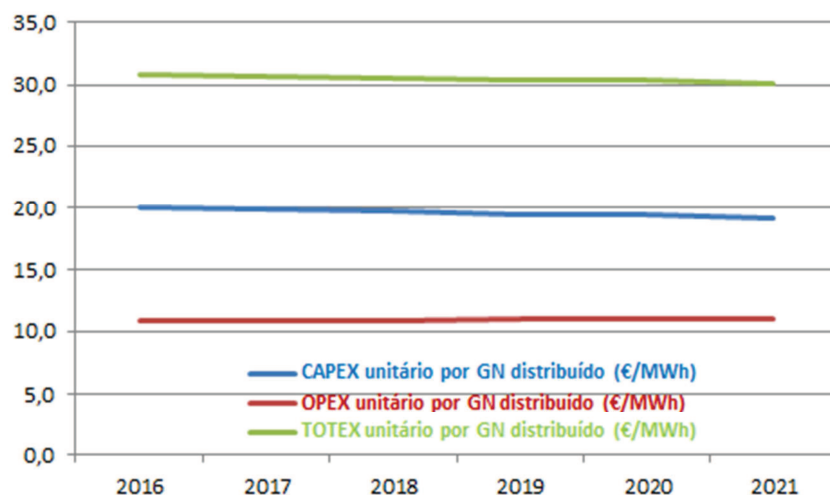


PDIRD-GN 2017-2021

❖ Evolução CAPEX, OPEX e TOTEX unitários por gás natural distribuído

Verifica-se que os custos para o sistema tarifário de uso da rede de distribuição, mesmo com os valores adicionados pelo plano de investimento apresentam uma tendência decrescente face ao valor registado no ano de 2016, anterior ao horizonte temporal do PDIRD 2017-2021.

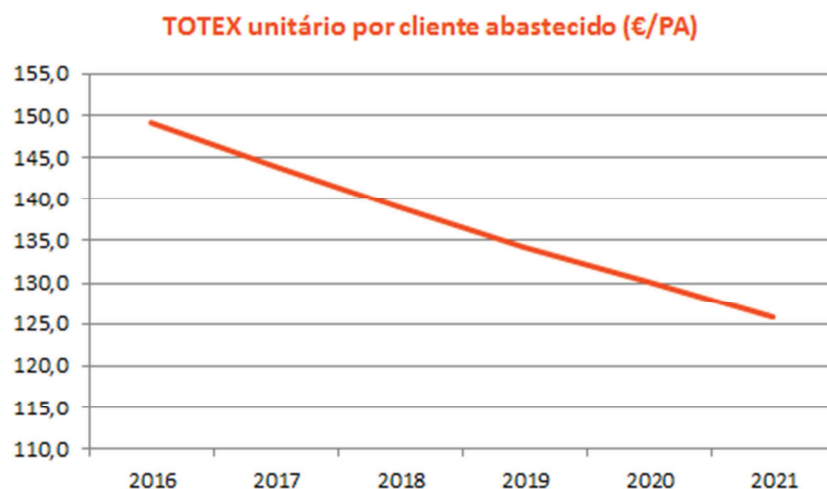
Gráfico 22



❖ Evolução TOTEX unitário por ponto de abastecimento

A evolução dos custos unitários por cliente abastecido refletidos nas tarifas de uso da rede de distribuição confirma a tendência decrescente do impacto do valor e o contributo positivo da empresa para o nível tarifário nacional.

Gráfico 23



PDIRD-GN 2017-2021

G.4.1.2. Avaliação global para todo o investimento

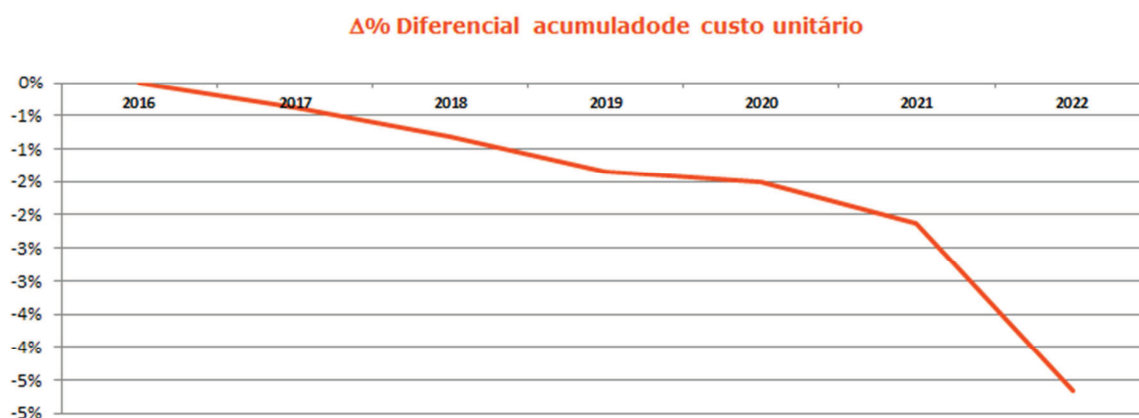
A avaliação global pretende verificar a evolução do custo unitário por energia, considerando:

- A projeção do investimento total (3 tipologias) para 2017-2021
- A informação publicada pela ERSE para o ano gás 2016-2017¹⁸
- A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

	2016
RAB (m€)	16.665
Taxa de remuneração do ativo	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	945
CAPEX (m€)	1.978
OPEX (m€)	1.066
TOTEX (m€)	3.044
Volume (MWh)	98.873
TOTEX / MWh	30,79 €

O gráfico 24 ilustra a evolução do diferencial acumulado do custo por unidade de energia com o investimento previsto na proposta de PDIRD e confirma a tendência de redução na tarifa da componente remuneração do capital pela redução anual do valor do RAB remunerado considerando constante a taxa de remuneração ao longo do período.

Gráfico 24



¹⁸ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2016-2017” - junho 2016

PDIRD-GN 2017-2021

Em 2022¹⁹ o custo unitário é de **26,42 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 4,36€ (-14,18%) face ao valor de partida de **30,79 €/MWh** do ano de 2016.

Quadro 23

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RAB (m€)	16.665	16.206	15.715	15.190	14.845	14.267	13.210
Taxa de remuneração do ativo	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	945	958	971	983	996	1.008	1.007
CAPEX (m€)	1.978	1.963	1.945	1.925	1.916	1.893	1.826
OPEX (m€)	1.066	1.073	1.081	1.088	1.095	1.103	1.094
TOTEX (m€)	3.044	3.036	3.026	3.013	3.011	2.996	2.920
Volume (MWh)	98.873	101.445	103.338	105.205	107.051	109.495	110.529
TOTEX / MWh	30,79 €	29,93 €	29,28 €	28,64 €	28,13 €	27,36 €	26,42 €
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	- € -	0,86 € -	0,65 € -	0,64 € -	0,51 € -	0,77 € -	0,94 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-2,78%	-2,16%	-2,20%	-1,79%	-2,73%	-3,43%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,86 € -	1,50 € -	2,15 € -	2,66 € -	3,43 € -	4,36 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-2,78%	-4,88%	-6,97%	-8,63%	-11,13%	-14,18%

Num cenário alternativo de volume constante para o período 2017-2022 igual ao ano de 2016, constata-se que, apesar de menor impacte, o TOTEX unitário reduz-se **4,66%** no ano cruzeiro, o que representa uma redução de **1,44€** por MWh de gás distribuído.

Quadro 24

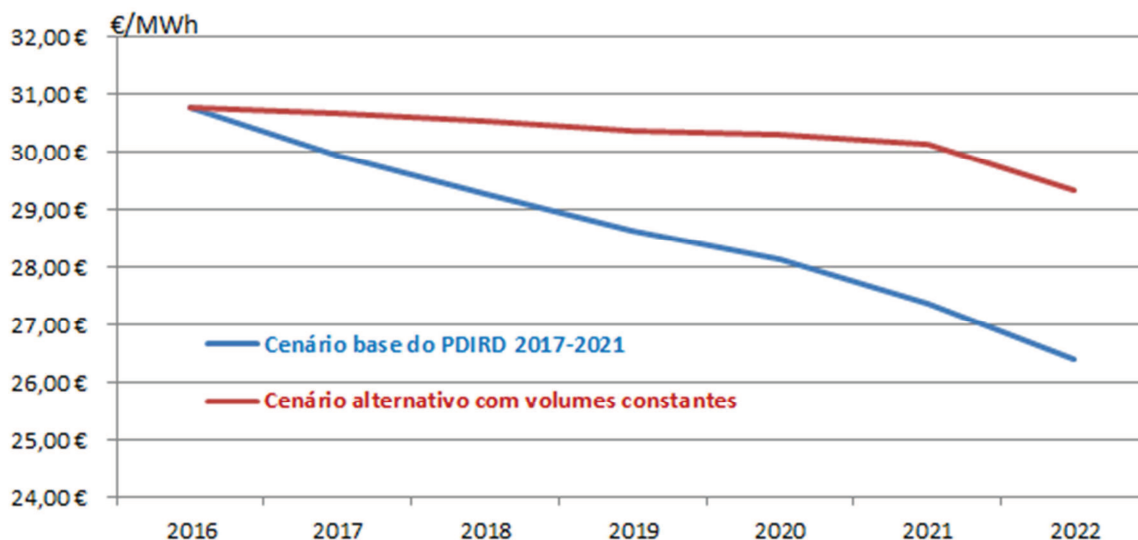
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RAB (m€)	16.665	16.206	15.715	15.190	14.845	14.267	13.210
Taxa de remuneração do ativo	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%	6,20%
Amortizações do exercício (m€)	945	958	971	983	996	1.008	1.007
CAPEX (m€)	1.978	1.963	1.945	1.925	1.916	1.893	1.826
OPEX (m€)	1.066	1.069	1.074	1.078	1.082	1.086	1.076
TOTEX (m€)	3.044	3.032	3.019	3.003	2.998	2.979	2.902
Volume (MWh)	98.873	98.873	98.873	98.873	98.873	98.873	98.873
TOTEX / MWh	30,79 €	30,67 €	30,53 €	30,37 €	30,32 €	30,13 €	29,35 €
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	- € -	0,12 € -	0,13 € -	0,16 € -	0,05 € -	0,19 € -	0,78 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-0,39%	-0,43%	-0,53%	-0,16%	-0,64%	-2,58%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,12 € -	0,25 € -	0,41 € -	0,46 € -	0,66 € -	1,44 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-0,39%	-0,82%	-1,35%	-1,50%	-2,14%	-4,66%

O gráfico 25 ilustra a evolução do custo total por unidade de volume de GN veiculado. Tanto no cenário base do PDIRD como no cenário alternativo em que se simulou que o volume de GN mantém-se constante durante o período de 2017 a 2021 e igual ao valor verificado no ano de 2016. A evolução decrescente do custo unitário de GN veiculado testemunha o impacte favorável na tarifa de uso da rede de distribuição.

¹⁹ Ano cruzeiro

PDIRD-GN 2017-2021

Gráfico 25

**G.4.2. Avaliação do investimento de DN – Ligação de novos PA**

Neste ponto apenas foi considerado, para efeito de avaliação dos impactos na tarifa, o investimento em ligação de novos pontos de abastecimento, dado por o restante investimento de conformidade (**467 milhões de euros**, ou seja **17%** do total proposto) ser justificado por cumprimento de requisitos legais, regulamentares, do contrato de concessão ou por motivo de reforço da segurança e da eficiência do sistema de abastecimento de GN; ie, mesmo que o PDIRD-GN não previsse a ligação de novos clientes, estes investimentos teriam sempre de ser realizados. Em qualquer caso, estes investimentos de reposição não impactam na tarifa nacional pela via dos indutores dos OPEX.

O investimento das tipologias 2 e 3, ou seja, em infraestruturas existentes, renovação de contadores e outros, são investimento de conformidade e contrariamente ao investimento de DN (ligação de novos PA) não incrementa volumes de GN ao sistema de distribuição.

A análise baseia-se na comparação dos proveitos permitidos induzidos pelos investimentos, face à recuperação tarifária gerada, sendo utilizados como elementos de cálculo as condições de remuneração das distribuidoras e a tarifa nacional de distribuição verificadas no Ano Gás 2016-2017 ambos fixados pela ERSE.

PDIRD-GN 2017-2021

Pressupostos ERSE²⁰:

- Taxa de remuneração: 6,2%
- Deflador do PIB (s-1): 2017: 1,4%; 2018 e seguintes: 1,6%;
- Parâmetros:
 - Termo variável - indutor PA: 0,0233840
 - Termo variável - indutor volume: 0,0016070
 - Eficiência: 2%

(a) Avaliação Global²¹

▪ **Novos pontos de consumo por nível de pressão**

Quadro 25

	Acréscimo de novos PA					Total
	2017	2018	2019	2020	2021	
BP<	665	658	641	641	641	3.246
BP>	2	2	2	2	2	10
MP	0	0	0	0	0	0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	667	660	643	643	643	3.256

▪ **Acréscimo de consumo por nível de pressão**

Quadro 26

	Acréscimo de volume de GN dos novos PA (GWh)					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022 *
BP<	0,7	2,1	3,4	4,8	6,1	6,8
BP>	0,0	0,6	1,2	1,8	3,0	3,6
MP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AP	-	-	-	-	-	-
Total	0,7	2,7	4,6	6,6	9,1	10,4

* ano cruzeiro: todos os novos PA consomem 1 ano inteiro

No capítulo F do presente documento consta a informação mais detalhada sobre os pressupostos de estimativa dos consumos de GN.

De modo a evitar análises enviesadas ou excessivamente otimistas, os novos volumes que se considerou serem aportados à RNDGN foram apenas os previstos para os novos clientes dos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede

²⁰ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2016-2017” - junho 2016

²¹ Considerando um ano teórico mais crítico: valor máximo do RAB, dos OPEX e do volume anual

PDIRD-GN 2017-2021

(correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>²²). Sendo o investimento necessário à ligação de novos clientes industriais apenas marginal, face aos consumos que estes aportarão à rede, a análise realizada considera assim o cenário mais desfavorável em termos de impacte tarifário potencial.

A projeção de consumo numa base conservadora e prudente só considera acréscimo de volume para os 2 níveis de pressão mais baixos (BP< e BP>).

Assim no cenário conservador de projeção do consumo de GN, o acréscimo anual de volume distribuído pelos novos pontos de abastecimento previstos no plano de 2017-2021 é de **10 GWh** no ano cruzeiro.

▪ Custos e benefícios do investimento para o sistema

- Acréscimo de volume: **+10 GWh/ano**, em ano cruzeiro²³
- Acréscimo de pontos de abastecimento (PA): **+ 3.256** (no final do período).

→ **Impacte global nas tarifas:**

Para aferir o impacte global nas tarifas é necessário apurar os custos (OPEX + CAPEX) para o sistema do investimento em ligação de novos clientes decorrentes do impacte do acréscimo de ativos e dos próprios indutores de custos variáveis inerentes ao investimento, ou seja, pelos novos pontos de abastecimento e do volume de gás natural incrementado.

De seguida é apurado o valor de proveitos recuperados através do volume de gás natural incrementado anualmente (em ano cruzeiro) através das tarifas²⁴ nacionais de uso de rede de distribuição.

(i) Custos para o sistema

(i₁) Custos operacionais (OPEX)

A entrada de novos pontos de abastecimento e o acréscimo de energia a distribuir têm um impacte nos custos do sistema pela indução de aumento dos custos variáveis aceites num montante anual de **93 mil euros**²⁵.

²² BP<: Baixa pressão com consumo anual inferior a 10 000 m³; BP>: Baixa pressão com consumo anual superior a 10 000 m³

²³ Ano em que todos os clientes ligados no plano consomem um ano inteiro

²⁴ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE

²⁵ Apuramento com base nos valores médios unitários das componentes dos custos variáveis dos ORDs da GE para o ano gás 2016-2017, aprovados pela ERSE em junho de 2016 para os indutores "Ponto de Abastecimento" e "Energia - Quantidade de gás veiculado")

Fonte: "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE

PDIRD-GN 2017-2021

- Custos Fixos

Como base de análise, considerámos que o plano de investimentos não terá impacto na base de custos fixos.

- Custos Variáveis - Indutor Ponto de abastecimento: 76 mil euros/ano²⁶

Quadro 27

	Pontos de Abastecimento
BP<	3.254
BP>	2
MP	0
Total PA	3.256
mil € / indutor	0,023384
Custo (mil €)	76

- Custos Variáveis - Indutor Energia: 17 mil euros/ano²⁷

Quadro 28

	Volume (GWh) ano cruzeiro
BP<	7
BP>	4
MP	0
Total (GWh)	10
mil € / indutor	0,001607
Custo (mil €)	17

(i₂) Custo com Capital (CAPEX)

Do investimento total para o quinquénio 2017-2021, **2,2 M€** representam o montante de investimento de desenvolvimento de negócio para ligação de novos pontos de abastecimento, líquido do valor de aquisição de novos contadores.

O valor do investimento de negócio inclui **68 mil euros** de investimento de aquisição de contadores para ligar os **3.256** novos pontos de abastecimento. A ERSE, baseada numa interpretação restritiva da legislação não considera estas despesas no ativo remunerado (RAB) para efeito de apuramento dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de GN.

²⁶ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE

²⁷ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE

PDIRD-GN 2017-2021

O valor máximo anual de remuneração de CAPEX é de **203 mil euros**.

Considerando a vida útil média dos ativos de 33 anos, temos uma redução anual do RAB de cerca de **68 mil euros** o que implica uma redução de **4,2 mil euros** por ano no Custo de Capital, considerando inalterada a taxa atual de remuneração fixada em **6,20%**²⁸. Ou seja, o cálculo agora apresentado **representa o pico anual dos Proveitos Permitidos**, sendo que o mecanismo de remuneração aplicado pela ERSE conduz necessariamente a uma redução da tarifa unitária pelo efeito da redução sucessiva do ativo remunerado (RAB) induzido pela dedução anual da respetiva amortização.

Quadro 29

Investimento (mil €)	Taxa Remuneração	vida útil média (anos)	Amortização Exercício (mil €)	Custo com Capital (mil €)
(1)	(2)	(3)	(4) = (1) / (3)	(C) = (1) x (2) + (4)
2.240	6,20%	33	68	203

(i₃) Custos totais (TOTEX)

Considerando as projeções anteriores, o **montante máximo de custo anual aportado à RNDGN ao sistema** por estes investimentos será de **296 mil euros**. Conforme referido, o valor sofrerá uma redução anual pelo efeito da amortização reduzir o valor do ativo remunerado.

Quadro 30 *mil euros*

OPEX		CAPEX	TOTEX
Indutor PA	Indutor Energia		
(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)
76	17	203	296

(ii) Proveitos recuperados pela aplicação das tarifas²⁹

Simularam-se igualmente os proveitos recuperados no ano cruzeiro do PDIRD-GN, considerando-se pela aplicação das tarifas de uso das redes de distribuição aprovada pela ERSE para o ano gás 2016-2017 para os diferentes níveis de pressão considerados

²⁸ Taxa de remuneração aplicada no ano gás 2016-2017, aprovada pela ERSE em junho de 2016

(fonte: "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE)

²⁹ fonte: "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE em junho de 2016

PDIRD-GN 2017-2021

na projeção da procura de GN no plano de investimento de ligação de novos pontos de consumo: BP> e BP<³⁰.

Quadro 31

	Volume (MWh) (ano cruzeiro)	Tarifa Nacional (€/MWh)	Proveitos Recuperados (m€)
BP<	6.795	36,60 €	249
BP>	3.615	13,49 €	49
MP	0	1,88 €	0
Total	10.409	28,58 €	297

O valor recuperado anualmente por aplicação das tarifas do ano gás 2016-2017 (**297 mil euros**) **acima do custo aportado ao sistema pelo investimento em ligação de novos pontos de consumo (296 mil euros)**, no cenário mais conservador e que **representa o pico anual dos Proveitos Permitidos**. Assim sendo, **a recuperação do custo do sistema induzido no sistema pelo investimento em ligação de clientes implicaria níveis de tarifas mais baixas, pelo que este investimento contribuirá positivamente para a tarifa nacional de uso das redes de distribuição.**

(iii) Síntese

O quadro 32 apresenta a síntese do apuramento dos impactes nas tarifas do investimento em novas ligações de pontos de consumo para o ano mais crítico com o maior valor de custos (OPEX+CAPEX) devido à consideração do valor mais alto do ativo remunerado (RAB) sem o efeito anual da redução da amortização.

Quadro 32

Investimento		Acréscimo dos Indutores		Acréscimo de Proveitos Permitidos (m€)			Receitas por aplicação de tarifa URD (m€)	
Total	DN_Ligação PA	PA (#)	Volume (GWh)	OPEX	CAPEX	TOTEX	Total	Margem
2.776	2.308	3.256	10	93	203	296	297	1%

³⁰ BP<: Baixa pressão com consumo anual inferior a 10 000 m³; BP>: Baixa pressão com consumo anual superior a 10 000 m³

PDIRD-GN 2017-2021

(b) Apuramento da tarifa média para recuperar o valor total dos TOTEX

No ponto anterior com a aplicação da tarifa nacional por nível de pressão³¹ apurou-se o valor total recuperado (**297 mil euros**) para o acréscimo anual de volume induzido pelo plano de investimento (**10 GWh**). Resultou um custo médio por unidade de energia no valor de **28,58 €/MWh**.

Para anular o valor de TOTEX (**296 mil euros**) a recuperar pela aplicação da tarifa média de URD ao volume aportado pelo investimento de **10 GWh**, seria necessário uma tarifa unitária média de **28,40 €/MWh**, que é inferior à tarifa média resultante da aplicação das tarifas nacionais por nível de pressão.

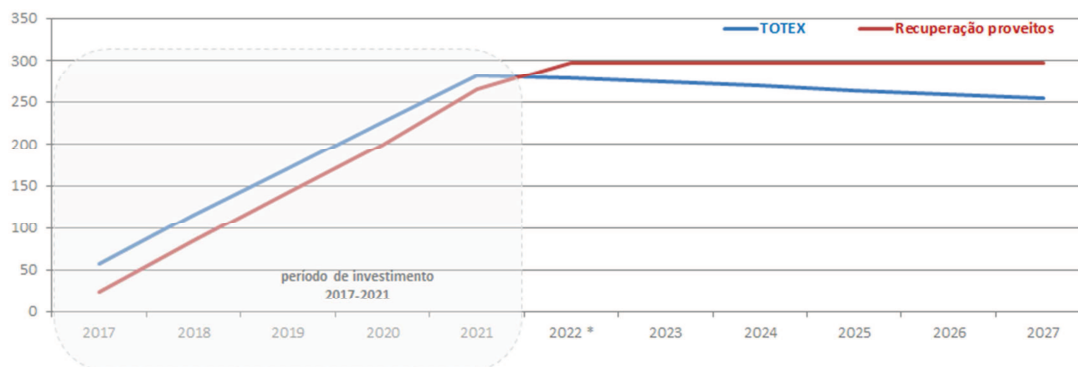
Quadro 33

Cenário	Volume (MWh) (ano cruzeiro)	Tarifa média (€/MWh)	Proveitos Recuperados (m€)
Tarifas nacionais AG 15-16	10.409	28,58 €	297
Recuperar o valor de TOTEX	10.409	28,40 €	296

(c) Avaliação anual

Em complemento apresenta-se, no gráfico 26, a evolução dos proveitos permitidos (**TOTEX**) e da recuperação dos proveitos pela aplicação das tarifas em vigor para o ano gás 2016-2017. É notório que, às tarifas em vigor, e no cenário conservador em termos de projecção de volumes, o plano de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento é favorável para as tarifas de gás natural.

Gráfica 26



³¹ "Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2016-2017" publicado pela ERSE em junho de 2016

PDIRD-GN 2017-2021

(d) Análise Individual por projeto de DN de cada concelho

Em anexo consta a análise de cada concelho em termos de custos para o sistema e a recuperação de proveitos pela aplicação das tarifas nacionais de URD em vigor.

Na generalidade quase todos projetos apresentam um comportamento favorável em termos de impacte do custo unitário por volume veiculado.

No ano cruzeiro só um projeto não apresenta margem (diferencial entre o proveito recuperado pela aplicação da tarifa e os custos totais aportados ao sistema) positiva, contudo nos anos seguintes esta tendência inverte-se. De referir a reduzido materialidade deste projeto que no cômputo geral não terão um impacte materialmente relevante, mantendo no plano consolidado, em termos de impacte nas tarifas, uma performance bastante positiva do investimento em ligação de novos pontos de consumo.

PDIRD-GN 2017-2021

Em síntese as projeções de investimento para o período 2017-2021:

- ❖ Incorporam a preocupação de assegurar as obrigações previstas no contrato de concessão.
- ❖ Refletem, por um lado o esforço na racionalização dos recursos afetos ao investimento dos ORDs da Distribuição do Grupo Galp e por outro, alguma prudência quanto às alterações de pressupostos de suporte às projeções por revisão das condições regulamentares.
- ❖ Confirmam a tendência de estabilização da evolução do nível de investimento anual, depois da quebra acentuada no período 2009-2015.
- ❖ Confirmam o esforço de consolidação dos níveis de eficiência do investimento pela manutenção dos principais indicadores em níveis estáveis e reduzidos.
- ❖ Não prevê nenhum projeto de grande expansão das redes, mantendo-se um nível reduzido e estável de dotação orçamental para a ligação de novos clientes para o SNGN cumprindo as metas de eficiência consolidadas na Distribuição de GN do Grupo Galp.
- ❖ São consistentes com as projeções para a economia nacional e regional, nomeadamente quanto aos pressupostos de suporte às estimativas de procura de GN nas localidades da área de concessão.

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Faro	1.022	6,1	1.193	857
Projeto DN - Olhão	231	1,1	498	464
Projeto DN - Portimão	1.055	3,3	1.565	674
Total Investimento DN	2.308	10,4	3.256	709
Outros investimentos	467	0	0	n.a.
Investimento global do PDIRD	2.776	10,4	3.256	852

ANEXO

Fichas

Agregada ORD

e

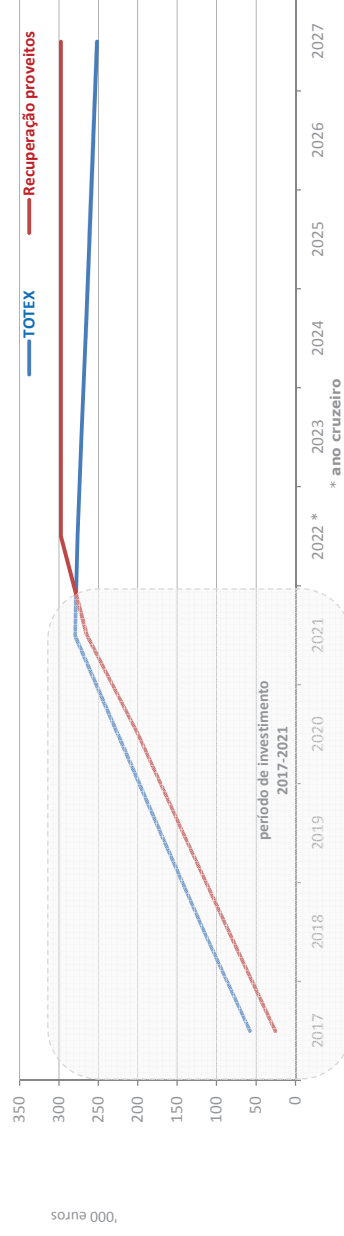
Individuais
por concelho

Distribuição GN

MEDIGÁS	Unid	Real										PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021					
Investimento Desenvolvimento Negócio																	
Rede	m€	1.145	938	761	445	490	475	470	454	454	454	454	454	454	2.308		
Ramais	m€	414	316	245	143	154	152	152	147	147	147	147	147	147	744		
Infraestruturação / clientes	m€	69	52	39	47	52	50	50	48	48	48	48	48	48	245		
Conversão		566	499	422	230	250	240	236	228	228	228	228	228	228	1.161		
Reconversão		360	209	197	198	152	146	142	135	135	135	135	135	135	693		
Segmento Novo	m€	206	289	225	32	98	95	95	93	93	93	93	93	93	467		
Contadores / cadeias medida	m€	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Equipamento	m€	91	72	55	22	34	33	32	31	31	31	31	31	31	159		
Montagem		91	47	23	5	14	14	14	13	13	13	13	13	13	68		
		0	24	32	17	19	19	18	18	18	18	18	18	18	91		
Agregados físicos do DN:																	
Clientes	#																
Doméstico							667	660	643	643	643	643	643	643	3.256		
Terciário							664	657	640	640	640	640	640	640	3.241		
Indústria							3	2	3	2	2	2	2	2	13		
Volume ano	mil m³						0	1	0	1	0	1	0	0	2		
Doméstico							60	230	398	565	565	565	565	565	2.036		
Terciário							58	174	288	400	400	400	400	400	1.431		
Indústria							1	4	7	10	10	10	10	10	37		
Instalações de GN Infraestruturadas	#						0	52	103	155	155	155	155	155	568		
Conversão		1220	1187	718	494	560	539	532	515	515	515	515	515	2.616			
Reconversão		1.220	1.187	718	371	270	259	252	240	240	240	240	240	1.231			
Rede	km						0	0	123	290	280	275	275	275	1.385		
Ramais	#						9	6	5	4	3	3	3	3	16		
		266	201	141	122	140	135	133	129	129	129	129	129	129	654		
Indicadores Operacionais:																	
Pontos Abastecimento Ano	#																
BP <		1.578	1.407	1.053	655	688	667	660	643	643	643	643	643	643	3.256		
BP >		1.578	1.405	1.052	654	686	667	659	643	642	642	642	642	642	3.253		
MIP		0	2	1	1	2	0	1	0	1	0	1	0	1	3		
Rescisões	#																
BP <		-480	-271	-73	-60	-43	-44	-45	-46	-48	-48	-49	-49	-49	-232		
BP >		-484	-272	-69	-62	-43	-44	-45	-46	-48	-48	-49	-49	-49	-232		
MIP		4	1	-4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Pontos Abastecimento Acumulados	#																
BP <		18.016	19.152	20.132	20.727	21.372	21.995	22.610	23.207	23.802	24.396	24.999	25.594	26.188	107.495		
BP >		17.969	19.102	20.085	20.677	21.320	21.943	22.557	23.154	23.748	24.341	24.934	25.527	26.120	107.495		
MIP		46	49	46	49	51	51	52	52	53	54	54	54	54	2.036		
Pontos Abastecimento Médios	#																
BP <		18.016	18.584	19.642	20.430	21.050	21.684	22.303	22.908	23.504	24.099	24.694	25.289	25.884	107.495		
BP >		17.969	18.536	19.594	20.381	20.999	21.632	22.250	22.855	23.451	24.045	24.640	25.235	25.830	107.495		
MIP		46	48	48	48	50	51	52	52	53	54	54	54	54	2.036		
Consumo Médio	MWh /Pa																
BP <		4,5	5,1	5,1	4,9	4,7	4,7	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,5		
BP >		2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
MIP		921,6	1.159,1	989,3	800,2	795,1	804,0	807,9	811,7	815,5	819,3	823,1	826,9	830,7	3.256		
Volume adicional	MWh																
BP <		0,0	0,0	11.649,5	18.506,0	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8	15.077,8	61.336		
BP >		697	2.081	3.441	4.783	6.124	7.465	8.807	10.148	11.489	12.830	14.171	15.512	16.853	61.336		
MIP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Volume total	MWh																
BP <		80.757	95.333	99.394	99.500	98.873	101.445	103.338	105.205	107.051	108.897	110.743	112.589	114.435	450.400		
BP >		38.364	40.273	40.751	42.985	44.040	45.362	46.683	47.917	49.151	50.385	51.619	52.853	54.087	200.000		
MIP		42.393	55.060	46.993	38.009	39.756	41.005	41.607	42.210	42.812	43.414	44.017	44.619	45.221	170.000		
		0	0	11.649	18.506	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078	61.336		

MEDIGÁS	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	726	667	723	679	713	713	706	706	706	706	709
Mts Rede Sec / Cliente	mts	6	5	5	6	5	5	5	5	5	5	5
Cientes / km rede	#	178,6	217,2	203,6	167,3	210,1	208,2	208,1	208,1	208,1	208,1	207,8
Cientes / Ramal	#	5,93	7,00	7,47	5,37	4,91	4,95	4,96	4,99	4,99	4,99	4,98
Custo unit RS (€/m)	€	46,9	48,8	47,3	36,6	47,2	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	48
Custo unit Ramal (€)	€	259	257	279	381	374	374	374	374	374	374	374
Custo unit infraestruturação (€)	€	464	420	587	465	446	446	444	443	443	443	444
Conversão	€	295	176	274	533	563	563	563	563	563	563	563
Reconversão	€	0	0	0	261	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	162	130	143	139	152	152	154	155	155	155	338
Avaliação												
TOTEX (b)	m€											2.022
Proveito Recuperado (a)	m€											280
Margem tarifa	%											265
$\Delta = (a) - (b)$	m€											297
Acumulado	m€											8%
												-15
												-118
												-133
												-112

Gráfico 17



FARO	Unid	Real							PDIRD 2017-2021				
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	
Investimento Desenvolvimento Negócio	Rede	353	229	331	199	219	211	210	200	200	200	1.022	
	Ramais	133	112	111	60	71	68	68	65	65	65	331	
	Infraestruturação / clientes	17	9	21	9	23	22	22	21	21	21	109	
	Conversão	174	95	183	83	113	108	108	103	103	103	524	
	Recursos	86	23	100	80	71	68	67	64	64	64	326	
	Segmento Novo	88	72	83	3	42	41	41	39	39	39	197	
	Contadores / cadeias medida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Equipamento	28	14	23	6	12	12	12	11	11	11	58	
	Montagem	28	7	10	1	5	5	5	5	5	5	25	
		0	7	13	5	7	7	7	7	7	7	33	
	Agregados físicos do DN:												
	Cientes	#											
	Doméstico						246	245	234	234	234	1.193	
Terciário						245	244	233	233	233	1.188		
Indústria						1	0	1	0	1	3		
Volume ano	mil m³					22	117	211	304	449	1.104		
Doméstico						22	65	108	150	191	536		
Terciário						0	0	0	0	0	0		
Indústria						0	52	103	155	258	568		
Instalações de GN infraestruturadas	#					240	239	228	228	228	1.163		
Conversão		228	125	48	174	125	120	119	113	113	578		
Recursos		0	0	0	13	125	120	120	115	115	585		
Rede	km	3	2	2	2	2	1	1	1	1	7		
Ramais	#	68	35	53	25	63	60	57	57	57	291		
Indicadores Operacionais:													
Pontos Abastecimento Ano	#												
BP <		265	152	96	190	256	246	245	234	234	1.193		
BP >		265	152	96	190	255	246	244	234	233	1.190		
MP		0	0	0	0	1	0	1	0	1	3		
Rescisões	#												
BP <		79	66	295	-40	-9	-10	-10	-11	-11	-53		
BP >		77	65	295	-42	-9	-10	-10	-11	-11	-53		
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Pontos Abastecimento Acumulados	#												
BP <		3.581	3.799	4.190	4.340	4.587	4.823	5.058	5.281	5.504	5.727		
BP >		3.576	3.793	4.184	4.332	4.578	4.814	5.048	5.271	5.493	5.715		
MP		5	6	6	8	9	9	10	10	11	12		
Pontos Abastecimento Médios	#												
BP <		3.581	3.690	3.995	4.265	4.463	4.705	4.941	5.170	5.393	5.616		
BP >		3.576	3.685	3.989	4.258	4.455	4.696	4.931	5.160	5.382	5.604		
MP		5	6	6	7	9	9	10	10	11	12		
Consumo Médio	MWh /Pa												
BP <		4,3	4,9	4,1	4,1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5		
BP >		2,0	2,1	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
MP		1.615,5	1.824,0	1.350,4	1.204,9	1.204,9	1.204,9	1.204,9	1.204,9	1.204,9	1.204,9		
Volume adicional	MWh												
BP <		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	255	1.366	2.465	3.552	5.241		
BP >		255	764	1.260	1.745	2.229	255	764	1.260	1.745	2.229		
MP		0	602	1.205	1.807	3.012	0	602	1.205	1.807	3.012		
Volume total	MWh												
BP <		15.364	17.908	16.268	17.283	19.490	20.593	21.683	22.761	23.825	25.491		
BP >		7.286	7.876	8.166	8.849	9.248	9.749	10.237	10.712	11.174	11.634		
MP		8.077	10.032	8.102	8.434	10.242	10.844	11.446	12.049	12.651	13.856		
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

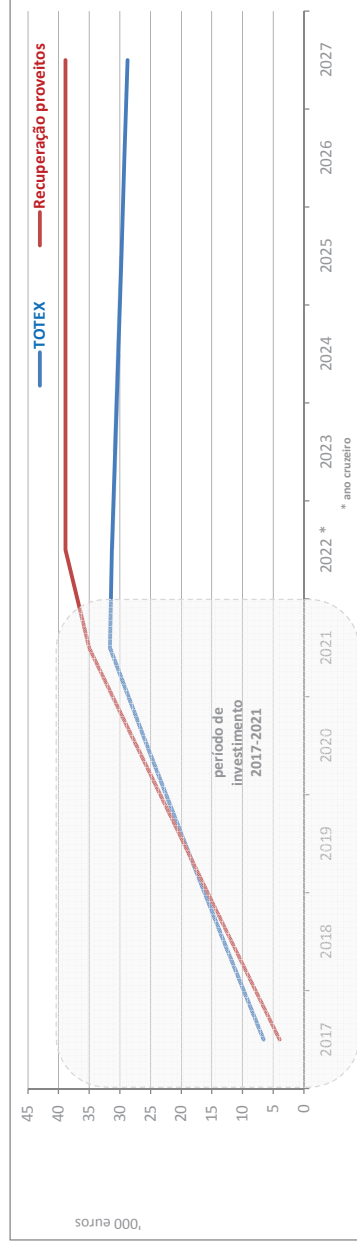
FARO	Unid	Real					PIDRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	1.331	1.509	3.451	837	857	858	857	856	856	857	
Mts Rede Sec / Cliente	metros	11	16	24	10	6	6	6	6	6	6	
Cientes / km rede	#	90,3	63,0	41,8	102,5	170,7	170,8	170,9	171,1	171,1	171,0	
Cientes / Ramal	#	3,90	4,34	1,81	7,60	4,10	4,10	4,10	4,11	4,11	4,10	
Custo unit RS (€/m)	€	45,2	46,3	48,3	32,5	47,2	47,5	47,5	47,5	47,5	48	
Custo unit Ramal (€)	€	254	255	280	365	374	374	374	374	374	374	
Custo unit infraestruturação (€)	€	765	760	3.805	478	451	451	450	450	450	450	
Conversão	€	377	184	2.084	495	564	564	564	564	564	564	
Reconversão	€	0	0	0	265	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	310	311	847	206	196	196	195	194	189	189	
Avaliação												
TOTEX (b)	m€											2.022
Proveito Recuperado (a)	m€											119
Margem tarifa	%											139
$\Delta = (a) - (b)$	m€											17%
Acumulado	m€											2
										-8	-46	



OLHÃO	Unid	Real										PDIRD 2017-2021				
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021				
Investimento Desenvolvimento Negócio		333	248	83	108	48	48	47	46	46	46	231				
Rede	m€	93	44	24	18	14	14	14	13	13	13	68				
Ramais	m€	23	20	9	15	5	5	4	4	4	4	22				
Infraestruturação / clientes	m€	194	165	43	68	24	24	23	23	23	23	116				
Conversão		173	144	32	59	19	19	18	18	18	18	90				
Reconversão		21	20	11	9	5	5	5	5	5	5	25				
Segmento Novo	m€	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Contadores / cadeias medida	m€	22	19	7	6	5	5	5	5	5	5	25				
Equipamento	m€	22	9	3	1	2	2	2	2	2	2	11				
Montagem		0	10	4	5	3	3	3	3	3	3	14				
Agregados físicos do DN:																
Clientes	#						101	100	99	99	99	498				
Doméstico							99	98	97	97	97	488				
Terciário							2	2	2	2	2	10				
Indústria							0	0	0	0	0	0				
Volume ano	mil m³						9	28	46	64	82	229				
Doméstico							8	23	39	54	68	192				
Terciário							1	4	7	10	14	37				
Indústria							0	0	0	0	0	0				
Instalações de GN infraestruturadas	#	526	722	367	130	50	49	48	47	47	47	238				
Conversão		526	722	367	102	35	34	33	32	32	32	163				
Reconversão		0	0	0	28	15	15	15	15	15	15	75				
Rede	km	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1				
Ramais	#	89	79	31	44	13	12	12	12	12	12	60				
Indicadores Operacionais:																
Pontos Abastecimento Ano	#	716	834	569	285	102	101	100	99	99	99	498				
BP <		716	834	568	284	101	101	100	99	99	99	498				
BP >		0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0				
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Rescisões	#	-413	-537	-462	-120	-13	-13	-13	-13	-13	-14	-66				
BP <		-413	-539	-461	-118	-13	-13	-13	-13	-13	-14	-66				
BP >		0	2	-1	-2	0	0	0	0	0	0	0				
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Pontos Abastecimento Acumulados	#	5.685	5.982	6.089	6.254	6.343	6.431	6.518	6.604	6.690	6.775	6.775				
BP <		5.675	5.970	6.077	6.243	6.331	6.419	6.506	6.592	6.678	6.763	6.763				
BP >		10	12	12	11	12	12	12	12	12	12	12				
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Pontos Abastecimento Médios	#	5.685	5.834	6.036	6.172	6.299	6.387	6.475	6.561	6.647	6.733	6.733				
BP <		5.675	5.823	6.024	6.160	6.287	6.375	6.463	6.549	6.635	6.721	6.721				
BP >		10	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12				
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Consumo Médio	MWh /Pa	4,6	4,8	4,6	4,6	4,5	4,6	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4				
BP <		2,2	2,2	2,125	2,141	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1				
BP >		1.365,6	1.388,7	1.246,1	1.341,4	1.293,8	1.293,8	1.293,8	1.293,8	1.293,8	1.293,8	1.293,8				
MP		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
Volume adicional	MWh						108	322	535	746	957					
BP <							108	322	535	746	957					
BP >							0	0	0	0	0					
MP							0	0	0	0	0					
Volume total	MWh	26.004	28.177	27.755	28.614	28.295	29.130	29.317	29.501	29.684	29.867					
BP <		12.347	12.900	12.801	13.187	13.417	13.605	13.792	13.976	14.159	14.342					
BP >		13.656	15.276	14.953	15.426	14.878	15.525	15.525	15.525	15.525	15.525					
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					

OLHÃO	Unid	Real					PDIRD 2017-2021						
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021	
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	465	298	146	379	475	471	466	461	461	461	464	
Mts Rede Sec / Cliente	metros	3	1	1	2	3	3	3	3	3	3	3	
Clientes / km rede	#	366,6	1.142,5	1.361,2	653,7	340,0	343,5	347,2	351,1	351,1	351,1	348,7	
Clientes / Ramal	#	8,04	10,56	18,35	6,48	8,16	8,24	8,33	8,43	8,43	8,43	8,37	
Custo unit RS (€/m)	€	47,8	60,1	58,2	42,1	47,2	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	48	
Custo unit Ramal (€)	€	254	258	280	348	374	374	374	374	374	374	374	
Custo unit infraestruturação (€)	€	368	228	117	525	489	488	487	486	486	486	486	
Conversão	€	329	200	88	578	554	554	555	555	555	555	555	
Reconversão	€	0	0	0	329	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	102	62	32	82	106	103	103	103	103	104	104	

Avaliação		2017	2018	2019	2020	2021	2022 *	2023	2024	2025	2026	2027
TOTEX (b)	m€	7	13	19	26	32	31	31	31	31	31	31
Proveito Recuperado (a)	m€	4	12	20	27	35	39	39	39	39	39	39
Margem tarifa	%						24%	24%	24%	24%	24%	24%
$\Delta = (a) - (b)$	m€	-3	-1	0	2	3	8	8	8	8	8	8
Acumulado	m€	-3	-4	-4	-2	2	9	9	9	9	9	9



PORTIMÃO	Unid	Real										PDIRD 2017-2021				
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021				
Investimento Desenvolvimento Negócio		460	461	347	178	222	217	213	208	208	208	208	1.055			
Rede	m€	188	161	109	65	70	70	70	68	68	68	68	345			
Ramais	m€	29	22	16	22	24	23	22	22	22	22	22	114			
Infraestruturação / clientes	m€	198	239	196	78	113	108	105	103	103	103	103	521			
Conversão		101	42	65	59	62	59	56	54	54	54	54	277			
Reconversão		96	197	132	19	51	49	49	49	49	49	49	245			
Segmento Novo	m€	3	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0			
Contadores / cadeias medida	m€	41	39	25	9	16	15	15	15	15	15	15	75			
Equipamento	m€	41	32	10	2	7	6	6	6	6	6	6	31			
Montagem		0	7	15	7	9	9	9	9	9	9	9	44			
Agregados físicos do DN:																
Clientes	#						320	315	310	310	310	310	1.565			
Doméstico							320	315	310	310	310	310	1.565			
Terciário							0	0	0	0	0	0	0			
Indústria							0	0	0	0	0	0	0			
Volume ano	mil m³						29	85	141	196	252	252	703			
Doméstico							29	85	141	196	252	252	703			
Terciário							0	0	0	0	0	0	0			
Indústria							0	0	0	0	0	0	0			
Instalações de GN infraestruturadas	#						250	245	240	240	240	240	1.215			
Conversão		466	340	303	190	260	105	100	95	95	95	95	490			
Reconversão		0	0	0	82	150	145	145	145	145	145	145	725			
Rede	km						1	1	1	1	1	1	7			
Ramais	#	109	87	57	53	65	63	61	60	60	60	60	304			
Indicadores Operacionais:																
Pontos Abastecimento Ano	#	597	421	388	180	330	320	315	310	310	310	310	1.565			
BP <		597	419	388	180	330	320	315	310	310	310	310	1.565			
BP >		0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Rescisões	#	-146	200	94	100	-21	-21	-22	-23	-23	-24	-24	-113			
BP <		-148	202	97	98	-21	-21	-22	-23	-23	-24	-24	-113			
BP >		2	-2	-3	2	0	0	0	0	0	0	0	0			
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Pontos Abastecimento Acumulados	#	8.750	9.371	9.853	10.133	10.442	10.741	11.034	11.321	11.608	11.894	11.894	11.894			
BP <		8.718	9.339	9.824	10.102	10.411	10.710	11.003	11.290	11.577	11.863	11.863	11.863			
BP >		31	31	28	30	30	30	30	30	30	30	30	30			
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Pontos Abastecimento Médios	#	8.750	9.061	9.612	9.993	10.288	10.591	10.887	11.177	11.464	11.751	11.751	11.751			
BP <		8.718	9.029	9.582	9.963	10.257	10.560	10.856	11.146	11.433	11.720	11.720	11.720			
BP >		31	31	30	29	30	30	30	30	30	30	30	30			
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Consumo Médio	MWh /Pa	4,5	5,4	5,8	5,4	5,0	4,9	4,8	4,7	4,7	4,6	4,6	4,6			
BP <		2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1			
BP >		666,4	959,7	811,4	487,9	487,9	487,9	487,9	487,9	487,9	487,9	487,9	487,9			
MP		0,0	0,0	11,649,5	18,506,0	15,077,8	15,077,8	15,077,8	15,077,8	15,077,8	15,077,8	15,077,8	15,077,8			
Volume adicional	MWh						333	995	1.646	2.292	2.938	2.938	2.938			
BP <							333	995	1.646	2.292	2.938	2.938	2.938			
BP >							0	0	0	0	0	0	0			
MP							0	0	0	0	0	0	0			
Volume total	MWh	39.390	49.248	55.371	53.603	51.088	51.722	52.338	52.943	53.541	54.138	54.138	54.138			
BP <		18.731	19.496	19.784	20.949	21.375	22.008	22.624	23.229	23.827	24.424	24.424	24.424			
BP >		20.659	29.752	23.937	14.148	14.636	14.636	14.636	14.636	14.636	14.636	14.636	14.636			
MP		0	0	11.649	18.506	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078	15.078			

PORTIMÃO	Unid	Real					PDIRD 2017-2021					
		2012	2013	2014	2015	2016 (prev)	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Metas de eficiência:												
Inv DN / Cliente	€	770	1.094	893	986	674	677	672	672	672	672	674
Mts Rede Sec / Cliente	mts	7	8	6	9	4	5	5	5	5	5	5
Cientes / km rede	#	151,3	126,2	157,9	110,8	223,9	217,7	214,3	215,3	215,3	215,3	215,6
Cientes / Ramal	#	5,48	4,84	6,81	3,40	5,08	5,12	5,14	5,17	5,17	5,17	5,15
Custo unit RS (€/m)	€	47,7	48,2	44,5	39,9	47,2	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	48
Custo unit Ramal (€)	€	267	256	278	417	374	374	374	374	374	374	374
Custo unit infraestruturação (€)	€	425	703	647	413	434	433	430	427	427	427	429
Conversão	€	218	124	213	547	565	565	564	564	564	564	564
Reconversão	€	0	0	0	237	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	171	201	155	184	136	139	141	142	144	146	146
Avaliação												
TOTEX (b)	m€						27	53	78	103	128	126
Proveito Recuperado (a)	m€						12	36	60	84	108	119
Margem tarifa	%						-14	-17	-18	-19	-20	-5%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						-14	-31	-49	-68	-88	-6
Acumulado	m€											-95
												2.022

