

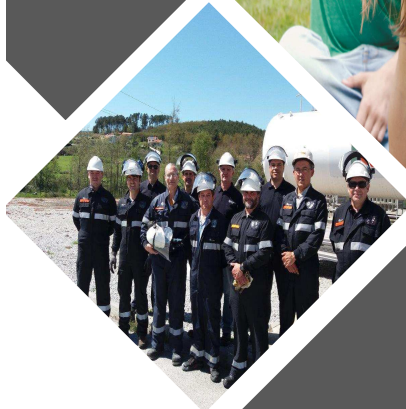
# Medigás

## PDIRD-GN

Plano de Desenvolvimento e  
Investimento da Rede de  
Distribuição de Gás Natural



2019-2023



distribuição  
gás natural



# Índice

<b>01. SIGLAS E DEFINIÇÕES .....</b>	<b>3</b>
<b>02. SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO.....</b>	<b>9</b>
02.1 Enquadramento legislativo do PDIRD-GN .....	13
02.2 Distribuição de GN em Portugal .....	15
02.3 Caracterização da atividade de distribuição de GN .....	16
02.4 Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN .....	18
02.5 Acompanhamento do PDIRD-GN (2017-2021) .....	21
<b>03. CARATERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GN .....</b>	<b>23</b>
03.1 Implantação e cobertura geográfica .....	25
03.2 Dados históricos da Licença.....	27
<b>04. CONTEXTO GEOGRÁFICO E CONJUNTURA SOCIOECONÓMICA.....</b>	<b>31</b>
04.1 Distribuição GN no contexto Europeu.....	33
04.2 Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa .....	34
04.3 Contexto regional da licença.....	37
<b>05. ENQUADRAMENTO DA GESTÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO .....</b>	<b>41</b>
05.1 Tipologia de projetos de investimento.....	44
05.2 Projetos de investimento em DN  Ligação de novos PA .....	45
05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes .....	48
05.4 Projetos de investimento em outras atividades .....	48
<b>06. PREVISÃO DE CONSUMOS DE GÁS NATURAL .....</b>	<b>49</b>
06.1 Evolução de consumidores .....	52
06.2 Pressupostos da procura de GN .....	53
06.3 Projeção de consumos .....	57
<b>07. PLANO DE INVESTIMENTO .....</b>	<b>59</b>
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento .....	61
07.2 Caracterização do plano de investimento.....	62
07.2.1 Investimento em desenvolvimento de negócio  projeto de ligação de novos PA.....	64
07.2.2 Investimento em infraestruturas existentes de distribuição .....	66
07.2.3 Investimento em outras atividades.....	67

07.3 Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto .....69

07.4 Avaliação do investimento.....81

07.4.1 Evolução dos principais indicadores .....82

07.4.2. Avaliação global do impacto do plano .....87

07.4.3 Análise Individual por projeto de DN de cada concelho.....91

**08 ANEXOS .....95**

# 01. Siglas e definições



*“O gás natural é uma energia produzida pela natureza e é um combustível fóssil com uma queima mais limpa. Deste modo confere às empresas que o utilizam a vantagens de corresponder às normativas ambientais mais exigentes, bem como de projetar para o mercado uma imagem positiva de respeito pelo ambiente.”*

AdC	Autoridade da Concorrência
Ano cruzeiro	Ano em que todos os novos consumidores ligados no âmbito do plano de investimento têm um ano completo de consumo
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BP	Baixa Pressão – pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar.
BP<	Baixa Pressão com consumo inferior a 10 mil m <sup>3</sup> (n)
BP>	Baixa Pressão com consumo superior a 10 mil m <sup>3</sup> (n)
CAPEX	Capital Expenditures (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício
CIP	Confederação Empresarial de Portugal
Cliente de GN	Pessoa singular ou coletiva que compra gás natural para consumo próprio
Consumidor	O cliente final de gás natural
Conversão	Operação que consiste em dotar com uma instalação de gás os edifícios já existentes.
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CURr	Comercializadora de Último Recurso Retalhista
DECO	Associação Portuguesa para a Defesa Do Consumidor
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DN	Desenvolvimento de Negócio
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FBCF	Formação Bruta de Capital Fixo
FMI	Fundo Monetário Internacional
GGND	Galp Gás Natural Distribuição (holding detentora e responsável pela gestão dos Operadores de Distribuição LisboaGás, Lusitaniagás, Setgás, Beiragás, Duriensegás, Medigás Dianagás e Paxgás)
GN	Gás Natural
GRMS	Gas Regulating and Metering Station
GWh	Gigawatt hora
INE	Instituto Nacional de Estatística
Instalação de GN	Instalação privada a jusante da RPGN para uso de 1 ou mais clientes finais.

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.
Km	Quilómetros
m€	mil euros
M€	Milhões de euros
MP	Média Pressão - pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar.
mts	Metros
MWh	Megawatt hora
OPEX	Operational Expenditure (despesas operacionais)
ORD	Operador de Redes de Distribuição de GN
ORT	Operador de rede de Transporte
PA	Ponto de Abastecimento
PDIRGN	Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
PDIRD-GN	Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural
PIB	Produto Interno Bruto
PPC	Paridade Poder de Compra
PRM	Posto de Regulação e Medida.
RAB	Regulatory Asset Base (Base de Ativos Regulada para efeitos tarifários)
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.
RARII	Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do GN
Rede de distribuição de GN	Sistema constituído por tubagens, válvulas, acessórios e equipamentos que assegura a distribuição de gás natural.
Reconversão	Operação de adaptação de instalações de gás já existentes de uma família de gases para outra.
RoR	Rate of Return
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL

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).
RPGN	Rede Pública de GN
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais do Setor do GN
RS	Rede de distribuição Secundária - Parte de rede de distribuição de GN de pressão máxima de serviço inferior a 4 bar (BP).
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SLA	Service Level Agreement
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TOTEX	CAPEX + OPEX
TPE	Trabalhos para a própria empresa
UAG	Unidade Autónoma de GNL
URD	Uso da Rede de Distribuição
UTR	Unidade Terminal Remota
WACC	Weighted Average Cost of Capital

## 02. Sumário executivo e enquadramento



*“É com satisfação que verificamos uma melhoria significativa na qualidade deste Plano.”*

*(Fonte: Deco - comentário ao PDIRD-GN2017-2021)*



O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural da Duriensegás, para o quinquénio 2019-2023, enquadra-se na continuidade da evolução sustentada da sua atividade e reflete as orientações estratégicas que a empresa tem seguido para consolidar o projeto de distribuição de GN na sua área de licença, nas melhores condições de segurança e de qualidade de serviço e garantindo o cumprimento cabal das obrigações previstas no contrato de licença, na legislação específica e nos regulamentos aplicáveis ao setor, bem como contribuindo para a competitividade do GN e a sustentabilidade do mercado de GN em Portugal.

A gestão de investimento constitui-se como uma parte integrante e interligada às outras dimensões da gestão da atividade de distribuição do ORD. Desta forma, seria desajustado apresentar o plano de investimento sem uma exposição clara do seu enquadramento. Consequentemente, será redutor apreciar o plano de investimento sem perceber o seu contexto nas diversas dimensões que o condicionam, nomeadamente:

- ◊ As obrigações que decorrem do contrato de licença, da legislação específica e dos regulamentos aplicáveis ao setor;
- ◊ As características e o estado do mercado de GN em Portugal;
- ◊ A organização do setor e a cadeia de valor do GN;
- ◊ O modelo de regulação da atividade de distribuição;
- ◊ Os princípios orientadores de suporte ao plano de investimento;
- ◊ O papel e responsabilidade do ORD na promoção do GN;
- ◊ O contexto concorrencial do setor de energia;
- ◊ A interligação das atividades de investimento com as atividades de exploração da distribuição de GN.

Considerando a diversidade de *stakeholders*, ao longo do documento estas várias dimensões foram desenvolvidas para permitir facilitar a compreensão das premissas que suportam o plano de investimento.

Face ao anterior PDIRD-GN a Medigás elaborou esta proposta para o período 2019-2023, tendo em consideração a evolução do enquadramento

regulamentar, as recomendações da DGEG e os pareceres da ERSE e do Operador da RNTGN bem como as apreciações do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE e as contribuições das demais entidades que participaram na consulta pública às propostas de PDIRD-GN 2017-2021, nomeadamente a Autoridade da Concorrência, a CIP e a DECO.

Foram unânimes as reações positivas quanto à evolução do PDIRD-GN 2017-2021 face ao PDIRD-GN anterior referente ao período 2015-2019, merecendo particular destaque a melhoria qualitativa dos planos e a harmonização das propostas entre todos os ORDs.

A ERSE<sup>1</sup> destacou as seguintes melhorias significativas de conteúdo:

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

---

<sup>1</sup> Parecer às propostas de planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás natural para o período 2017-2021 (PDIRD-GN 2016), junho 2017

Adicionalmente às melhorias destacadas, foi notado que os ORDs podiam ainda incorporar alguns melhoramentos, nomeadamente quanto à quantificação dos benefícios associados aos novos projetos de investimento.

A presente proposta, além do aperfeiçoamento dos aspetos positivos destacados pela ERSE, já incorpora as recomendações de melhorias mencionadas. Indo ao encontro da metodologia da ERSE, foram igualmente ajustados os cenários de procura para a avaliação do impacto tarifário do plano de investimento.

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

**Quadro 1**

<b>Investimento</b> (m€)	<b>PDIRD-GN 2017-2021</b>		<b>PDIRD-GN 2019-2023</b>		<b>Varição</b>	
Investimento DN - Ligação de clientes	2.308	83%	2.311	74%	3	0%
Outros Investimentos em Infraestruturas	316	11%	336	11%	20	6%
Investimento em Outras Atividades	151	5%	477	15%	326	215%
<b>Total</b>	<b>2.776</b>	<b>100%</b>	<b>3.123</b>	<b>100%</b>	<b>348</b>	<b>13%</b>

O investimento para o próximo quinquénio é superior ao anterior PDIRD-GN para o período 2017-2021, em cerca de 348m€, o que representa um acréscimo anual de apenas 70m€.

Verifica-se um acréscimo do “Investimento em Outras Atividades” o que se deve à necessidade de investimento em sistemas de informação, renovação de contadores, *upgrade* da base cartográfica, renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa e TPE’s.

## 02.1 Enquadramento legislativo do PDIRD-GN

A proposta de PDIRD-GN 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-GN. Este deve basear-se na caracterização técnica das redes e na oferta e procura, atuais e

previstas, aferidas com base na análise do mercado, e que devem estar coordenados com o PDIRGN e ter em conta o objetivo de facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura.

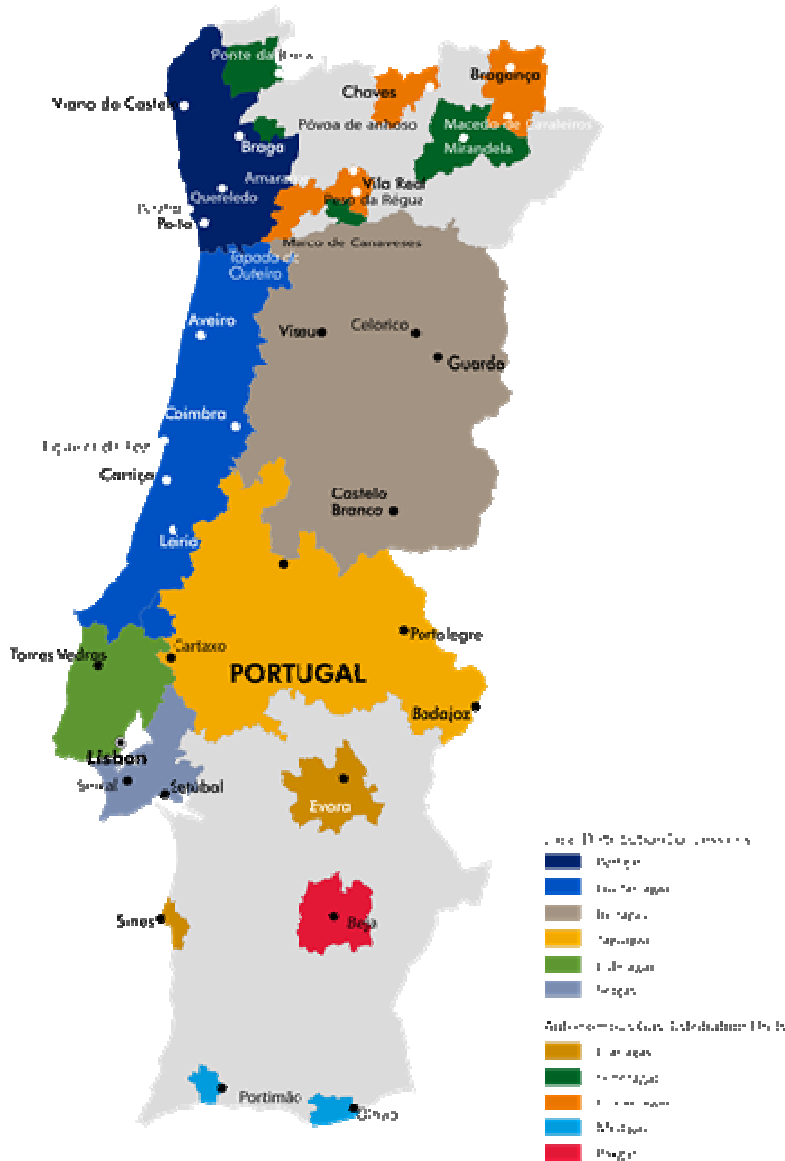
Os ORDs devem apresentar a sua proposta de PDIRD-GN à DGEG até ao final de abril de cada ano par.

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

- ◊ **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.

## 02.2 Distribuição de GN em Portugal

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



Estas empresas podem ser agrupadas em 3 grupos de acordo com as suas especificidades e o ano de início da atividade de distribuição.

- 4 empresas com atividade de ORD que formalizaram as suas concessões no ano de 1993: Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás. Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás pertencem ao grupo GGND.

2 empresas integradas (ORD + CURr) que iniciaram a concessão em 1998: Beiragás e Tagusgás.

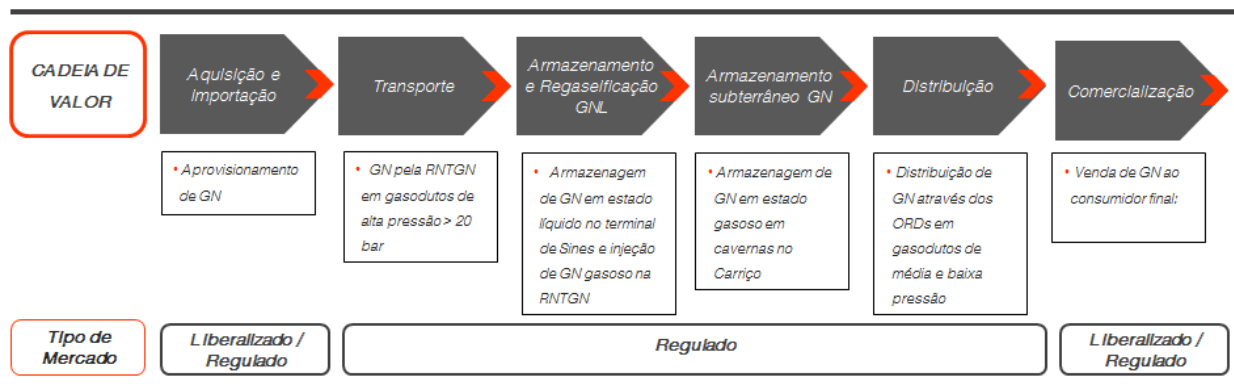
A Beiragás pertence ao grupo GGND.

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: Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.

Dianagás, Duriensegás, Medigás e Paxgás pertencem ao grupo GGND.

O grupo GGND tem uma experiência própria e única por ter a responsabilidade de gestão de 8 ORDs, facto que lhe confere um conhecimento profundo de todas as realidades e especificidades inerentes aos 3 grupos de operadores referidos.

A atividade de distribuição é uma atividade regulada da cadeia de valor do GN em Portugal. Cada ORD atua numa área geográfica exclusiva com base num contrato de concessão ou licença.



### 02.3 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 em regime de licença para a distribuição de GN.

A licença tem por objeto a atividade de distribuição de gás natural, exercida em regime de serviço público, na área de geográfica 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 licença, bem como, 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 licença.

A Concessionária 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**.

A Concessionária 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 licença, efetuando para tanto **as reparações, renovações, adaptações e modernizações** necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

## 02.4 Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN

A proposta de PDIRD-GN está enquadrada nas preocupações da empresa:

- ◊ Em garantir o cumprimento das obrigações atribuídas ao ORD e mencionadas no ponto anterior;
- ◊ Em contribuir para a sustentabilidade do sistema de distribuição, do sistema tarifário, da competitividade e da própria sustentabilidade do mercado de GN.

Para a Medigás o planeamento de investimento está orientado pela racionalidade económica num contexto de preocupação da sustentabilidade do sistema considerando todas as variáveis que condicionam o nível das tarifas e a competitividade da distribuição de GN:

- ◊ Custos;
- ◊ RAB e taxas de remuneração;
- ◊ Pontos de consumo e volume de GN;
- ◊ Qualidade de serviço e satisfação dos consumidores de GN;
- ◊ Segurança de pessoas e bens;
- ◊ Segurança de abastecimento;
- ◊ Sinergias da organização na gestão das atividades de investimento e de exploração.

O modelo de regulação dos proveitos da atividade de distribuição baseia-se num modelo misto que combina uma metodologia do tipo *price cap* no OPEX (custos de exploração) e do tipo *rate of return* no CAPEX (custos de investimento, inclui o valor das amortizações e depreciação do ativo fixo em exploração e a sua remuneração).

O sistema tarifário regulado estabelece o princípio da uniformidade nas tarifas de acesso à rede de distribuição aplicadas a todos os clientes do SNGN pelo que as eventuais diferenças nas estratégias de escolha e planeamento de cada ORD, terão impactes diferenciados nos preços finais do GN.

O ORD tem um papel fundamental na sustentabilidade do mercado de GN, o que lhe confere uma responsabilidade inequívoca na promoção do GN e na gestão de custos e de investimento que constituem a base de definição das tarifas de uso da rede de distribuição, contribuindo para a competitividade do GN e da sua própria sustentabilidade.



O modelo do setor do GN leva os ORDs a assumir um papel ativo na promoção do GN e das suas utilizações domésticas (cozinhar, aquecimento de águas e do ambiente) mas também industriais, para incrementar o nível de procura do GN e desta forma contribuir positivamente para o nível das tarifas.

Desta orientação resulta um plano de investimento com valores estáveis ao longo dos anos e um nível bastante moderado<sup>2</sup> que permite acomodar os seus impactes nas tarifas, tendo em consideração a evolução do valor do RAB e do comportamento da procura de GN para efeito de consumo doméstico ou industrial.

Para o determinado nível estável de investimento, a escolha dos projetos tem subjacente o equilíbrio entre investimento em DN (de expansão) e os outros investimentos, a cobertura geográfica, o potencial de consumo, o estado e desempenho dos ativos em serviço, as obrigações legais e regulamentares e o grau de criticidade de novas necessidades para assegurar, por um lado, a manutenção das sinergias de custos das operações de manutenção, dos serviços técnicos e do sistema de piquete de emergência para um período mais duradouro possível, e por outro os objetivos definidos para o plano.

A definição de um esforço anual de investimento menor que a redução anual do RAB induzido pelo valor das amortizações do ativo, não permite a reposição da base dos ativos remunerados e conseqüentemente contribui para a redução da tarifa de acesso às redes de distribuição.

Os objetivos do plano consistem em assegurar as melhores condições técnicas e económicas da atividade de distribuição de GN, conforme previsto no contrato de licença, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da área da licença 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 RRC<sup>3</sup>, no capítulo sobre as ligações às redes que define que os ORDs, dentro das suas áreas de licença, 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 m<sup>3</sup> (n).

---

<sup>2</sup> Tomando em consideração a redução anual do RAB

<sup>3</sup> Artigo 165º do RRC republicado em abril de 2018

- Das instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m<sup>3</sup> (n), desde que os mesmos se situem dentro da área de influência da rede de distribuição.

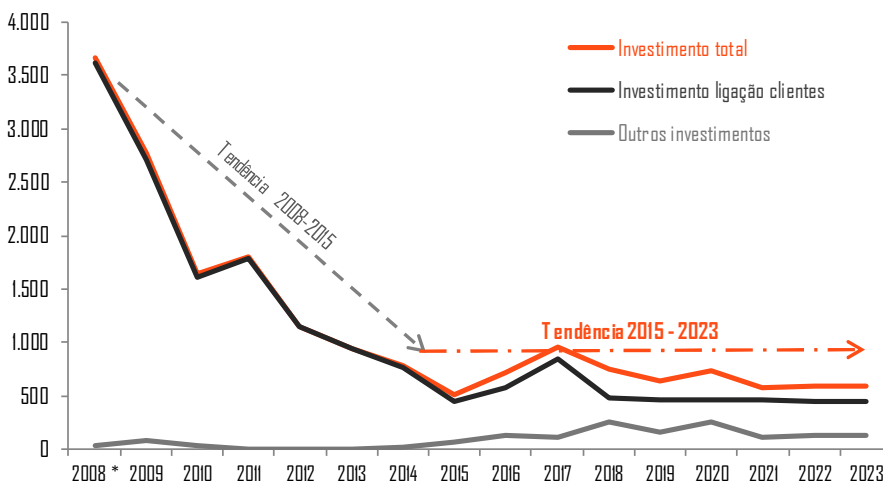
Neste contexto, o montante anual de investimento proposto não está totalmente condicionado pelo nível de maturidade da cobertura de mercado, mas antes ponderado e orientado por uma gestão responsável na distribuição do esforço de investimento por um horizonte temporal mais adequado ao sistema de oneração das tarifas.

Este esforço de nivelamento do investimento anual favorece igualmente a estabilidade de todas as empresas envolvidas, nomeadamente quanto à manutenção de postos de trabalho locais relacionados com as atividades que suportam o investimento do ORD.

O investimento programado da Medigás, em termos gerais, após uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período de 2008-2015, caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os **0,7 M€** para o período 2015-2023, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **3,7 M€**, ou seja, menos 82% do esforço de investimento anual.

Gráfico 1

Investimento (mil €)



\* ano de assinatura dos atuais contratos de concessão início do novo enquadramento legislativo ("unbundling das atividades")

## 02.5 Acompanhamento do PDIRD-GN (2017-2021)

### Quadro 2

<b>Síntese do Investimento 2017</b> (m€)	<b>Real</b>	<b>PDIRD-GN</b>	<b>Variação</b>	
Investimento DN - Ligação de clientes	848	475	372	78%
Outros Investimentos em Infraestruturas	88	32	56	176%
Investimento em Outras Atividades	25	33	-8	-25%
<b>Total</b>	<b>961</b>	<b>541</b>	<b>420</b>	<b>78%</b>

Informação detalhada em anexo

Estando concluído o primeiro ano do plano 2017-2021 apresenta-se no quadro acima o nível de concretização financeira verificado em 2017.

A empresa realizou mais 78% de investimento face ao previsto devido aos bons resultados da atividade comercial, que permitiu ligar mais 25% de novos locais de consumo que o previsto no anterior PDIRD-GN.

### Quadro 3

<b>Realização Física</b>	<b>Real</b>	<b>PDIRD-GN</b>	<b>Variação</b>	
PA ligados no ano	837	667	170	25%
PA totais	22.524	21.995	529	2%
Volume total (MWh)	107.083	101.445	5.639	6%

De referir ainda que face à projeção de volumes que serviu para a avaliação dos impactes na tarifa e plano de investimento, em 2017 atingiu-se 107 GWh, o que representa um desvio favorável face ao PDIRD-GN. Esse comportamento deve-se à boa performance registada no segmento industrial (MP), que compensou o registo negativo dos outros segmentos, cujo acréscimo de novos clientes não foi suficiente para compensar o menor consumo médio verificado, especialmente devido às condições climatéricas, que levaram a uma menor procura de GN.

No anexo 08.1 consta informação detalhada.

### 03. Caracterização das infraestruturas de distribuição de Gás Natural



*“A Concessionária 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.”*

*(Fonte: Contrato de Concessão)*

### 03.1 Implantação e cobertura geográfica

A Licença da Medigás abrange 3 concelhos:

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Faro	203	319	64.560	37.975
Olhão	131	347	45.396	26.225
Portimão	182	305	55.614	46.943



**3** Concelhos com Distribuição de GN em 30 de abril de 2017, **todos abastecidos com GN**

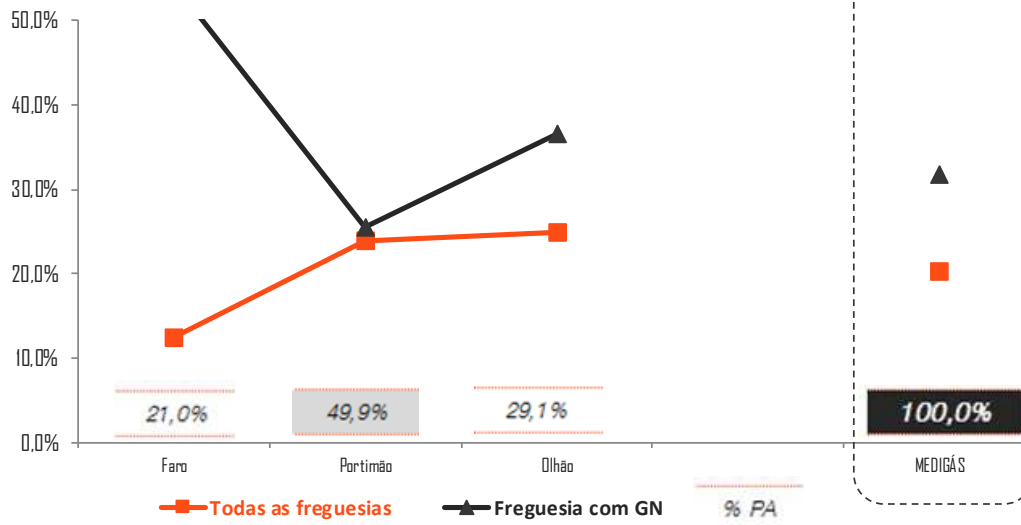
A afetação das GRMSs aos concelhos pressupõe a possibilidade real de passagem de gás dessa GRMS até clientes situados no concelho, ou seja,

existe ligação com gradiente de pressão adequado, ainda que, dado o diâmetro das tubagens instaladas, o fluxo de gás possa ser muito pequeno.

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

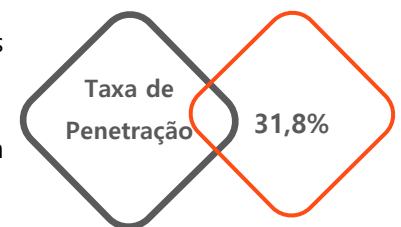
A taxa de cobertura foi apurada com base na informação dos pontos de abastecimento ligados e número de alojamentos familiares<sup>4</sup> existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de GN.

Gráfico 2



Foram consideradas 2 situações:

- ⦿ Taxa apurada considerando todas as freguesias dos concelhos abastecidos ("Todas as freguesias").
- ⦿ Taxa apurada considerando somente as freguesias abastecidas ("Freguesia com GN").



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

<sup>4</sup> Fonte: INE – Censos 2011

## 03.2 Dados históricos da Licença

### Desenvolvimento das infraestruturas de distribuição

O quadro 4 ilustra a cobertura regional das infraestruturas da empresa com a indicação dos pontos de ligação à RNTGN em cada concelho (dados de 2017).

Quadro 4

(unid.)	UAG #	RS kms	Ramais #	Pontos de Abastecimento Ativos #	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG #
Faro	0	69	855	4.736	UAG de Olhão
Olhão	1	80	2.392	6.545	UAG de Olhão
Portimão	1	124	2.207	11.243	UAG de Portimão
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>272</b>	<b>5.454</b>	<b>22.524</b>	

### Investimento Anual

O quadro 5 apresenta o investimento<sup>5</sup> realizado nos 5 anos anteriores à proposta do PDIRD-GN para o quinquénio 2019-2023.

Quadro 5

Investimento (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Investimento DN - Ligação de clientes	761	445	584	848	486
Outros Investimentos em Infraestruturas	0	26	85	88	153
Investimento em Outras Atividades	16	46	46	25	110
<b>Total</b>	<b>777</b>	<b>516</b>	<b>714</b>	<b>961</b>	<b>749</b>

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 6, 7 e 8.

<sup>5</sup> Os valores de 2018 são previsionais

**Quadro 6**

<b>Investimento DN - Ligação de clientes (m€)</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Rede Secundária	245	143	177	443	209
Ramais	39	47	53	54	53
Conversões e reconversões	422	233	308	265	154
Contadores / cadeias medida	55	22	45	86	70
<b>Total</b>	<b>761</b>	<b>445</b>	<b>584</b>	<b>848</b>	<b>486</b>
Novos clientes de GN (#)	1.053	655	949	837	445
Conversões e reconversões (#)	718	494	689	628	357
Rede Secundária (kms)	5	4	4	7	4
Ramais (#)	141	122	149	163	133

**Quadro 7**

<b>Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Rede Primária (construção)	0	0	0	0	0
Rede Primária (outros: PRM, Servidões, ...)	0	0	0	0	0
UAG	0	0	38	51	115
RS - Anelagens e reestruturação	0	26	32	26	32
Rede Secundária - PRP	0	0	0	0	0
Rede Secundária - Outros	0	0	16	11	6
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>26</b>	<b>85</b>	<b>88</b>	<b>153</b>



## Quadro 8

<b>Investimento em Outras Atividades (m€)</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Renovação contadores / redutores	0	13	5	0	3
Sist. Informação	4	7	2	0	49
Edifícios e construções	0	0	0	0	0
Proj. Cadastro	0	0	3	1	2
Equipamento técnico	12	3	4	7	10
Outros	0	23	32	16	46
<b>Total</b>	<b>16</b>	<b>46</b>	<b>46</b>	<b>25</b>	<b>110</b>

 Consumidores ligados|

Os quadros 9 e 10 apresentam os consumidores ligados, respetivamente, por segmento e por perfil de consumo.

## Quadro 9

<b>Pontos de Abastecimento por segmento (#)</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Doméstico	19.486	20.028	20.865	21.687	22.042
Terciário	599	649	716	785	828
Indústria	47	50	50	52	54
<b>Total</b>	<b>20.132</b>	<b>20.727</b>	<b>21.631</b>	<b>22.524</b>	<b>22.924</b>

## Quadro 10

<b>Pontos de Abastecimento por nível de pressão (#)</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
BP<	20.085	20.677	21.595	22.472	22.870
BP>	46	49	35	51	53
MP	1	1	1	1	1
<b>Total</b>	<b>20.132</b>	<b>20.727</b>	<b>21.631</b>	<b>22.524</b>	<b>22.924</b>

 Quantidades de gás distribuídas|

**Quadro 11**

<b>Volumes veiculados por nível de pressão</b> (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	41	43	42	44	48
BP>	47	38	39	41	53
MP	12	19	17	22	22
AP	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>107</b>	<b>122</b>

 Consumos médios por nível de pressão|

**Quadro 12**

<b>Consumo médio por nível de pressão</b> (MWh/PA)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	2,08	2,11	2,00	2,02	2,10
BP>	989,32	800,18	927,17	947,11	1.014,53
MP	11.649,48	18.505,96	17.192,62	21.957,28	21.957,28
<b>Total</b>	<b>5,06</b>	<b>4,87</b>	<b>4,65</b>	<b>4,85</b>	<b>5,38</b>

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

## 04. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica



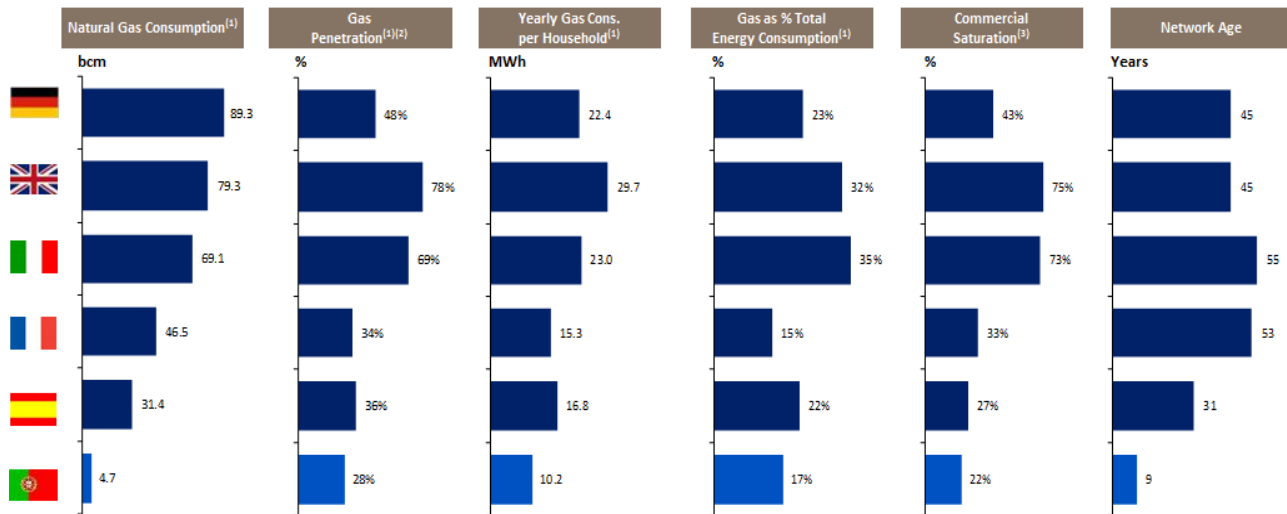
*“O Gás Natural é uma solução energética de referência a nível europeu para os setores terciário e industrial devido aos seus benefícios.”*

### 04.1 Distribuição GN no contexto Europeu

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

- ◉ Apresentar um consumo mais baixo, quer em termos absolutos quer 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 que ainda não atingiu a sua plena capacidade;

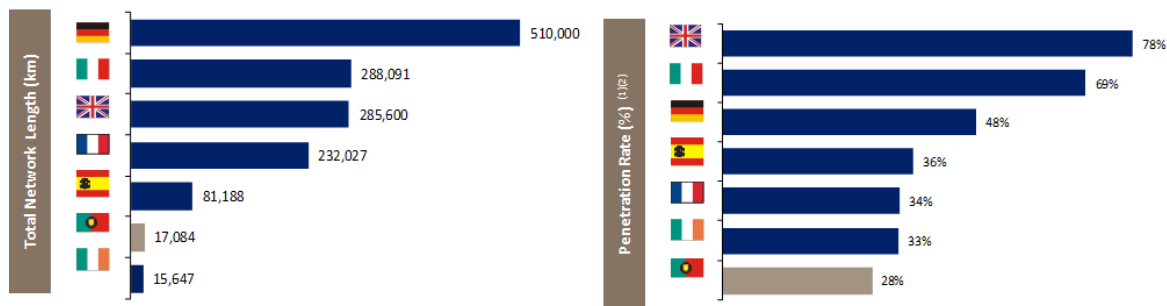
Gráfico 3 – Características e posicionamento do mercado de GN Português



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 householders + 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.

Gráfico 4 – Extensão das redes e taxa de Penetração



Source: Eurogas Statistical report 2014.

Calculated as number of natural gas consumers/(number of householders + number of SME).

Source for households and SMEs : Eurostat.50 anos nos mercados maduros europeus

## 04.2 Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa

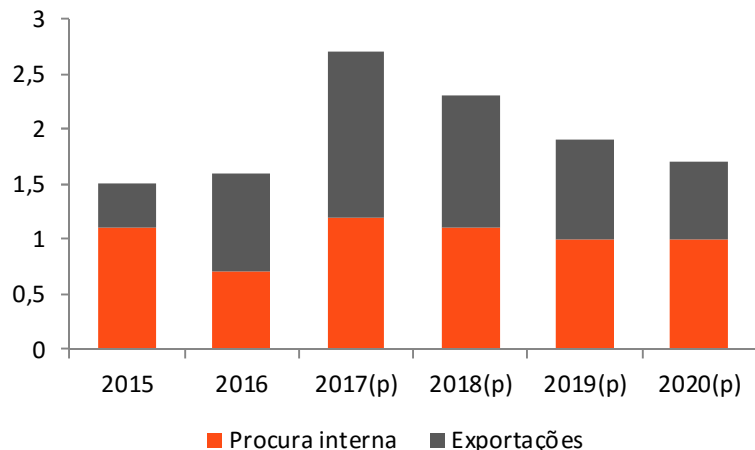
De acordo com as projeções para a Economia Portuguesa do INE e do Banco de Portugal é esperado um desaceleramento moderado da atividade económica.

### ↳ Produto Interno Bruto

De acordo com as atuais projeções o PIB irá desacelerar gradualmente, em 2018 para 2,3%, em 2019 para 1,9% e em 2020 para 1,7%. Contudo, este ritmo de crescimento implica que o PIB recupere o nível anterior à crise internacional prevendo-se que se situe 4% acima desse nível em 2020.

**Gráfico 5**

Contributos líquidos para o crescimento do PIB (em pontos percentuais)



Os indicadores do quadro 13 e anexo 08.2 refletem a recuperação e estabilização da economia Portuguesa.

**Quadro 13**

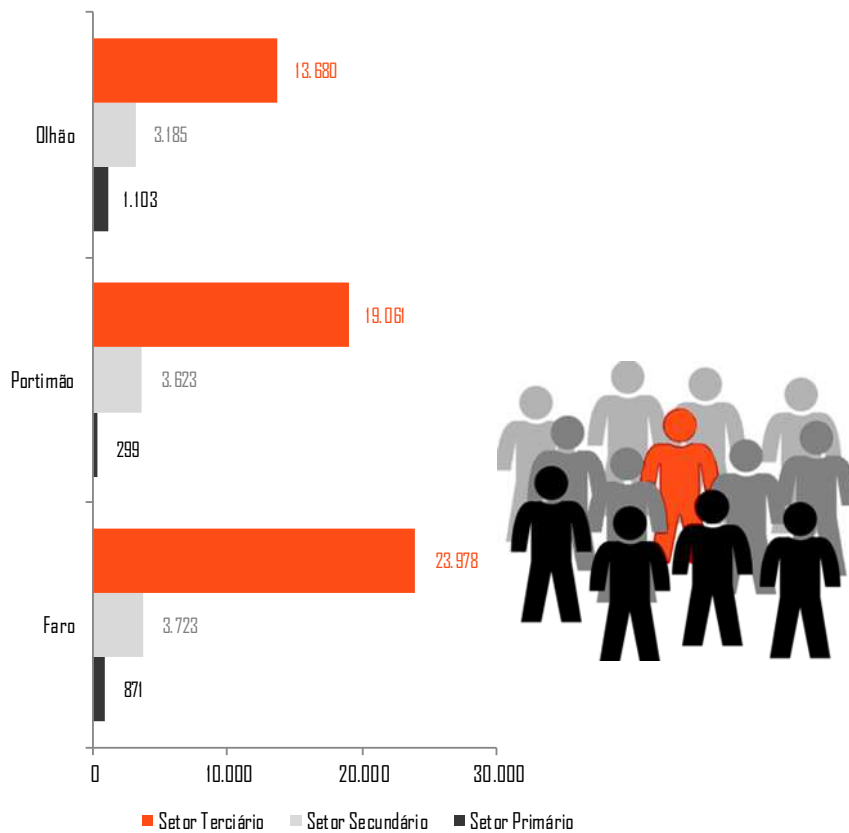
Taxa de variação anual (em %)<sup>10</sup>

	Pesos 2016	BE dezembro de 2017					BE outubro 2017	BE junho 2017		
		2016	2017 <sup>(p)</sup>	2018 <sup>(p)</sup>	2019 <sup>(p)</sup>	2020 <sup>(p)</sup>	2017 <sup>(p)</sup>	2017 <sup>(p)</sup>	2018 <sup>(p)</sup>	2019 <sup>(p)</sup>
Produto Interno Bruto	100	1,50	2,60	2,30	1,90	1,70	2,50	2,50	2,00	1,80
Consumo Privado	66	2,10	2,20	2,10	1,80	1,70	1,90	2,30	1,70	1,70
Consumo Público	18	0,60	0,10	0,60	0,40	0,20	0,30	0,40	0,60	0,30
Formação bruta de capital fixo	15	1,60	8,30	6,10	5,90	5,40	8,00	8,80	5,30	5,50
Procura Interna	99	1,60	2,70	2,50	2,20	2,10	2,50	2,60	2,20	2,10
Exportações	40	4,10	7,70	6,50	5,00	4,10	7,10	9,60	6,80	4,80
Importações	30	4,10	7,50	6,70	5,50	4,80	6,90	9,50	6,90	5,20
Índice harmonizado de preços no consumidor		0,60	1,60	1,50	1,40	1,60	1,60	1,60	1,40	1,50

Emprego

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

Gráfico 6  
População empregada - área de concessão da Medigás



Fonte - Pordata - censos 2011

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de licença da Medigás. Após análise dos dados verificamos que 82% da população presta atividade no setor terciário, 15% presta atividade no setor secundário e apenas 3% da população serve no setor primário da economia.

Investimento

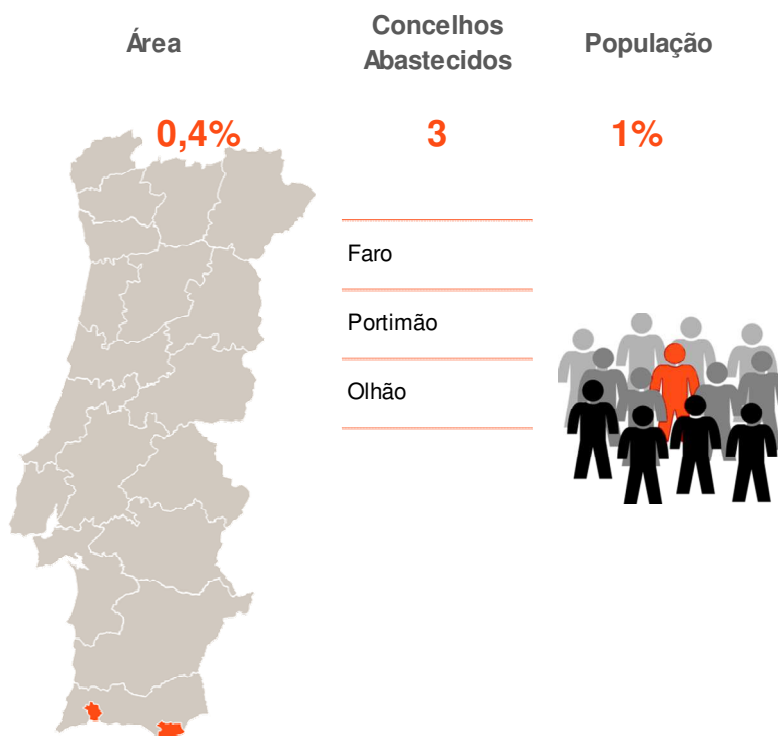
Na sequência da aceleração da FBCF para 8,3%, prevê-se que esta mantenha um ritmo de crescimento significativo, embora progressivamente mais

moderado, ao longo do período de projeção (2018-2020). Espera-se que este crescimento reflita o comportamento da FBCF empresarial e FBCF em habitação. Para 2019 e 2020 as projeções apontam para uma melhoria com crescimento médio anual na ordem dos 5,4% conforme ilustrado no quadro 13.

### 04.3 Contexto regional da licença

A Licença da Medigás abrange 15 concelhos e numa área de 6.188 km<sup>2</sup>, e possui uma população de cerca de 449 mil habitantes, que representa, respetivamente, 29% do território nacional e 2% da população total.

#### Peso da Região no país



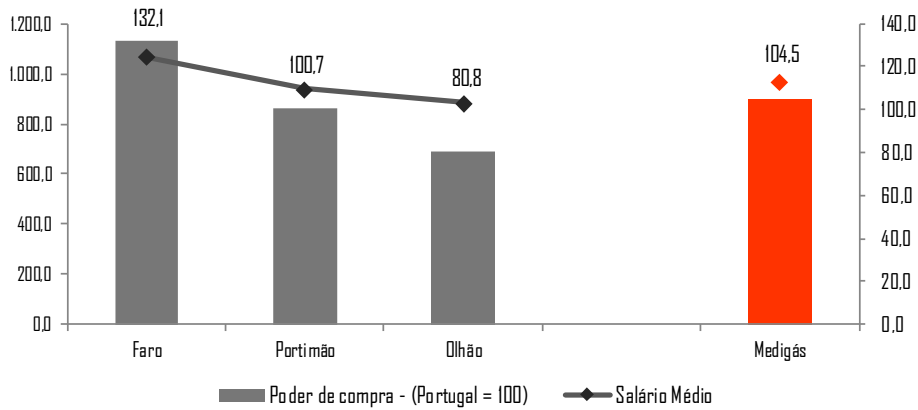
A Medigás é a empresa concessionária para distribuição de gás natural em 3 concelhos do Algarve.

O gráfico 7 apresenta o poder de compra e o salário médio mensal da população trabalhadora por conta de outrem na área de licença da Medigás.



Gráfico 7

Poder de Compra e Salário Médio (€)

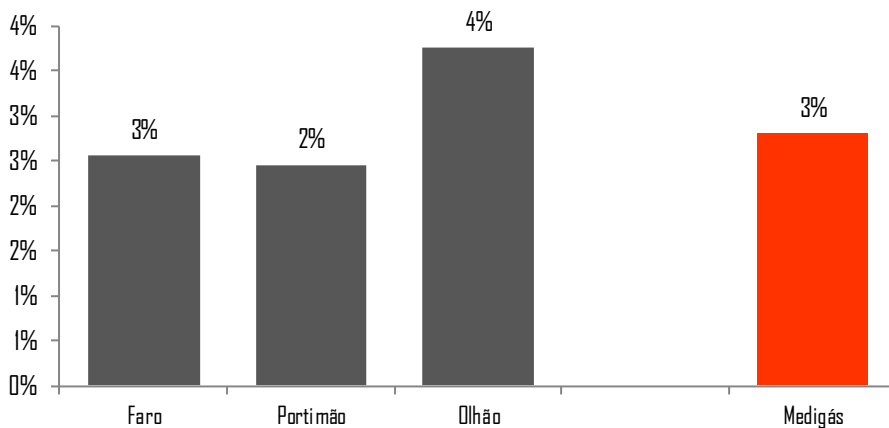


Fonte: Pordata

O gráfico 8 apresenta o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da área licenciada da Medigás. Este tipo de empresas representam uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Medigás. Conforme se pode verificar o concelho de Olhão é o concelho que apresenta um maior peso da indústria transformadora no tecido empresarial de cada concelho, enquanto que o Concelho de Portimão é o que apresenta um menor peso. A área licenciada da Medigás contribui com cerca de 1% da indústria transformadora nacional.

Gráfico 8

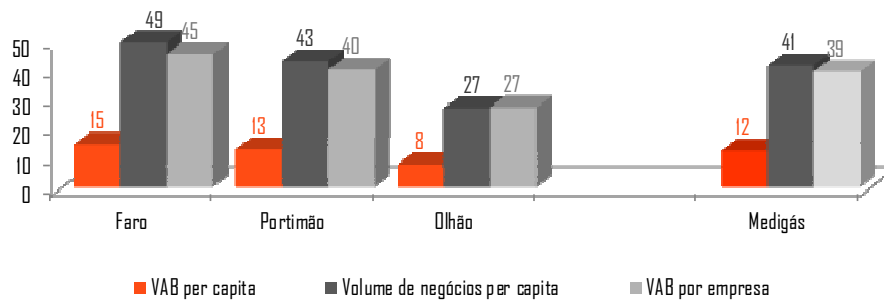
Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)



O gráfico 9 apresenta o Valor Acrescentado Bruto *per capita* empregada, o Valor Acrescentado Bruto por empresa e o Volume de Negócios *per capita* empregada nos concelhos da área licenciada da Medigás. Da análise pode-se concluir que o concelho de Faro é aquele que apresenta os indicadores mais elevados. O concelho de Olhão é o que apresenta os indicadores mais baixos. O VAB produzido na área licenciada da Medigás representa cerca de 1% do VAB nacional.

Gráfico 9

VAB per capita, Volume de Negócios per capita e VAB por empresa (M€)



Fonte: Pordata

### 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 CO<sub>2</sub>,
- ◀ 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 as projeções de consumo alicerçadas em princípios conservadores e de prudência conforme ilustrado nos pontos 6 e 7 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, apurado com base nos valores reais dos últimos 5 anos.

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).

## 05. Enquadramento da gestão de projetos de investimento

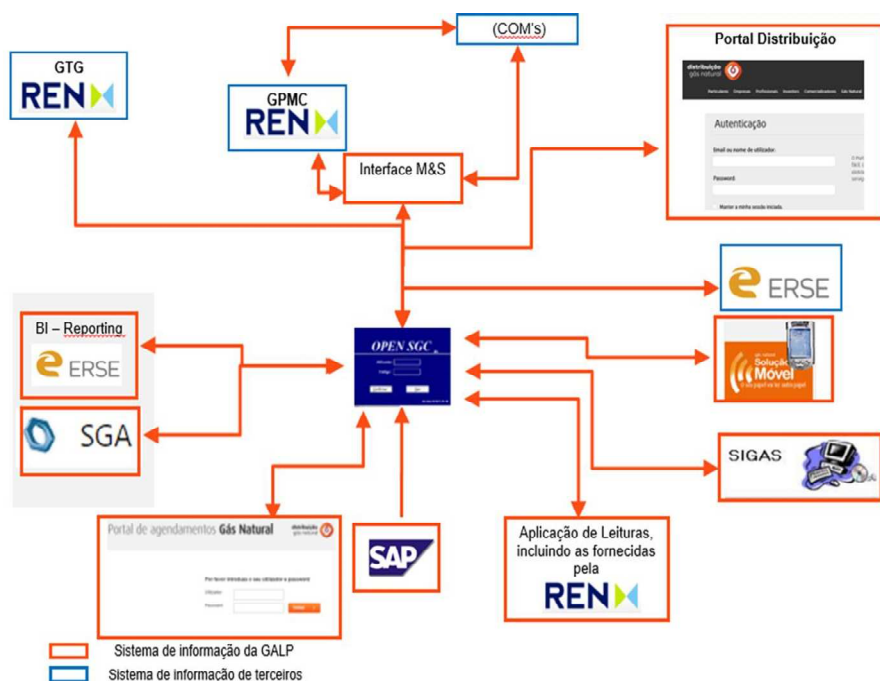


*“A decisão de investimento baseia-se em um racional económico e num contexto de preocupação da sustentabilidade do sistema considerando as variáveis que condicionam o nível das tarifas (custos, investimento, pontos de consumo e volumes de GN).”*

A gestão de projeto de investimento assume um papel importante na organização e baseia-se numa gestão multidisciplinar que integra várias valências de equipas de especialistas. A empresa tem vindo a dotar-se dos meios humanos e tecnológicos que permitem alavancar a eficiência e a qualidade da gestão dos projetos de investimento.

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), Ferramenta de Mobilidade Integrada (Solução Móvel), Portal da Distribuição, Portal de Agendamento, Sigás, SGA-Sistema de Gestão de Ativos e ESRI-Sistema de Cadastro e Georreferenciação.

Esquema integrador de sistemas



A gestão de investimento constitui uma parte integrante e de interligação às outras dimensões da gestão da atividade de distribuição contribuindo para a sustentabilidade do sistema tarifário e da atividade de distribuição de GN através:

- ☞ Da promoção do GN tanto para uso doméstico como industrial;
- ☞ Da definição de um montante anual de investimento moderado, estável e enquadrável com o nível e a evolução do RAB;

- ◉ De um rigoroso planeamento dos projetos que se substancia na definição das prioridades de investimento e na sua adequada calendarização anual;
- ◉ Do equilíbrio entre os investimentos de expansão e os outros investimentos de substituição e renovação de ativos que não estão relacionados com o incremento do volume de GN;
- ◉ Da desejável gestão integrada das atividades de investimento com as atividades de exploração (operação e manutenção das infraestruturas, serviços técnicos nos locais de consumo e sistema de emergência) que permite a obtenção de sinergias com impacte nos custos operacionais.

O próprio modelo de organização está relacionado com as atividades de investimento que permitam a obtenção de elevadas sinergias em termos de custos de operação e manutenção das infraestruturas, dos serviços técnicos aos locais de consumo e do sistema de prevenção e emergência. Por essa razão, tanto a definição do nível de investimento anual como a sua calendarização anual, resultam do balanceamento entre as necessidades de investimento e os seus impactes no sistema tarifário.

Isso leva-nos a uma gestão cuidada de forma à obtenção de sinergias cruciais da atividade de investimento, que permita assegurar os meios técnicos e humanos nas dispersas áreas geográficas da distribuição para a prossecução das obrigações do ORD, em termos das operações de manutenção das infraestruturas de distribuição, das atividades nos locais de consumo bem como do funcionamento adequado e permanente do sistema de prevenção e emergência 24 horas por dia e 365 dias por ano.

## 05.1 Tipologia de projetos de investimento

A atividade de distribuição de GN é tipicamente suportada por 3 grupos de investimento que compõe o ativo fixo da empresa:

- ◉ Investimento em DN| projeto de ligação de novos pontos de consumo

O objetivo do investimento de expansão do mercado de GN consubstancia, quer resulte de pedido de acesso à rede ou da atividade de expansão para a

otimização comercial dos ativos da distribuição, na disponibilização de GN a novos clientes através:

- ◀ Da construção de rede de distribuição e ramais;
- ◀ Da infraestruturização das instalações dos novos consumidores;
- ◀ Da instalação de equipamento de medição em ligação do novo local de consumo.

◀ Investimento em infraestruturas existentes ou outras infraestruturas|

Engloba o investimento em redes de MP para ligação à GRMS em novas áreas de distribuição, construção de UAG, SCADA, renovação de redes e ramais ou de outro ativo da infraestrutura de distribuição, anelagens e reestruturação de redes.

◀ Investimento em outras atividades|

Engloba todo o restante investimento tal como a renovação de contadores, estudos técnicos, sistemas de informação, edifícios, equipamentos de transporte, equipamentos administrativos e ferramentas e utensílios.

## 05.2 Projetos de investimento em 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 GGND tem reforçado a necessidade de assegurar as condições da sua eficiência técnica e económica.

Para reforçar esta prática na atividade de distribuição do grupo GGND, são definidas ao nível do investimento, metas de eficiência económica que suportem a tomada de decisão na escolha de investimento em DN a realizar.

◀ Segmento de mercado com consumo anual inferior a 10 mil m<sup>3</sup>|

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 impacte do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas, os



ORDs do grupo GGND 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 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 da respetiva aprovação, é disponibilizada à força comercial a área para contratação de ligação, posterior construção da rede de distribuição e execução das infraestruturas e ligação dos pontos de consumo.



Além dos gestores de projeto, as diferentes fases do processo envolvem diversas competências (técnicas, comerciais, administrativas, financeiras e de controlo) e 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 contribui ainda para a criação e manutenção de elevado número de postos de trabalho, nomeadamente que requerem qualificações adequadas.



Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído positivamente para a sociedade e a economia nacional<sup>6</sup>.

Para efeitos de avaliação do investimento, destacam-se 2 indicadores que onstituem o referencial para a tomada de decisão e orientação de investimento, em 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, os metros de rede por PA é também tido em consideração em futuras e potenciais extensões da 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 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.
- 🔗 A estrutura do segmento existente (conversão ou reconversão).

🔗 O indicador "**metros de rede / cliente**", além do seu impacte no "investimento DN / Cliente", constitui só por si o indicador operacional de referência, correlacionador da infraestrutura de distribuição com o número

Gráfico 10

Investimento DN / novo cliente ligado (€)

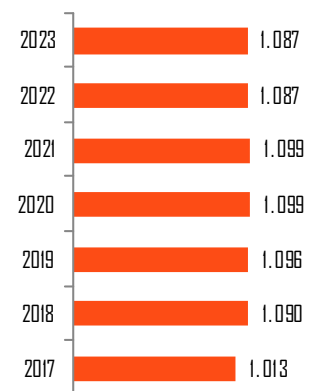
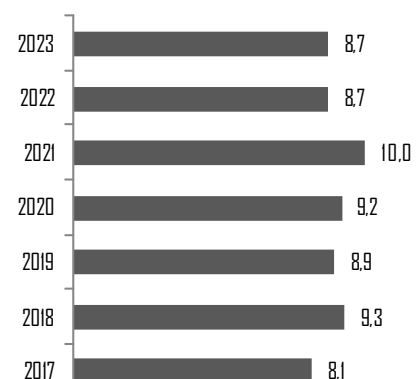


Gráfico 11

Rede / Cliente (mt)



<sup>6</sup> Conforme mencionado no ponto 7.3

de clientes ligados. 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.

#### Mercado industrial e grandes consumidores

O contributo dos grandes consumidores, nomeadamente do setor industrial, é fundamental para a sustentabilidade do sistema tarifário e torna-se imprescindível a criação de condições comerciais que permitam potenciar a prospeção comercial e captar para o SNGN todo o consumo deste segmento de mercado.

### 05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes

O planeamento desta tipologia de investimento baseia-se na racionalidade económica e eficiência operacional dos ativos. Decorrente da informação da gestão da operação e manutenção das infraestruturas de distribuição e dos equipamentos associados são identificadas as oportunidades ou necessidades de intervenção para garantir atempadamente a segurança de abastecimento, a fiabilidade dos equipamentos e o adequado estado de funcionamento destes ativos do sistema de distribuição de GN.

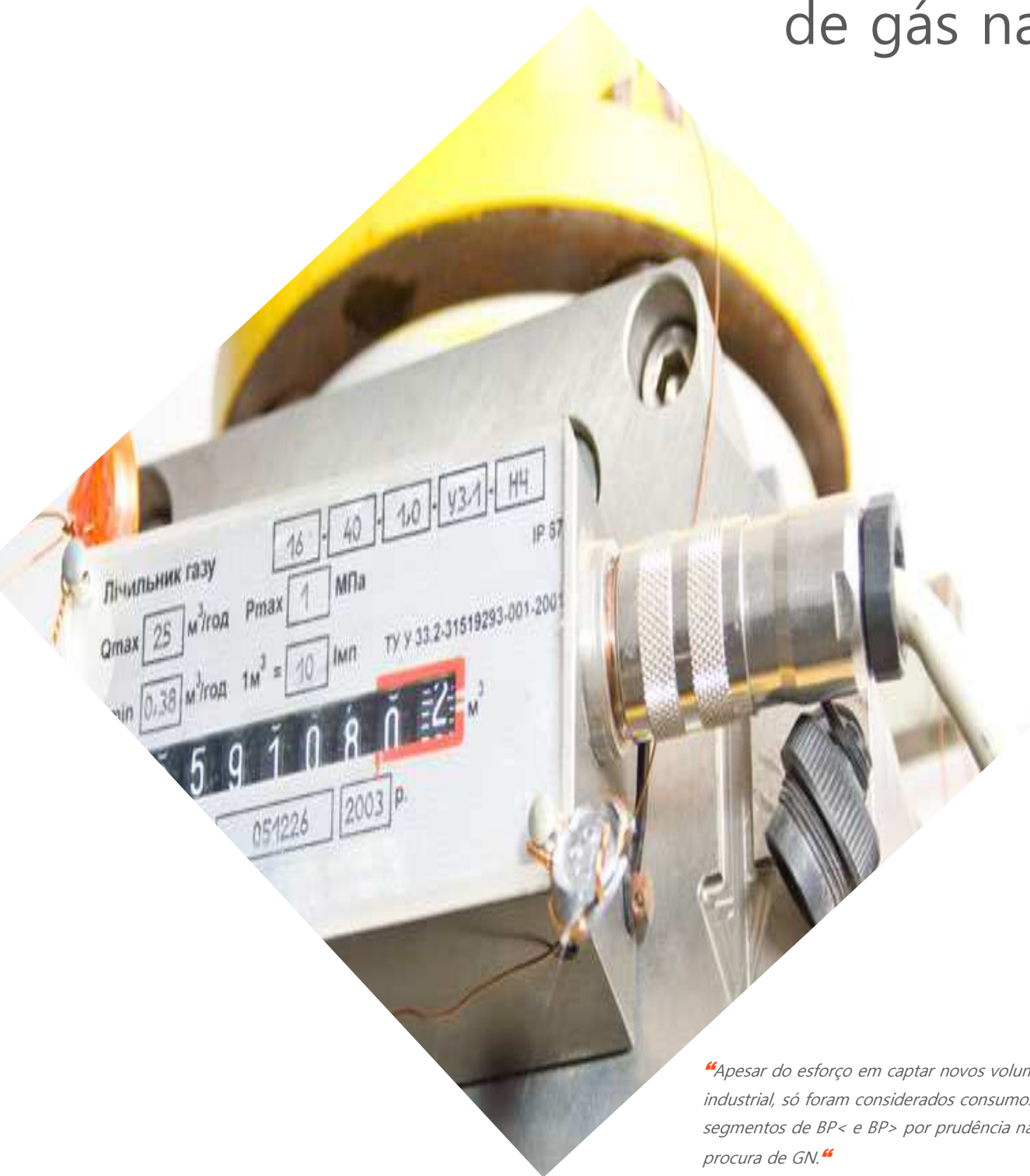
Da avaliação técnica suportada na apreciação dos riscos e do desempenho dos equipamentos, decorre a identificação de necessidade de intervenção no ativo, por forma a assegurar a sua manutenção ou substituição.

O desenvolvimento e implementação de um Sistema de Gestão de Ativos tem potenciado a gestão eficiente do sistema de distribuição, proporcionando um processo de manutenção preventiva que permite uma correta conservação e funcionamento seguro e fiável dos equipamentos até a sua substituição.

### 05.4 Projetos de investimento em outras atividades

O planeamento desta atividade está condicionado por aspetos legais (renovação de contadores) e por necessidade de melhoria operacional ou de modernização dos ativos existentes.

## 06. Previsão de consumos de gás natural



*“Apesar do esforço em captar novos volumes do setor industrial, só foram considerados consumos adicionais nos segmentos de BP< e BP> por prudência na projeção da procura de GN.”*

Os pressupostos considerados na projeção de consumos de gás natural baseiam-se nos seguintes fatores:

↳ Evolução da quantidade de pontos de abastecimento ligados à rede condicionada]

↳ Pelo acréscimo de PAs associados ao plano de investimento.

Apesar do esforço comercial dirigido ao setor industrial, na captação de novos volumes, por prudência nas projeções, nomeadamente ao nível do impacte na tarifa num cenário mais desfavorável e da eficiência do investimento em ligação de novos consumidores, apenas foram considerados novos clientes nos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>). 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>). Admite-se que as saídas e as entradas de consumidores de outros níveis de pressão, em termos de volumes, se compensam, 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 ORD, considerando as condições específicas de cada região em termos de consumo médio. Para além disso verificam-se variações 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 2013-2017 para cada concelho.

O acréscimo de consumo induzido pelo investimento de desenvolvimento de negócio previsto no PDIRD-GN 2019-2023 resulta da entrada dos novos pontos de abastecimento, considerando os perfis unitários de consumo por nível de pressão de cada região (concelho), nos pressupostos enunciados de prudência assumido para avaliação do investimento<sup>7</sup>.

## 06.1 Evolução de consumidores

Há 3 grandes grupos de consumidores abastecidos pela infraestrutura dos ORDs:

- ◀ 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 14.

No âmbito da projeção de novos pontos de consumo a ligar no plano 2019-2023, apesar do reforço da atenção comercial para potenciais novos grandes clientes industriais, 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.

Pelo mesmo motivo, na estimativa da procura não foram considerados os acréscimos de volume que decorrem de pedidos de aumento de capacidade de clientes já ligados, para compensar eventuais reduções de consumo de outros clientes ligados.

---

<sup>7</sup> Conforme capítulo 7 do documento

Quadro 14

Pontos de Abastecimento (#)	2017 R	2018 P	Acréscimo de novos PA					Total
			2019	2020	2021	2022	2023	
BP<	22.472	22.870	427	427	427	411	411	2.103
BP>	51	53	2	2	2	2	2	10
MP	1	1	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>22.524</b>	<b>22.924</b>	<b>429</b>	<b>429</b>	<b>429</b>	<b>413</b>	<b>413</b>	<b>2.113</b>

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

## 06.2 Pressupostos da procura de GN

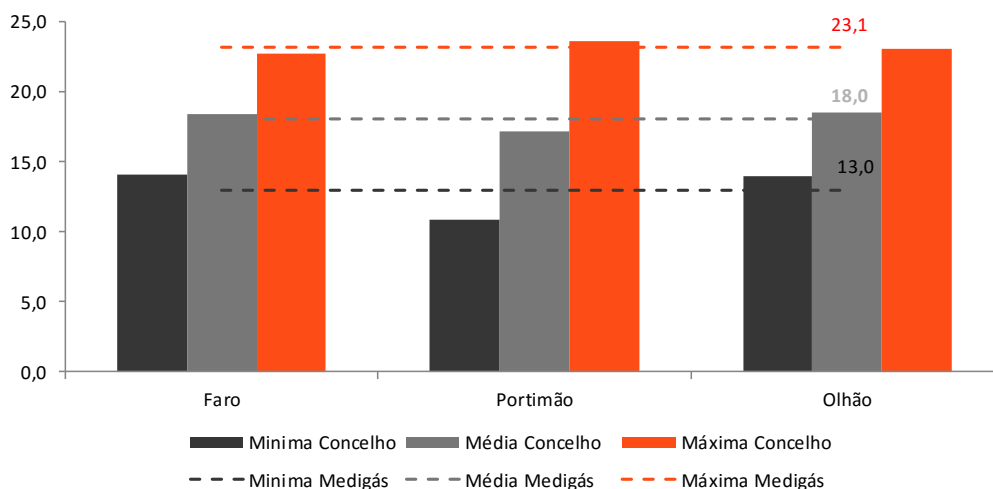
A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

### Condicionalismos transversais

- O **contexto económico** condiciona os níveis de produção com impacto no nível de consumo de gás natural. De referir que no 1º trimestre de 2018, registaram-se os valores de consumo de GN mais elevados no histórico da empresa.
- As **condições climatéricas** influenciam o consumo médio dos consumidores de gás natural, nomeadamente do segmento residencial.

Gráfico 12

Nível de temperatura na área de concessão (°C)



Fonte: INE

- ◉ 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. Foi assumida uma perda líquida anual de 0,2% da base de clientes.

Quadro 15

Saída de PA (#)	2019	2020	2021	2022	2023	Total
BP<	46	47	48	48	49	238
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>49</b>	<b>238</b>

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

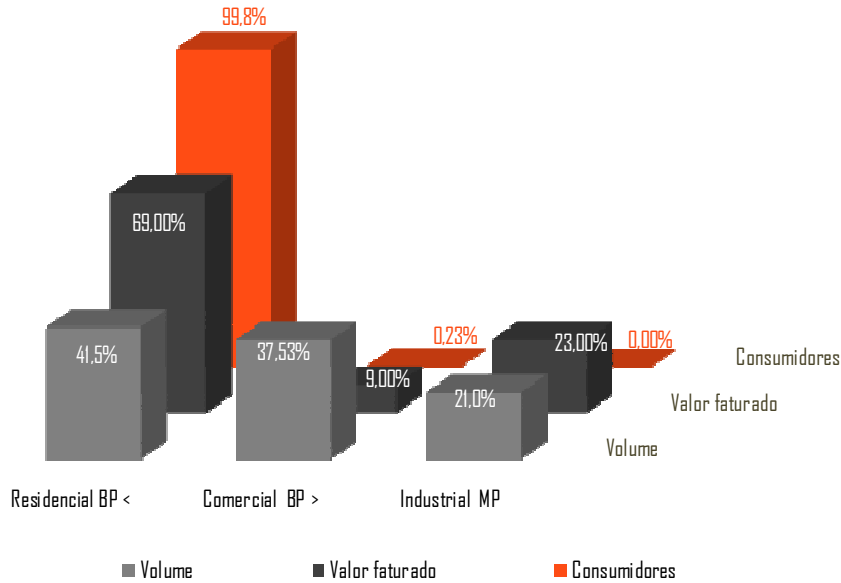
### ◉ Condicionismos regionais

- ◉ **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 13 ilustra a estrutura do fornecimento de GN por nível de pressão da Medigás.




Gráfico 13

Estrutura de consumidores GN



🔗 **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 3) e do seu nível de utilização. O grau de cobertura geográfico das infraestruturas de distribuição de GN varia de concelho para concelho de cada ORD conforme ilustrado no capítulo 3 (gráfico 2).

O quadro 16 ilustra a evolução esperada do grau de cobertura regional para todos os concelhos abrangidos no plano de investimento.

Quadro 16	Freguesia com GN - 2017	Freguesia com GN - 2023
 Faro	54,5%	68,2%
 Portimão	24,0%	25,4%
 Olhão	25,0%	36,5%
<b>MEDIGÁS</b>	<b>20,3%</b>	<b>31,8%</b>

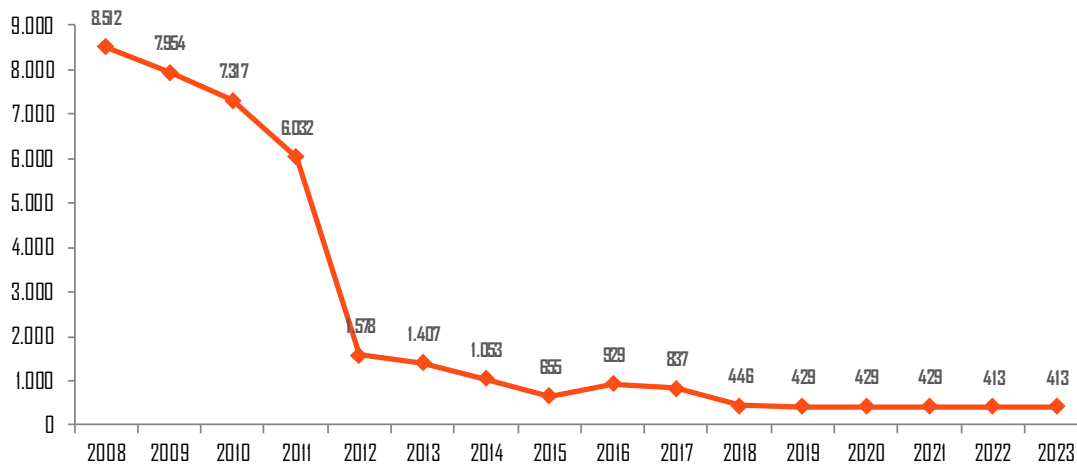


Novas entradas de consumo que resultam de novas ligações decorrentes do esforço de expansão e saturação das redes de distribuição dos ORDs na execução dos seus planos de investimento considerados no PDIRD-GN 2019-2023 (conforme descrito no capítulo 3).

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 14 reflete o notório abrandamento do esforço de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento.

Gráfico 14

Evolução do acréscimo anual de novos pontos de PA (#)



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

Quadro 17

Consumo médio (MWh/PA)	2014 R	2015 R	2016 R	2017 R	2018 P	2019	2020	2021	2022	2023
BP<	2,08	2,11	2,00	2,02	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
BP>	989	800	927	947	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015
MP	11.649	18.506	17.193	21.957	21.957	21.957	21.957	21.957	21.957	21.957
<b>Total</b>	<b>5,06</b>	<b>4,87</b>	<b>4,65</b>	<b>4,85</b>	<b>5,38</b>	<b>5,46</b>	<b>5,53</b>	<b>5,60</b>	<b>5,67</b>	<b>5,74</b>

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

### 06.3 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 já dotados de infraestruturas de distribuição instaladas, 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.

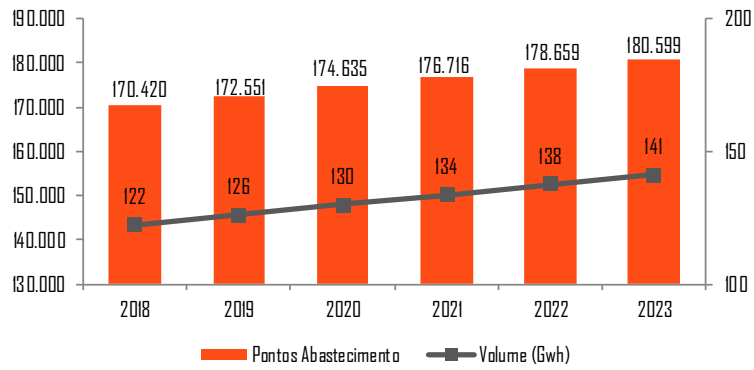
Apesar do esforço reforçado para captar volumes de potenciais clientes industriais, por prudência só foram considerados consumos nos segmentos do doméstico, do terciário e do pequeno industrial nos níveis de pressão BP< e BP>, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos de abastecimento previstos no plano de investimento.

Quadro 18

<b>Fornecimento de GN</b> (GWh)	2014 R	2015 R	2016 R	2017 R	2018 P	2019	2020	2021	2022	2023
BP<	41	43	42	44	48	48	49	50	51	52
BP>	47	38	39	41	53	56	59	62	65	68
MP	12	19	17	22	22	22	22	22	22	22
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>107</b>	<b>122</b>	<b>126</b>	<b>130</b>	<b>134</b>	<b>138</b>	<b>141</b>

Gráfico 15

PA (#) e Volume (GWh)



## 07. Plano de investimento |



*“O Cliente é o principal foco do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Todos os requisitos deste sistema estão pensados e estruturados de modo a garantir o acesso a uma infraestrutura eficiente, segura e que garante uma continuidade de serviço ajustada às necessidades do Cliente.”*

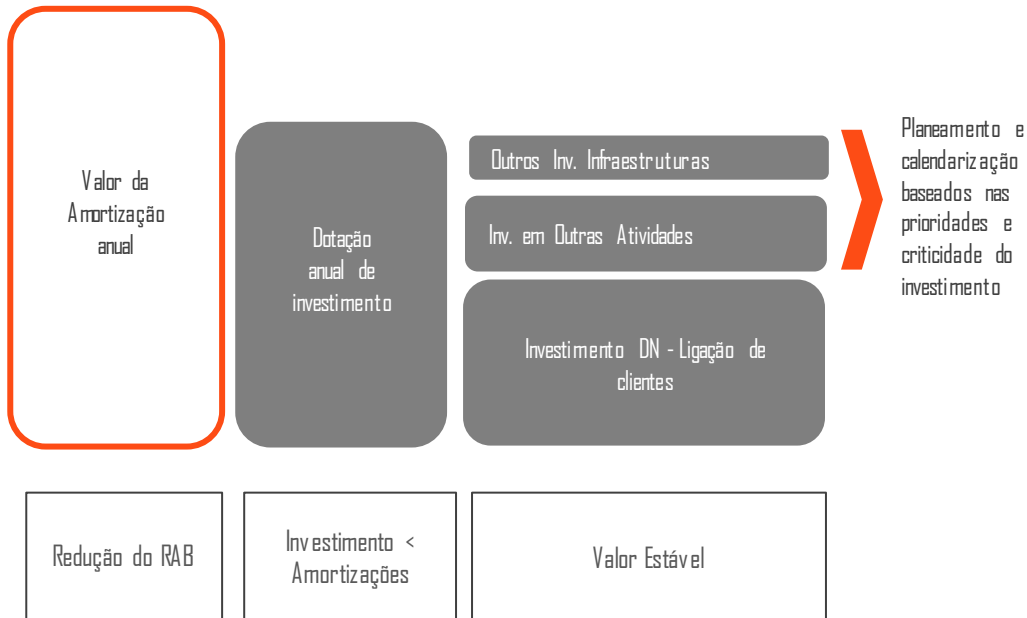
## 07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

O investimento previsto para o quinquénio 2019-2023 enquadra-se nos seguintes princípios orientadores:

- ◊ Cumprimento de obrigações regulamentares e legais.
- ◊ Cumprimento de obrigações de serviço público decorrentes dos contratos de licença ou das licenças de distribuição local.
- ◊ Racionalidade do investimento e adequação do esforço financeiro ao estado de desenvolvimento do setor de GN.
- ◊ Otimização comercial das redes de distribuição em serviço.
- ◊ Reforço da segurança de abastecimento e da eficiência do sistema de distribuição de GN.
- ◊ Segurança de pessoas, de bens e do ambiente.
- ◊ Qualidade de serviço exigível à operação de distribuição de GN.
- ◊ Sustentabilidade do sistema tarifário e do setor de distribuição de GN.
- ◊ Equilíbrio económico do modelo de organização interna e de *outsourcing* das atividades operacionais de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnicas, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição.

Os critérios de suporte à seleção de investimento estão enquadrados nos princípios orientadores acima referidos e nos princípios definidos no capítulo 5 (Enquadramento de Gestão de Projetos de Investimento) e devem proporcionar o planeamento mais eficiente das prioridades de investimento considerando a acomodação da dotação anual de investimento, sem impacto desfavorável no sistema tarifário.

### Princípios determinantes das verbas de investimento



Quanto ao enquadramento no PDIRD-GN foi efetuada uma avaliação do investimento numa lógica de impacte nas tarifas da evolução dos proveitos permitidos. Para isso foi analisada a evolução do TOTEX unitário com o intuito de perceber os impactes do plano de investimento nos custos do SNGN para diferentes cenários da procura de GN.

## 07.2 Caracterização do plano de investimento

Em conformidade com as tipologias de projeto de investimento definidas no capítulo 5 a estrutura de investimento desagrega-se nas 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 19

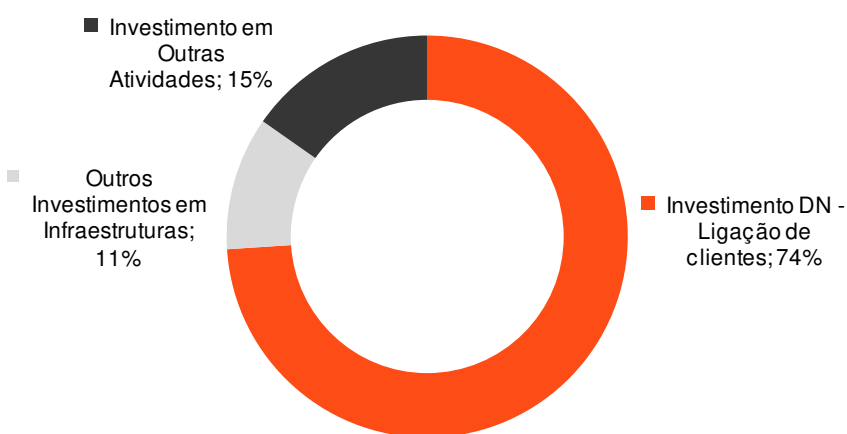
<b>Investimento</b> (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento DN - Ligação de clientes	470	471	471	449	449	2.311
Outros Investimentos em Infraestruturas	68	182	31	27	27	336
Investimento em Outras Atividades	101	83	78	108	108	477
<b>Total Investimento</b>	<b>639</b>	<b>736</b>	<b>581</b>	<b>584</b>	<b>584</b>	<b>3.123</b>
Investimento não remunerado	12	12	14	30	30	96
<b>Total Investimento remunerado</b>	<b>627</b>	<b>724</b>	<b>567</b>	<b>554</b>	<b>554</b>	<b>3.027</b>

O impacto do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 0,1 M€ fora do ativo remunerado que onera a tarifa.

O valor não incluído no RAB refere-se aos contadores que a ERSE não reconhece no ativo remunerado apesar de constituir um ativo fundamental do sistema de distribuição de GN<sup>8</sup>.

A distribuição do investimento previsto para o período 2019-2023 pelas 3 tipologias de projeto é a seguinte:

Gráfico 16



<sup>8</sup> Conforme capítulo 07.2.3 do documento

## 07.2.1 Investimento em desenvolvimento de negócio| projeto de ligação de novos PA

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro 21 e materializam-se no acréscimo de 2.113 novos pontos de consumo com a construção de 19 quilómetros rede de distribuição e 431 ramais nos concelhos da licença durante o quinquénio 2019-2023.

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

Quadro 20

<b>Investimento DN - Ligação clientes</b> (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede Secundária	195	201	218	186	186	986
Ramais	31	38	40	33	33	174
Infraestruturação / clientes	176	165	147	166	166	820
<i>Conversão</i>	105	99	82	100	100	487
<i>Reconversão</i>	71	67	64	65	65	333
Contadores / cadeias medida	67	67	67	65	65	331
<b>Total</b>	<b>470</b>	<b>471</b>	<b>471</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>2.311</b>

Quadro 21

<b>Agregados operacionais</b>	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Novos clientes de GN	#	429	429	429	413	413	2.113
Rede Secundária (kms)	km	4	4	4	4	4	19
Ramais (#)	#	78	94	99	80	80	431
Infraestruturação / clientes	#	405	380	342	379	379	1.885
<i>Conversão</i>	#	194	182	152	185	185	898
<i>Reconversão</i>	#	211	198	190	194	194	987

Quadro 22

<b>Métricas operacionais</b>	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Inv DN / Cliente	€ / PA	1.096	1.099	1.099	1.087	1.087	1.087
Rede / Cliente	mts / PA	8,9	9,2	10,0	8,7	8,7	8,7
Clientes / km rede	PA / km	112	109	100	115	115	115
Clientes / Ramal	PA	5,50	4,58	4,34	5,16	5,16	5,16



Quadro 23

<b>Custos unitários</b>	<b>Unidade</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2019-2023</b>
Rede	€ / metro	51,0	51,2	50,9	51,6	51,6	51,6
Ramal	€	401,9	403,0	400,6	406,3	406,3	406,3
Infraestruturação	€	435,5	435,4	428,4	437,3	437,3	437,3
<i>Conversão</i>	€	542,0	542,0	542,0	542,0	542,0	542,0
<i>Reconversão</i>	€	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5
Contadores	€	156,78	156,78	156,78	156,81	156,81	156,79

🔍 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 surgimento de novas exigências de taxas ao nível do policiamento das obras o que vai onerar o custo de construção das redes e dos ramais;
- 🔍 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 24

<b>Custos unitários</b>	<b>Unidade</b>	<b>2014 R</b>	<b>2015 R</b>	<b>2016 R</b>	<b>2017 R</b>	<b>2018 P</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Rede	€ / mt	47	37	42	65	51	51	51	51	52	52
Ramal	€	279	381	355	334	398	402	403	401	406	406

🔍 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 €.



## 07.2.2 Investimento em infraestruturas existentes de distribuição

Em termos agregados os valores de investimento estão apresentados no quadro 25 e englobam os investimentos em:

-  UAG.
-  Anelagens e reestruturação de redes.

Quadro 25

<b>Outros Investimentos em Infraestruturas</b> (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
UAG	20	160	0	0	0	180
RS - Anelagens e Reestruturação	42	16	25	21	21	126
RS - Outros	6	6	6	6	6	30
<b>Total</b>	<b>68</b>	<b>182</b>	<b>31</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>336</b>

A principal rubrica de investimento consiste no reforço de capacidade da UAG de Portimão. A UAG de Portimão dispõe de três grupos de vaporizadores, com uma capacidade de vaporização de 1,500 Nm<sup>3</sup>/h e dois tanques de armazenagem de GNL de 60 m<sup>3</sup>. Os caudais de ponta verificados ultimamente rondam os 1,300 Nm<sup>3</sup>/h, o que leva a concluir que a capacidade disponível de UAG está próxima do limite.

Neste momento está já em fase de obra, com previsão de ligação em breve numa lavandaria industrial com um caudal adicional de 140 Nm<sup>3</sup>/h.

Por outro lado a zona servida por esta UAG está em expansão, registando-se alguns pedidos de acesso, mesmo sem desenvolver uma ação comercial proactiva. Alguns pedidos de acesso já estão concretizados com impacto no caudal de ponta da UAG.

Tendo em conta as características da UAG e os caudais atualmente emitidos, torna-se necessário aumentar a capacidade desta infraestrutura, através do aumento da capacidade de bateria de vaporizadores implicando a montagem de mais vaporizadores e de um reservatório adicional.

A rubrica "RS-Outros" inclui investimento em adequação de rede e ramais nomeadamente com a inserção de válvulas, o que permite melhorar a gestão operacional da rede para situações de emergência

### 07.2.3 Investimento em outras atividades

O investimento agrupado nesta tipologia inclui essencialmente o investimento em renovação de contadores e ainda o restante investimento em adequação ou melhoria dos sistemas de informação ou renovação de outros equipamentos não incluídos nas infraestruturas de distribuição.

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 no interior da viatura, em caso de acidente.

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro 26.

Quadro 26

<b>Investimento em Outras Atividades</b> (m€)	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2019-2023</b>
Renovação contadores	3	3	7	42	42	95
Investimento remunerado	0	0	2	21	21	43
Investimento não remunerado	3	3	5	21	21	52
Sistemas Informação	8	8	8	8	8	39
Equipamento de Transporte	30	12	12	18	18	89
Proj. Cadastro	2	2	2	2	2	10
TPE's	14	14	14	14	14	71
Outros	45	45	36	24	24	173
<b>Total</b>	<b>101</b>	<b>83</b>	<b>78</b>	<b>108</b>	<b>108</b>	<b>477</b>

A rubrica "Outros" engloba investimento relativo a *upgrade* da base cartográfica, aquisição de ferramentas e equipamentos. "Equipamento de Transporte" corresponde à renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa.

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.

Verifica-se que **20%** do valor do investimento desta tipologia se deve ao projeto de renovação de contadores. Esta realidade justifica-se pelo envelhecimento do parque de contadores instalados dos quais parte já atingiram os 20 anos desde o início das concessões.

Esta realidade vem reforçar a preocupação dos ORDs do grupo GGND 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 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 licença 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 18 representa a evolução do plano de substituição de contadores.

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.

Gráfico 17

Renovação de Contadores

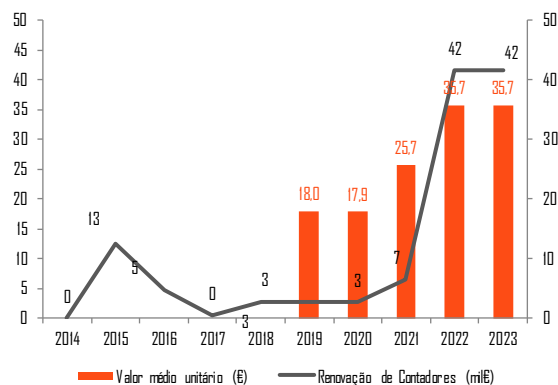
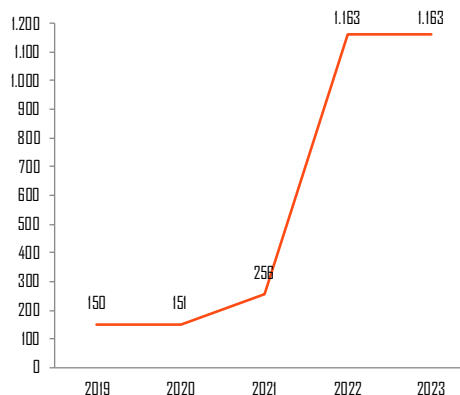


Gráfico 18

Plano de Substituição de Contadores (#)



A necessidade de substituição decorre da idade do equipamento, ou do seu estado de conservação e de funcionamento em caso de anomalias detetadas. Por idade, o contador é substituído entre 17 e 20 anos.

### 07.3 Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto

↳ Para as tipologias de projeto de investimento 2 (“Investimento em infraestruturas de distribuição existentes e outras infraestruturas”) 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 licença 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 licença.

↳ 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 da saída 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 permitindo às famílias e às indústrias terem o acesso ao 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:

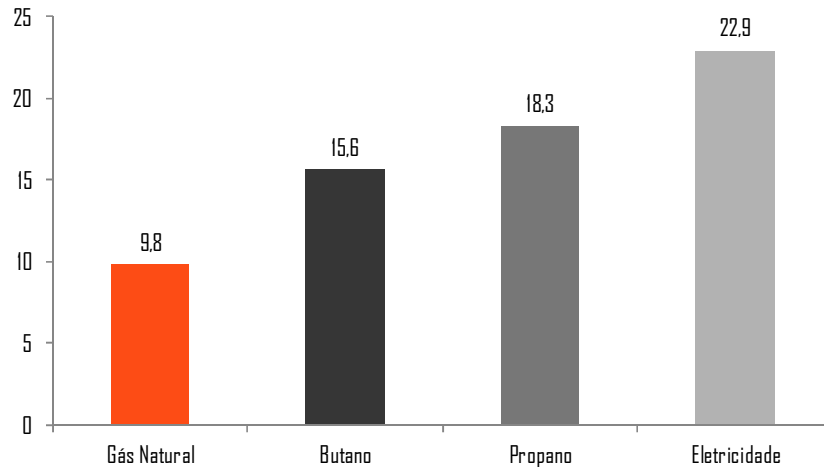
- ⊗ Mais **cómoda** (continuidade de serviço).

- ⊗ 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**: Conforme ilustrado no gráfico abaixo, as tarifas de Gás Natural permitem reduzir significativamente a fatura energética, tanto para o segmento residencial como empresarial, face a outras fontes de energia disponíveis.

Gráfico 19

Custo Médio da Energia em Portugal (cent/KWh, 2017)



Fontes: Eurostat, DGEG, Linde Gas, Deco Proteste, Galp  
 Preço de Butano em garrafa e Propano canalizado  
 Considerada retenção de 10% de gás Butano na garrafa

*“Com efeito, conforme apresentado no Estudo publicado pela AdC, sobre “A indústria do Gás de Petróleo Liquefeito em Garrafa em Portugal Continental”, de março de 2017, o **preço do gás natural** (com impostos) cobrado aos consumidores domésticos **continua a ser mais competitivo** do que os preços do butano e do propano engarrafado. Este diferencial é ainda maior quando a comparação “se efetua por referência aos preços da eletricidade.”*

- Com elevados padrões de **qualidade de serviço**, (decorrente da própria organização e cultura dos ORDs, nos níveis de qualidade exigidos pelo natureza de serviço público e pela regulação).  
 No anexo 08.3 estão ilustrados os valores dos indicadores da Qualidade de Serviço referente a 2017.

Dimensão ambiental

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

Fonte de Energia	Fator de Emissão CO <sub>2</sub> (ton CO <sub>2</sub> /TJ)
Gás Natural	56.1
GPL	63
Gasóleo	74
Fuel	77.4
Eletricidade	52 a 65 *

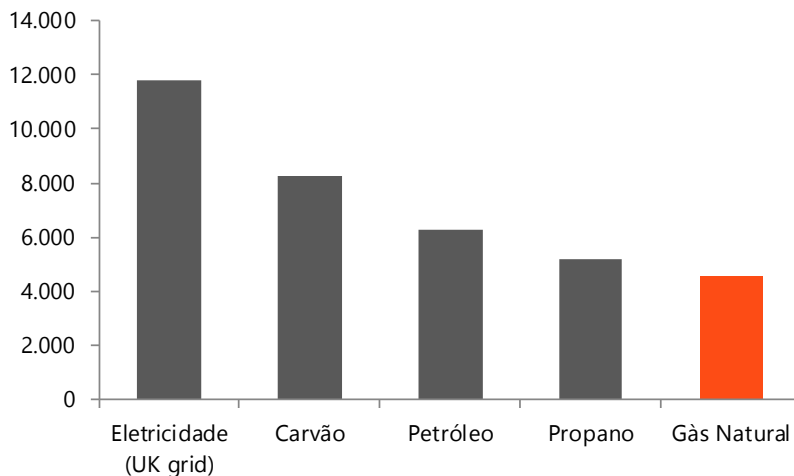
Fonte: Eurogás

Tratando-se do combustível fóssil mais limpo, o gás natural deverá manter um importante papel para uma economia de baixo carbono. Comparado com as restantes fontes de energia, o gás natural apresenta menores emissões de CO<sub>2</sub>, contribuindo desta forma para uma menor degradação da camada do ozono e preservando o meio ambiente.

O gráfico abaixo ilustra o bom comportamento do GN na sua utilização no setor doméstico.

Gráfico 20

Emissões anuais de CO<sub>2</sub> para aquecimento de uma habitação (Kg)




Fontes: Eurogás



Em comparação com outros combustíveis, o gás natural reduz ainda significativamente as emissões de óxidos de azoto (NOx) e as emissões de partículas suspensas e dióxido de enxofre (SOx) são praticamente nulas, melhorando consequentemente a qualidade do ar.

No anexo 08.4 e para o ano de 2017, são detalhados os impactos significativos e positivos, quanto à redução das emissões totais de CO<sub>2</sub>, que resultam da substituição da utilização de combustíveis convencionais a favor da opção GN.

◀  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 m<sup>3</sup> 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,

nomeadamente numa lógica de equidade e de justiça no acesso ao GN comparando com os clientes já ligados.

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 necessárias condições para uma promoção eficiente do Gás Natural

#### Posicionamento concorrencial com outras energias<sup>9</sup>

Decorrente do processo de liberalização, temos hoje um mercado liberalizado e competitivo com existência de várias Comercializadoras em regime de concorrência.

Contudo, a organização atual do setor do GN evidenciou um vazio de iniciativas que promovem o GN. Os Agentes de Mercado deixaram de ter iniciativas para a promoção de GN. As Comercializadoras têm na sua carteira produtos substitutos e mesmo concorrentes do GN.

O foco comercial das Comercializadoras foi-se direcionando para o mercado já ligado ao GN, numa dinâmica de crescimento através do *switching* e de ofertas de serviços e soluções multiproduto.

Os ORDs tornam-se o principal *player* que só depende do GN e desta forma constituem-se como pilar principal para a promoção da utilização do GN como condição necessária para a sustentabilidade do setor.

---

<sup>9</sup> O GN concorre em posição desfavorável face a outras fontes de energia

A sustentabilidade e a competitividade do SNGN assentam em várias premissas que devem ser asseguradas pelas iniciativas dos principais *players* do setor:

- ◊ Diversidade de ofertas de fornecimento (liberalização do mercado).
- ◊ Definição de regras para o investimento.
- ◊ Eficiência dos custos.
- ◊ Promoção do GN e investimentos sustentáveis direcionados para a procura.

As 3 primeiras condições foram asseguradas pelas iniciativas do Regulador enquanto a promoção do GN que também fica condicionada ao enquadramento regulatório, pode ser garantida com o contributo e envolvimento dos ORDs.

As regras atualmente em vigor vêm reforçando os condicionalismos da promoção da adesão ao GN através da otimização comercial das infraestruturas de distribuição dos ORDs.

Verifica-se uma falta de estímulo para o desenvolvimento do mercado de GN e da sua sustentabilidade num enquadramento pouco competitivo para a promoção do GN.

	Electricidade	GN	Outras Energias
Setor Regulado	SIM	SIM	NÃO
Concorrência	NÃO	SIM	SIM

As condições de adesão às ofertas comerciais são fortemente desfavoráveis e pouco atrativas para permitir o desenvolvimento do mercado de GN que não possui as características do mercado da electricidade. O GN tem substitutos.

Sem os adequados incentivos, a adesão ao GN é limitada, nomeadamente atendendo às energias alternativas que atuam com condições menos restritivas

face ao quadro regulatório do GN, tanto para os clientes com consumo anual inferior a 10 mil m<sup>3</sup> como para os clientes com consumo superior, nomeadamente o segmento industrial.

As regras atuais não possibilitam a promoção do GN para clientes com consumo anual superior a 10 mil m<sup>3</sup> que poderiam aportar maiores volumes de GN ao sistema e desta forma contribuir positivamente para as tarifas, quando outras fontes de energia podem ter iniciativas proactivas e agressivas para captar estes clientes sem a concorrência do GN. Por exemplo, oferecendo descontos sobre o produto ou suportando o investimento inicial da instalação mesmo que depois o custo unitário do produto seja mais elevado. Os clientes, nomeadamente do setor industrial, são muito sensíveis a essas condições comerciais que os ORDs não podem oferecer por não serem o fornecedor de GN do cliente final, o que coloca o GN numa posição concorrencial desfavorável face à sua concorrência.

Atualmente o GN desapareceu da dinâmica de mercado ficando limitado a um papel passivo, a aguardar a eventual manifestação de vontade de um potencial cliente, nomeadamente mais sensível aos impactes ambientais das alternativas de energia. Para o segmento de clientes com consumo superior a 10 mil m<sup>3</sup> é possível assegurar a criação de condições para alavancar o volume para o sistema através de um esforço de captação e com a possibilidade de investimento no ponto de consumo.

A experiência tem demonstrado que as condições de acesso à rede não são incentivadoras para a escolha do GN e têm limitado a efetivação das ligações dos requisitantes que acabam por não darem seguimento às propostas de orçamento. As propostas são ainda mais agravadas para os clientes residenciais que como consumidores finais, têm de suportar o valor do IVA, o que é relevante quando no processo só confrontamos o valor de referência definido e o custo unitário médio efetivo suportado pelo ORD que não inclui o valor do IVA que se traduz para o consumidor final num incremento de 23% sobre o valor da sua participação.

A atividade de conversão e reconversão de locais de consumo constitui-se como o único pilar que ainda contribui para o desenvolvimento do GN mas com perímetro limitado ao segmento de clientes com consumo anual inferior a 10 mil m<sup>3</sup>.

O GN é um bem essencial e é fundamental encontrar um equilíbrio entre o seu desenvolvimento e a eficiência com que é feito.

Considerando o enquadramento do GN pensamos que é possível, sem colocar em causa o estado atual do setor, fazer alguns ajustamentos que permitem atenuar as limitações e contribuir para o desenvolvimento natural do mercado, respeitando contudo os princípios de eficiência do investimento necessário à ligação de novos pontos de consumo.

Neste contexto exige-se uma atuação responsável dos ORDs, orientada para a sustentabilidade do Sistema e para a Competitividade do Gás Natural, repondo algum equilíbrio nas condições de concorrência<sup>10</sup> do setor no mercado global de energia, atualmente pouco favoráveis para o Gás Natural.

De referir ainda que a ideia recorrente do que os clientes atuais do sistema não devem ser penalizados e suportar custos de adesão dos novos clientes não tem razão de ser. De facto, os clientes já ligados no sistema foram beneficiados em termos de condições de acesso ao GN com participações mais favoráveis que as atuais. É também de referir que estas participações fazem parte do investimento incluído no RAB para efeito de remuneração da atividade de distribuição até ao termo da licença, o que faz com que os novos e futuros clientes suportarão, através das tarifas de uso da rede de distribuição (URD), as condições favoráveis dos clientes já ligados. Seria de todo injusto e discriminatório que os futuros clientes suportassem o acesso ao GN dos anteriores sem poder a ter acesso a algum programa de incentivo semelhante que evite um tratamento diferenciado.

No que diz respeito à expansão de rede para ligação de novos locais de consumo doméstico ou pequenos terciários, é fundamental garantir que o custo das operações de ligação não cria discriminação face a clientes que já se encontram ligados ao sistema. O crescimento sustentável e progressivo do sistema é a única forma de garantir novos clientes e novos consumos, que compensarão as inevitáveis rescisões contratuais. O saldo de novas ligações versus rescisões tem de ser mantido positivo sob pena de os custos aumentarem para todos os clientes do SNGN.

Os fundamentos da proposta não podem ignorar os princípios de não discriminação e de igualdade de tratamento e oportunidade de acesso ao serviço público de distribuição de GN para os potenciais futuros consumidores, assegurando uma aproximação das condições da oferta comercial que beneficiaram os clientes já ligados, quando o acréscimo de novos consumidores acaba por ser marginal face à base de clientes já abastecidos.

---

<sup>10</sup>O mercado e suas condições e regras desequilibradas de cada fonte de energia introduzem distorções na concorrência em detrimento do GN

## ◀◉ 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.

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 numerosos postos de trabalho, nomeadamente que 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.

Considerando o nível regular da atividade de ligação de novos clientes, que se tem verificado e que se mantém no plano 2019-2023, é esperada a manutenção dos atuais **36 postos de trabalho permanentes** e diretamente ligados a esta atividade.



## ◀◉ 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 ORT 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.

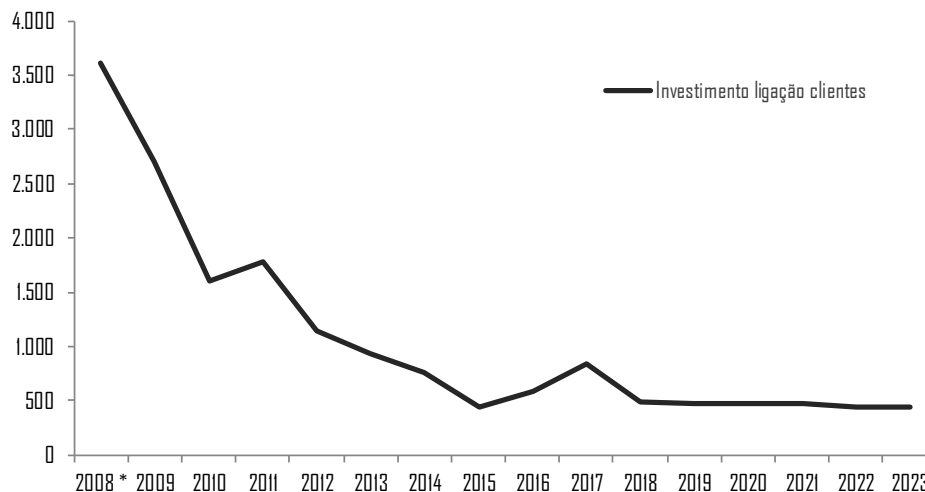
O modelo atual com os níveis de investimento em desenvolvimento de negócio (redes, ramais, infraestruturização e ligação de novos PA) tem

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 técnicas, 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 21, pressiona o equilíbrio histórico da remuneração 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.

Gráfico 21

Investimento ligação clientes (mil €)

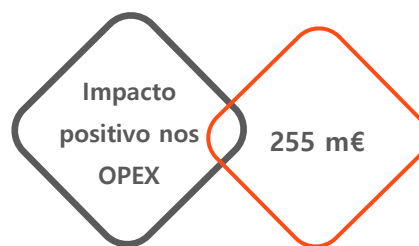


\* ano de assinatura dos atuais contratos de concessão início do novo enquadramento legislativo ("unbundling das atividades")

É expetável 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 técnica, 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.

Para manter os níveis de serviço atuais da operação corrente, seria necessário um incremento anual de custos na ordem de **255 m€**, para remunerar a capacidade instalada exigida.



🔗 **Eficiência do investimento em desenvolvimento de negócio** (ligação de novos pontos de consumo).

No seio do grupo GGND 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 5.

🔗 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 2<sup>11</sup>

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 dos locais já dotados de infraestruturização de distribuição de GN e na extensão gradual da cobertura geográfica para novos locais, o que promove uma otimização dos ativos estruturantes existentes e a manutenção de um nível reduzido do esforço

<sup>11</sup> Ponto 2.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN

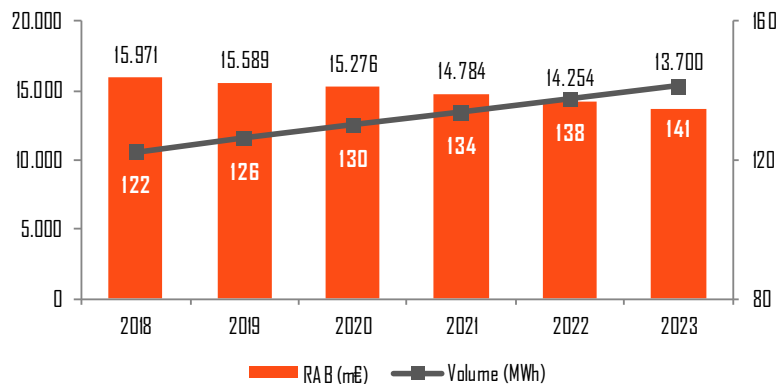


de investimento unitário de desenvolvimento de negócio por novo ponto de consumo adicional.

A evolução desacelerada do investimento traduz-se num investimento médio anual para o período do PDIRD-GN 2019-2023 inferior ao montante anual das amortizações da empresa o que se traduz numa redução do RAB e logo do montante remunerado pelas tarifas de acesso à rede de distribuição. **A redução do RAB implica diretamente a desoneração sustentada das tarifas de uso das redes de distribuição ao longo dos anos do plano e subsequentes.**

Gráfico 22

RAB (m€) e Volume (MWh)



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.

## 07.4 Avaliação do investimento

Os objetivos e benefícios associados ao investimento considerado no PDIRD-GN constam do ponto 07.3. (“Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto”). Alguns dos benefícios identificados, nomeadamente nas dimensões económicas e da criação e manutenção de emprego, têm impactes positivos apreciáveis para a sociedade.

A avaliação dos impactes tarifários subjacentes ao plano de investimento assenta na análise da evolução dos proveitos permitidos unitários apurados com base no TOTEX e em cenários da procura de GN para o período.

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.

O CAPEX resulta da seguinte fórmula:  $CAPEX = RAB \times RoR + \text{Amortizações}$

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 líquidos de exploração (OPEX) tem uma componente fixa e duas componentes variáveis que evoluem em função do número de pontos de abastecimento e das quantidades de gás natural distribuído. Por essa razão somente os investimentos em ligação de novos pontos de abastecimento têm um impacte na tarifa induzido pela componente do OPEX.

$$TOTEX = CAPEX + OPEX$$



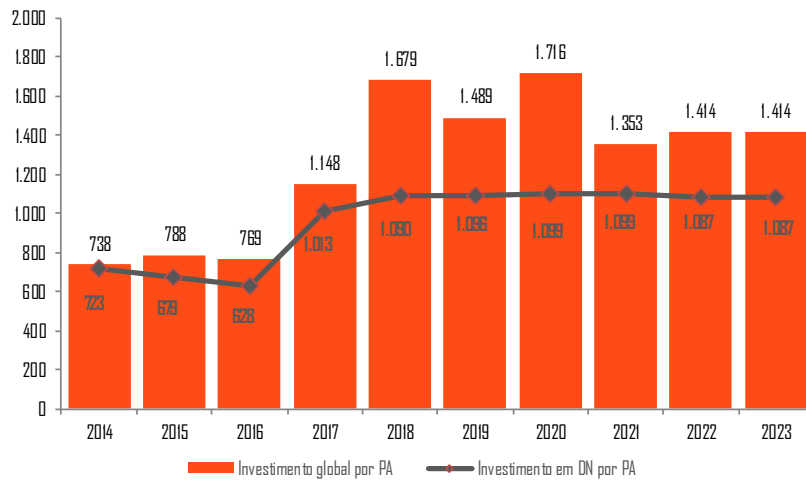
Tipologia do Investimento	Impacte na tarifa via	
	CAPEX	OPEX
Investimento DN - Ligação de clientes	SIM	SIM
Outros Investimentos em Infraestrutura	SIM	NÃO
Outros Investimentos	SIM	NÃO

### 07.4.1 Evolução dos principais indicadores

Investimento unitário por PA|

Gráfico 23

Investimento em DN e investimento global por PA (€/PA)



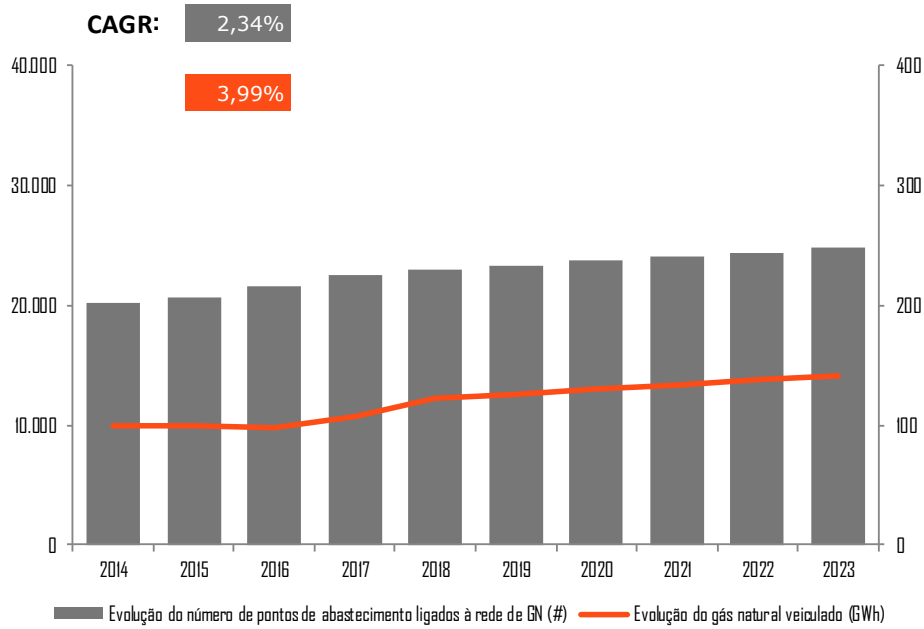
Apesar da redução do investimento em ligações de novos PA's, o custo unitário do investimento global mantém alguma estabilidade e com valores controlados. Este resultado decorre da cuidadosa calendarização anual dos investimentos e do equilíbrio na escolha dos projetos entre investimento de expansão comercial (DN) e de investimento de renovação e modernização, de conformidade e de otimização da eficiência operacional que não aportam novos volumes de GN.

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 e do gás natural veiculado (GWh)

Gráfico 24

Evolução do nº PA ligados e do GN veiculado (Gwh)

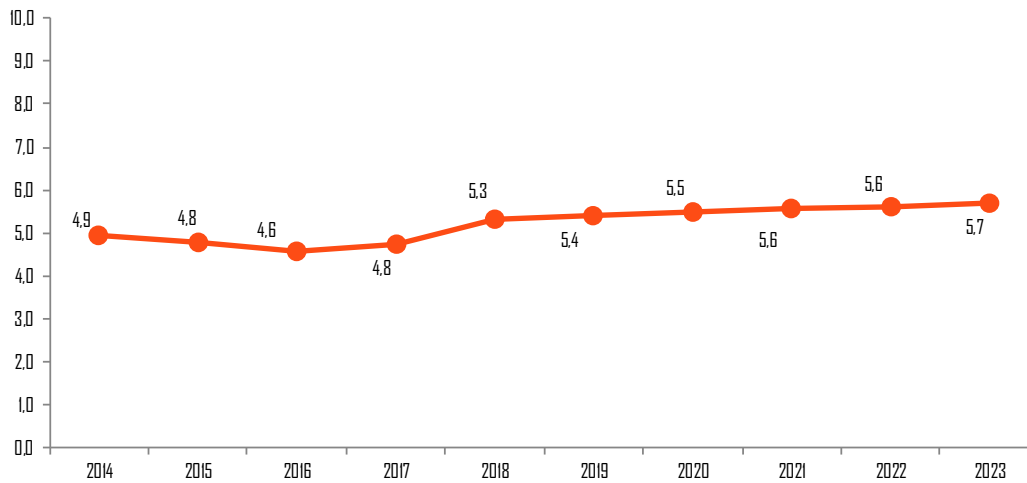


### 🔍 Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)

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

Gráfico 25

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

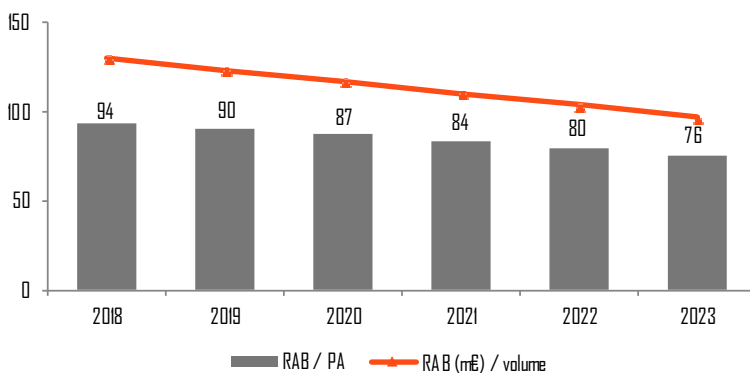


🔍 Evolução RAB unitário por ponto de abastecimento e por energia|  
O gráfico ilustra a evolução favorável do RAB para efeito do impacto na tarifa de distribuição. Paulatinamente o valor unitário do RAB vai-se reduzindo com impacte decrescente nos proveitos permitidos.

Gráfico 26

RAB / PA (euros)

RAB / VOLUME (euros)

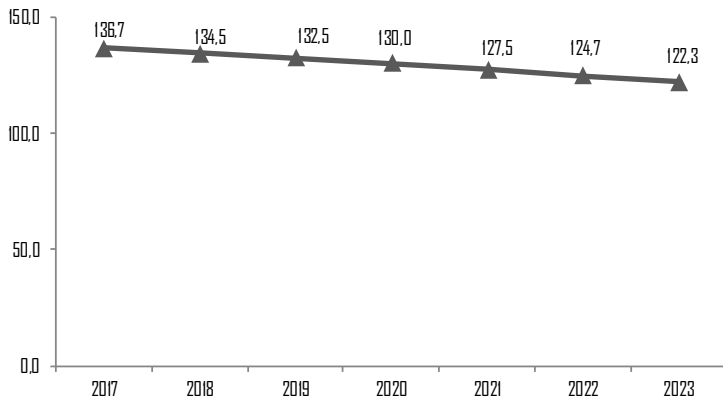


🔍 Evolução TOTEX unitário por ponto de abastecimento|

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

Gráfico 27

TOTEX unitário por cliente abastecido (€ / PA)

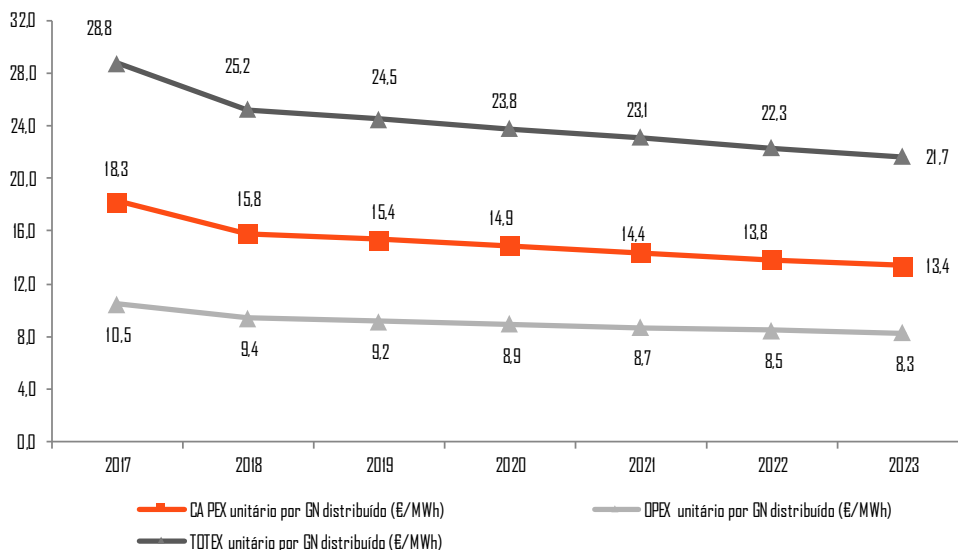


↶ Evolução CAPEX, OPEX e TOTEX unitários por gás natural distribuído]

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 2017, anterior ao horizonte temporal do PDIRD-GN 2019-2023.

Gráfico 28

(€/MWh)



### 07.4.2. Avaliação global do impacto do plano

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

- ◊ A projeção do investimento total para 2019-2023
- ◊ A informação publicada pela ERSE para o ano gás 2017-2018<sup>12</sup>
- ◊ A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

Os pressupostos de suporte à avaliação constam do anexo 08.5.

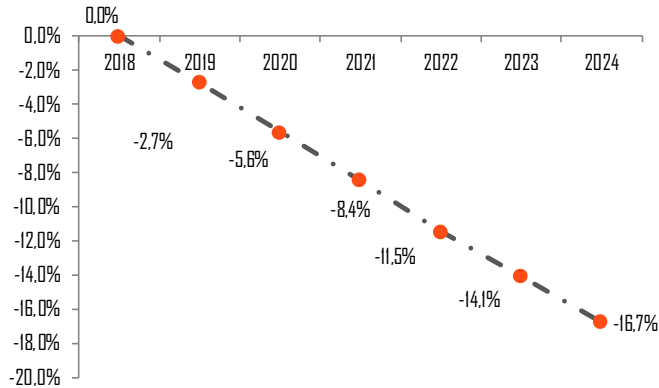
Quadro 27	2018
RAB (m€)	15.971
Taxa de remuneração do ativo	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	910
CAPEX (m€)	1.936
OPEX (m€)	1.148
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>3.084</b>
Volume (MWh)	122.322
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>25,21</b>

O gráfico 29 ilustra a evolução do diferencial acumulado do custo por unidade de energia com o investimento previsto na proposta de PDIRD-GN 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.

<sup>12</sup> ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2017-2018” - junho 2017

Gráfico 29

Δ% Diferencial acumulado de custo unitário



Em 2024<sup>13</sup> o custo unitário é de **20,99 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 4,22€ (-17%) face ao valor de partida de **25,21 €/MWh** do ano de 2018.

O quadro abaixo ilustra o cenário base, resultante das previsões da empresa, foram ainda considerados cenários alternativos, tendo em conta diferentes evoluções da procura.

Pelo fato de o volume ser a variável mais sensível, as simulações foram efetuadas com base no consumo de gás natural, mantendo constantes as restantes variáveis.

Foram considerados 3 cenários complementares de projeção da procura de GN:

O cenário I pressupõe um consumo unitário por ponto de abastecimento, a partir do ano de 2018, que será semelhante ao consumo médio registado nos últimos 5 anos.

No cenário II, pressupõe-se que o consumo unitário por ponto de abastecimento registado em 2017 se manterá durante o período 2018 a 2023.

<sup>13</sup> Ano cruzeiro



No cenário III pressupõe-se que o volume total do ano de 2017 se manterá constante nos anos seguintes

Os cenários 2 e 3 correspondem aos cenários utilizados pela ERSE na avaliação do anterior PDIRD-GN 2017-2021.

**Quadro 28**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RAB (m€)	15.971	15.589	15.276	14.784	14.254	13.700	12.594
Taxa de remuneração do ativo	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	910	937	951	974	987	1.009	995
CAPEX (m€)	1.936	1.939	1.933	1.924	1.902	1.889	1.805

**Cenário base do PDIRD 2019-2023**

OPEX (m€)	1.148	1.154	1.159	1.164	1.168	1.173	1.162
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>3.084</b>	<b>3.093</b>	<b>3.092</b>	<b>3.087</b>	<b>3.071</b>	<b>3.062</b>	<b>2.966</b>
Volume (MWh)	122.322	126.151	129.960	133.768	137.557	141.328	141.328
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>25,21</b>	<b>24,52</b>	<b>23,79</b>	<b>23,08</b>	<b>22,32</b>	<b>21,66</b>	<b>20,99</b>
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,69 €	-0,73 €	-0,71 €	-0,76 €	-0,66 €	-0,67 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-2,73%	-2,98%	-2,98%	-3,29%	-2,95%	-3,11%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,69 €	1,42 €	2,13 €	2,89 €	3,55 €	4,22 €
<b>Δ% Diferencial acumulado de custo unitário</b>	-	-3%	-6%	-8%	-11%	-14%	-17%

**CENÁRIO I**

CAPEX (m€)	1.936	1.939	1.933	1.924	1.902	1.889	1.805
OPEX (m€)	1.141	1.125	1.130	1.133	1.136	1.139	1.138
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>3.077</b>	<b>3.064</b>	<b>3.063</b>	<b>3.057</b>	<b>3.039</b>	<b>3.028</b>	<b>2.943</b>
Volume (MWh)	122.322	113.829	116.547	119.264	121.962	124.643	124.643
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>25,16</b>	<b>26,92</b>	<b>26,28</b>	<b>25,63</b>	<b>24,92</b>	<b>24,30</b>	<b>23,61</b>
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	1,77 €	-0,64 €	-0,65 €	-0,72 €	-0,62 €	-0,69 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	7,02%	-2,39%	-2,46%	-2,79%	-2,49%	-2,83%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	1,77 €	1,12 €	0,48 €	0,24 €	0,86 €	1,55 €
<b>Δ% Diferencial acumulado de custo unitário</b>	-	7%	4%	2%	-1%	-3%	-6%

**Cenário II**

CAPEX (m€)	1.936	1.939	1.933	1.924	1.902	1.889	1.805
OPEX (m€)	1.141	1.135	1.139	1.142	1.145	1.148	1.147
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>3.077</b>	<b>3.074</b>	<b>3.072</b>	<b>3.066</b>	<b>3.048</b>	<b>3.037</b>	<b>2.951</b>
Volume (MWh)	122.322	119.571	122.231	124.889	127.530	130.153	130.153
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>25,16</b>	<b>25,71</b>	<b>25,13</b>	<b>24,55</b>	<b>23,90</b>	<b>23,33</b>	<b>22,68</b>
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,55 €	-0,57 €	-0,58 €	-0,65 €	-0,56 €	-0,66 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	2,19%	-2,23%	-2,32%	-2,65%	-2,36%	-2,82%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,55 €	0,02 €	0,61 €	1,26 €	1,82 €	2,48 €
<b>Δ% Diferencial acumulado de custo unitário</b>	-	2%	0%	-2%	-5%	-7%	-10%

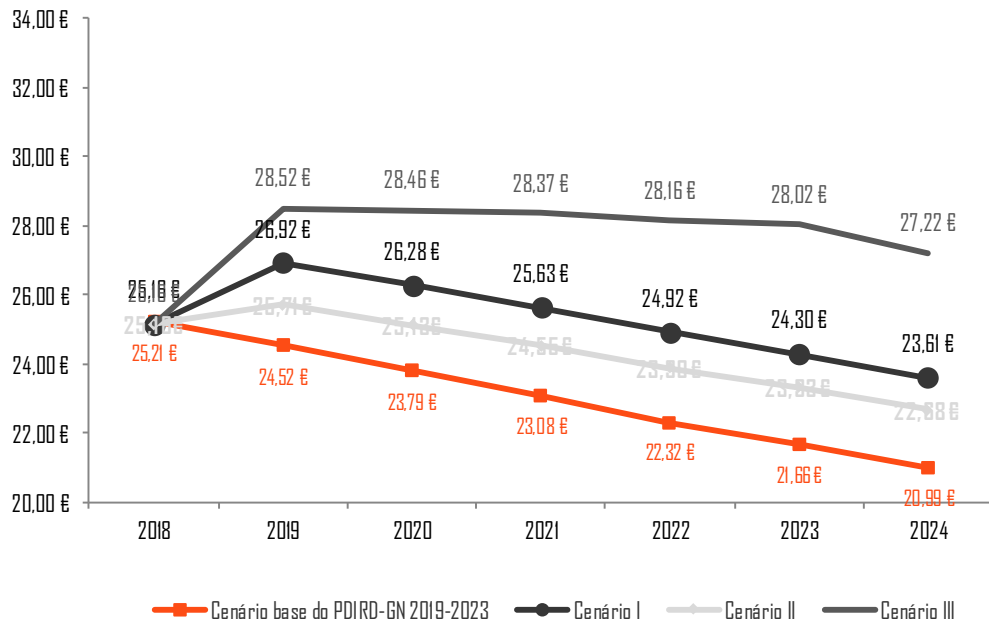
**Cenário III**

CAPEX (m€)	1.936	1.939	1.933	1.924	1.902	1.889	1.805
OPEX (m€)	1.141	1.115	1.115	1.114	1.113	1.112	1.111
<b>TOTEX (m€)</b>	<b>3.077</b>	<b>3.054</b>	<b>3.048</b>	<b>3.038</b>	<b>3.015</b>	<b>3.001</b>	<b>2.915</b>
Volume (MWh)	122.322	107.083	107.083	107.083	107.083	107.083	107.083
<b>TOTEX / MWh</b>	<b>25,16</b>	<b>28,52</b>	<b>28,46</b>	<b>28,37</b>	<b>28,16</b>	<b>28,02</b>	<b>27,22</b>
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	3,36 €	-0,06 €	-0,09 €	-0,21 €	-0,14 €	-0,80 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	13,36%	-0,19%	-0,33%	-0,73%	-0,49%	-2,85%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	3,36 €	3,31 €	3,21 €	3,00 €	2,87 €	2,07 €
<b>Δ% Diferencial acumulado de custo unitário</b>	-	13%	12%	11%	11%	10%	7%

O gráfico 30 ilustra a evolução do custo total por unidade de volume de GN veiculado. Em qualquer dos cenários da análise de sensibilidade verifica-se uma diminuição do proveito unitário, o que é favorável para a tarifa de URD.

Gráfico 30

TOTEX / MWh (euros)



### 07.4.3 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.

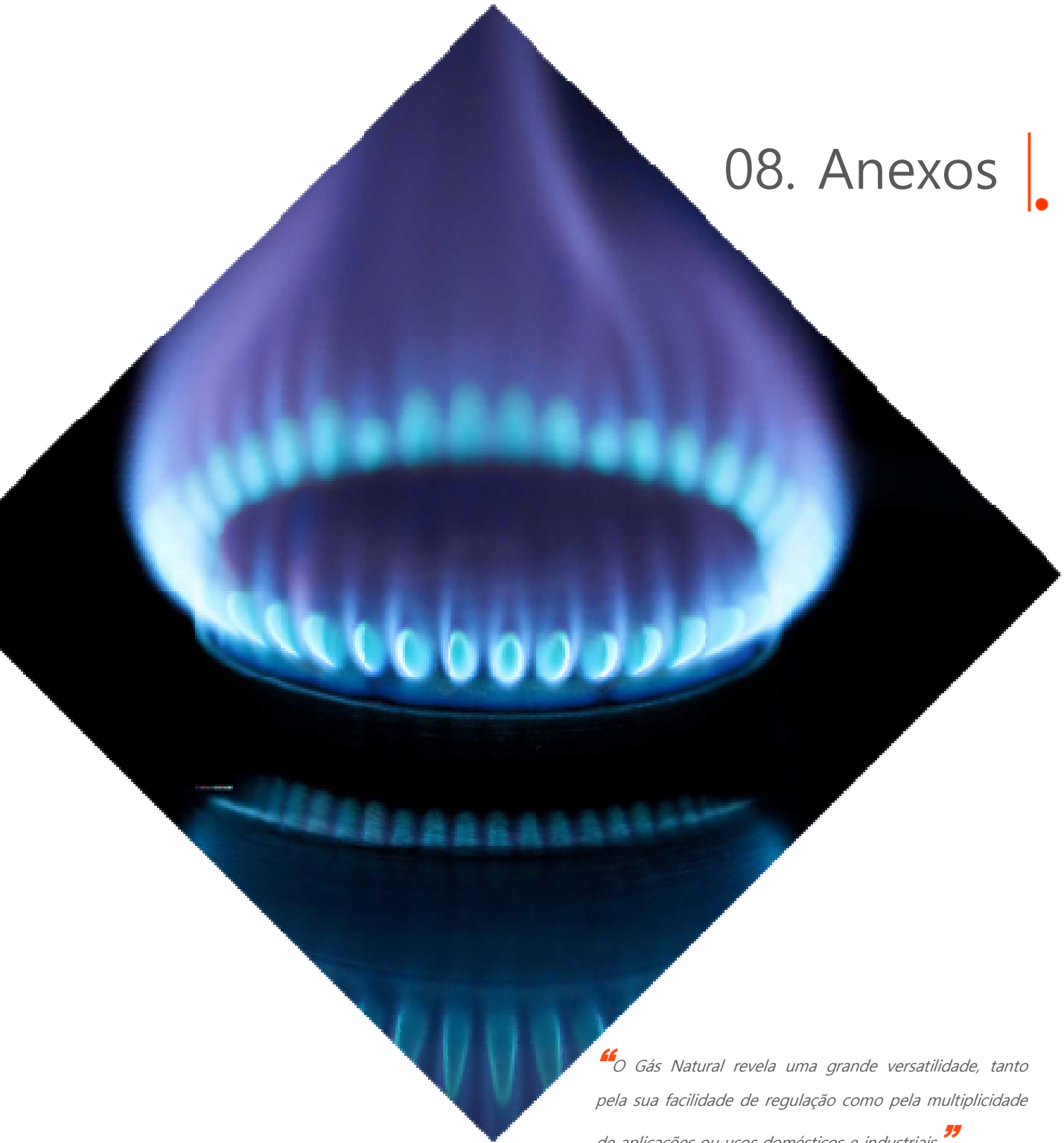
## Quadro 29

<b>Projetos</b>	<b>Investimento (m€)</b>	<b>Volume adicional ano cruzeiro (GWh)</b>	<b>PA</b>	<b>Investimento por PA (€/PA)</b>
Projeto DN - Faro	1.126	8,9	1.038	1.085
Projeto DN - Olhão	222	8,6	141	1.578
Projeto DN - Portimão	962	2,0	934	1.030
<b>Total Investimento DN</b>	<b>2.311</b>	<b>38,9</b>	<b>2.113</b>	<b>1.094</b>
Outros investimentos	813	0,0	0	n.a.
<b>Investimento global do PDIRD</b>	<b>3.123</b>	<b>38,9</b>	<b>2.113</b>	<b>1.478</b>

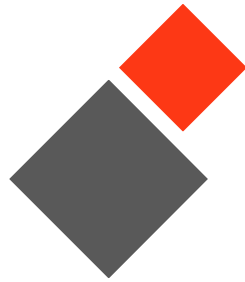
### Em síntese as projeções de investimento para o período 2019-2023:

- ↳ 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 GGND 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 2008-2015.
- ↳ 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 GGND.
- ↳ 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 licenciada.

## 08. Anexos | ●



*“O Gás Natural revela uma grande versatilidade, tanto pela sua facilidade de regulação como pela multiplicidade de aplicações ou usos domésticos e industriais.”*



## 08.1 Anexo

ACOMPANHAMENTO DO PDIRD-GN 2017-2021

		2017			
		Real	PDIRD 2017-2021	Δ	
Investimento DN - Ligação de clientes	m€	848	475	372	78%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	88	32	56	176%
Investimento em Outras Atividades	m€	25	33	-8	-25%
<b>Total</b>	<b>m€</b>	<b>961</b>	<b>541</b>	<b>420</b>	<b>78%</b>
<b>INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES</b>					
<b>Realização Financeira</b>					
Rede Secundária	m€	443	152	291	191%
Ramais	m€	54	50	4	8%
Infraestruturação / clientes	m€	264	240	23	10%
Segmento Novo	m€	1		1	
Contadores / cadeias medida	m€	86	33	53	164%
<b>Total</b>	<b>m€</b>	<b>848</b>	<b>475</b>	<b>372</b>	<b>78%</b>
<b>Realização Física Anual</b>					
Clientes ligados	#	837	667	170	25%
Rede Secundária	kms	7	3	4	112%
Ramais	#	163	135	28	21%
Infraestruturação / clientes	#		539	-539	-100%
<b>Métricas operacionais</b>					
Inv DN / Cliente	€ / PA	1 013	713	300	42%
Rede / Cliente	metros / PA	8	5	3	69%
Clientes / km rede	PA / km	123	208	-85	-41%
Clientes / Ramal	PA	5,13	4,95	0,19	4%
<b>Custos unitários</b>					
Rede	€/metro	65,1	47,5	17,6	37%
Ramal	€	333,9	374,0	-40,1	-11%
Infraestruturação	€	420,0	445,9	-25,9	-6%
<b>Agregados operacionais</b>					
<b>Pontos Abastecimento Acumulados</b>	<b>#</b>	<b>22 524</b>	<b>21 995</b>	<b>529</b>	<b>2%</b>
BP <	#	22 472	21 943	529	2%
BP >	#	51	51		
MP	#	1	1		
<b>Volume total</b>	<b>MWh</b>	<b>107 083</b>	<b>101 445</b>	<b>5 639</b>	<b>6%</b>
BP <	MWh	44 400	45 362	-961	-2%
BP >	MWh	40 186	41 005	-819	-2%
MP	MWh	22 496,7	15 077,8	7 418,9	49%

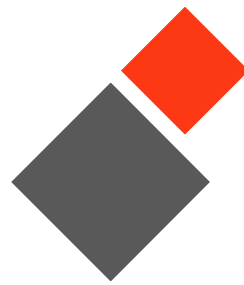


CONSUMOS GN (MWh)

	2017 Real	2017 PDIRD-GN	$\Delta$ %	$\Delta$	$\Delta$ $f(\Delta cl) (i)$	$\Delta$ $f(\Delta cons) (ii)$	$\Delta \times \Delta$ (iii)
Residencial [ BP < ]	44 400,5	45 361,8	-2,1%	-961,4	550,8	-1 494,1	-18,1
Comercial [ BP > ]	40 186,2	41 005,0	-2,0%	-818,8		-818,8	
Industrial [ MP ]	22 496,7	15 077,8	49,2%	7 418,9		7 418,9	
<b>TOTAL MDG</b>	<b>107 083</b>	<b>101 445</b>	<b>5,266%</b>	<b>5 639</b>	<b>551</b>	<b>5 106</b>	<b>-18</b>

$\Delta f(\Delta cl)$  - Variação do consumo devido à variação do número de clientes

$\Delta f(\Delta cons)$  - Variação do consumo devido à variação do consumo médio unitário do cliente



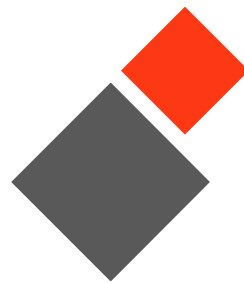
## 08.2 Anexo

**PROJEÇÕES PARA A ECONOMIA PORTUGUESA**  
(Taxa de variação anual %)

	Pesos 2016	BE dezembro de 2017					BE outubro 2017	BE junho 2017		
		2016	2017 <sup>(p)</sup>	2018 <sup>(p)</sup>	2019 <sup>(p)</sup>	2020 <sup>(p)</sup>	2017 <sup>(p)</sup>	2017 <sup>(p)</sup>	2018 <sup>(p)</sup>	2019 <sup>(p)</sup>
Produto Interno Bruto	100	1,50	2,60	2,30	1,90	1,70	2,50	2,50	2,00	1,80
Consumo Privado	66	2,10	2,20	2,10	1,80	1,70	1,90	2,30	1,70	1,70
Consumo Público	18	0,60	0,10	0,60	0,40	0,20	0,30	0,40	0,60	0,30
Formação bruta de capital fixo	15	1,60	8,30	6,10	5,90	5,40	8,00	8,80	5,30	5,50
Procura Interna	99	1,60	2,70	2,50	2,20	2,10	2,50	2,60	2,20	2,10
Exportações	40	4,10	7,70	6,50	5,00	4,10	7,10	9,60	6,80	4,80
Importações	30	4,10	7,50	6,70	5,50	4,80	6,90	9,50	6,90	5,20
Contributo para o crescimento do PIB líquido de importações (em p.p.)										
Procura interna		0,70	1,20	1,20	1,00	1,00	1,00	0,80	0,80	0,80
Exportações		0,90	1,50	1,20	0,90	0,70	1,50	1,80	1,20	0,90
Emprego		1,60	3,10	1,60	1,30	0,90	3,10	2,40	1,30	1,30
Taxa de desemprego (em % da população ativa)		11,10	8,90	7,80	6,70	6,10	9,00	9,40	8,20	7,00
Balança Corrente e de Capital (% PIB)		1,70	1,50	2,30	2,20	2,20	1,80	2,10	2,40	2,40
Balança de Bens e Serviços (% PIB)		2,20	1,80	1,60	1,60	1,50	1,70	2,00	2,20	2,00
Índice harmonizado de preços no consumidor		0,60	1,60	1,50	1,40	1,60	1,60	1,60	1,40	1,50

Fontes: Banco de Portugal e INE

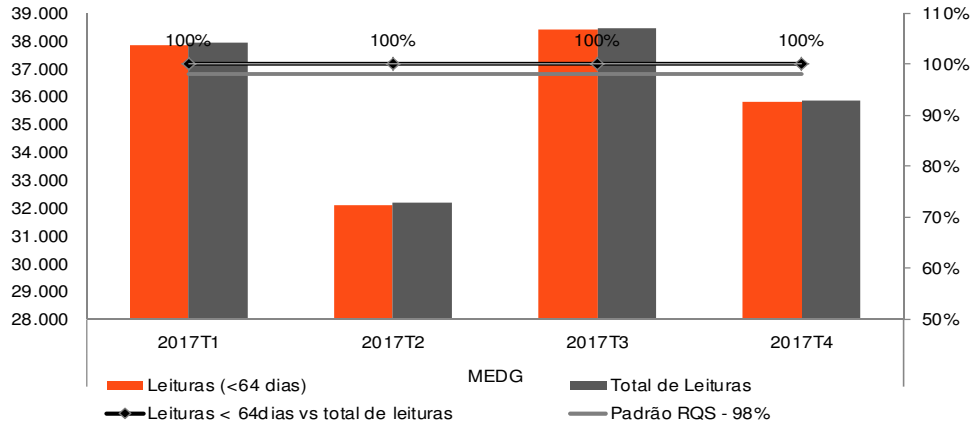
Notas: (p) - projetado; pp - pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias para satisfazer cada componente. O cálculo dos conteúdos importados foi feito com base em informação relativa ao ano de 2013.



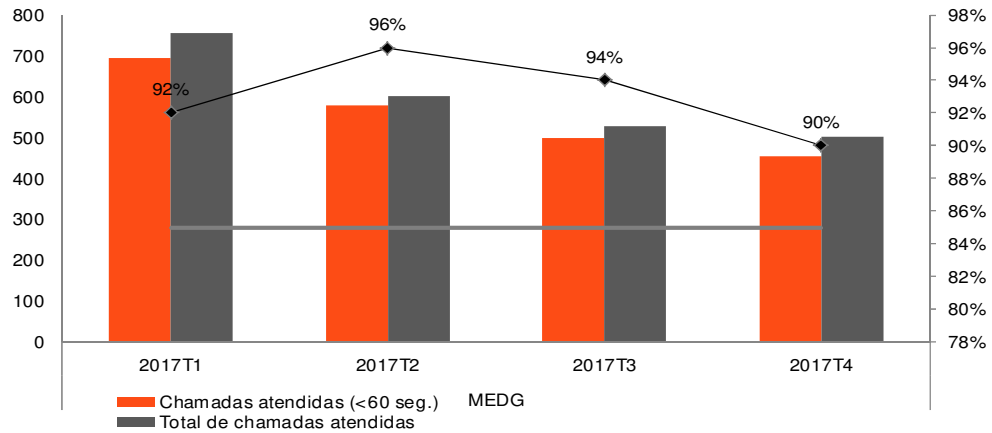
## 08.3 Anexo

## INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

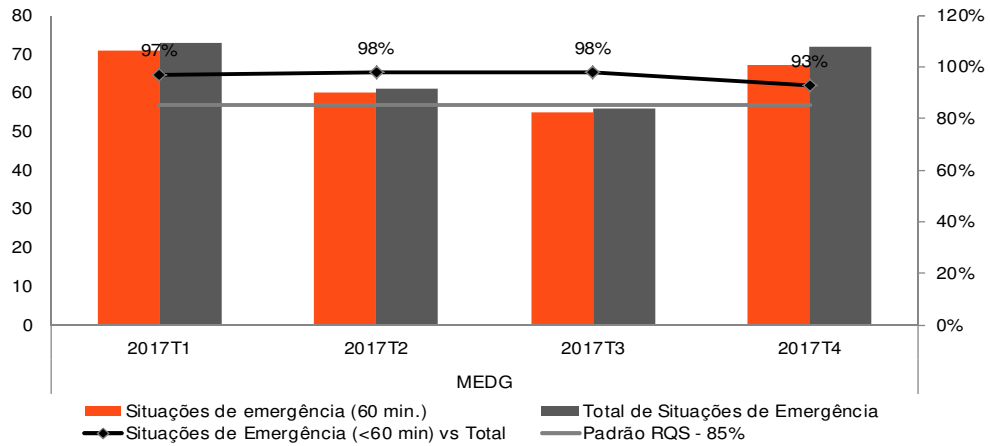
### Leituras de Contadores (64 dias)



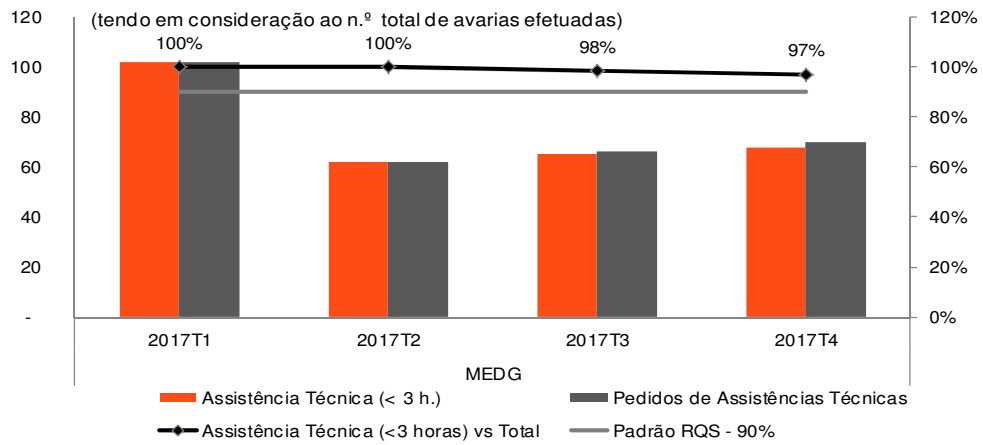
### Atendimento telefônico de Emergências - Espera em segundos



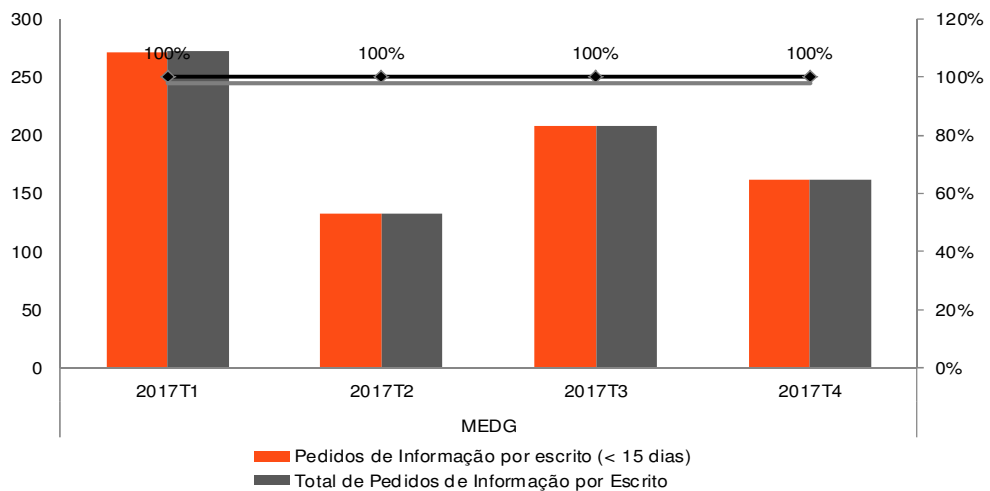
Resposta a situações de emergência (60 min.)



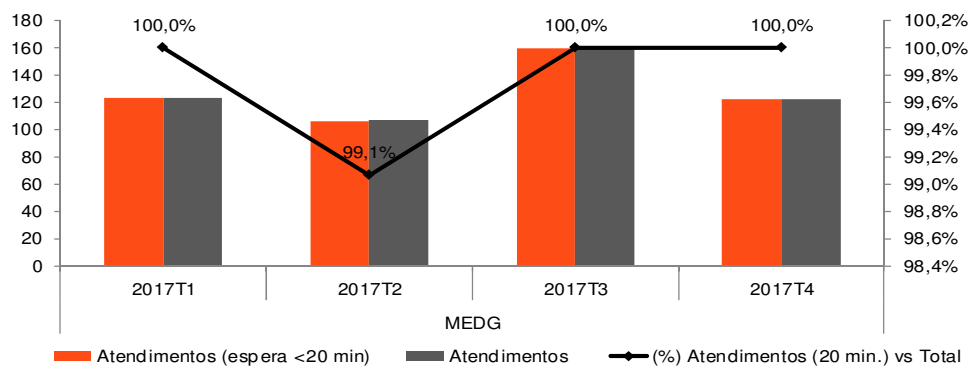
Assistência Técnica - Tempo de espera (3 horas)



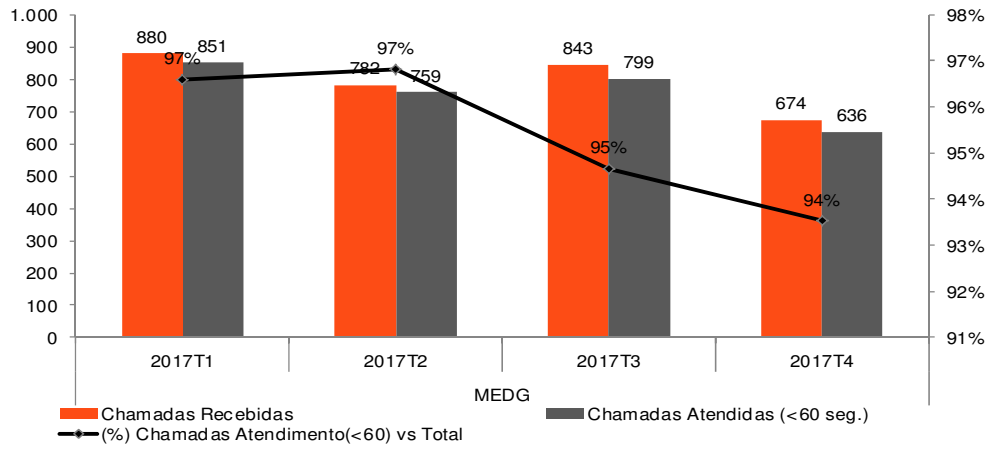
Pedidos de Informação por Escrito (15 dias)



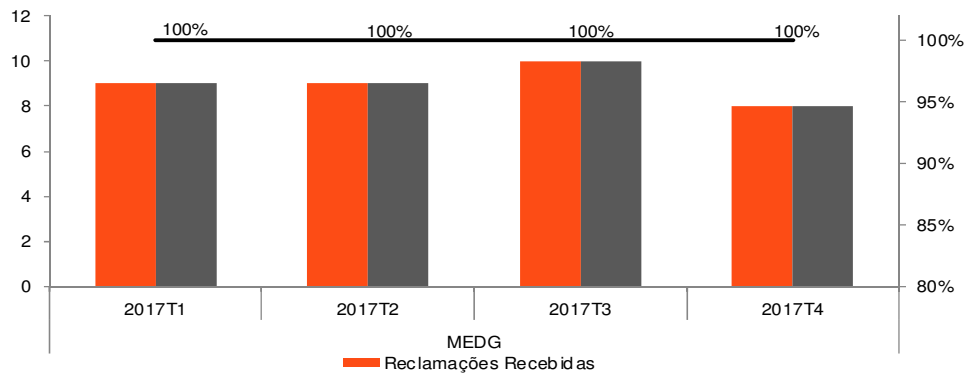
Atendimento Presencial



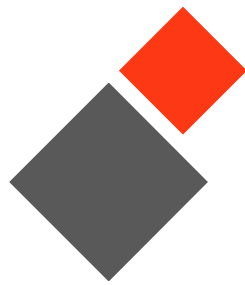
Atendimento telefônico âmbito Comercial



Reclamações







## 08.4 Anexo

## DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

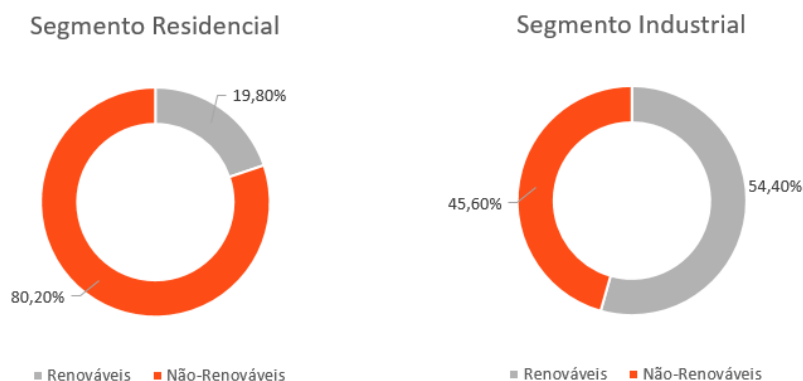
### 1. Fatores de Emissão

Fonte de Energia	Gás Natural	GPL	Gasóleo	Fuelóleo	Carvão	Coque	Electricidade	
Emissões CO <sub>2</sub> (g/kWh)	185,0	226,8	266,4	278,3	345,6	363,3	109,5	338,2
Fonte	ERSE	Despacho Nº 17313 / 2008					ERSE	

O portfólio de energias atualmente utilizadas em Portugal apresenta fatores de emissão de CO<sub>2</sub> bastante diferenciados.

O Gás Natural (GN) assume uma importante vantagem comparativa face às restantes energias convencionais, emitindo menor quantidade de CO<sub>2</sub> por unidade de energia (exceto quando comparado com a Eletricidade – *mix* residencial).

Considerando o *mix* de produção de Eletricidade, os valores de emissão atribuídos à eletricidade são de 109,5 g/kWh para clientes residenciais e de 338,2 g/kWh para clientes industriais. Explica-se este facto pela maior incorporação de fontes renováveis na satisfação da procura de energia para clientes residenciais, tal como evidenciado abaixo:



### 2. *Mix* Alternativo

Com base na realidade de consumos energéticos nacionais e nas fontes de energia disponíveis, foi considerado um *mix* aproximado de fontes de energia que os clientes residenciais e industriais usavam no passado quando o Gás Natural não estava disponível para consumo, calculando a pegada de CO<sub>2</sub> deixada pelos volumes consumidos em ambos

## DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

os cenários (cenário com abastecimento a GN e sem GN). Desta forma, conseguimos estimar o importante papel do Gás Natural ao nível da redução de emissões de CO<sub>2</sub> em Portugal.

Mix aproximado de utilização de fontes de energia quando o GN não estava disponível	
Segmento Residencial	5% Eletricidade + 5% Gasóleo + 90% GPL
Segmento Industrial	50% Fuelóleo + 50% GPL

### 3. Consumos e Emissões

#### 3.1 Clientes abastecidos com Gás Natural

Em 2017 a Medigás veiculou cerca de 107 GWh de Gás Natural, representando a emissão de 19.810 toneladas de CO<sub>2</sub>.

A desagregação por concelho desta concessão apresenta-se abaixo.

#### Energia veiculada em 2017(GWh)

Concelho	Doméstico	Industrial	Total	Emissões CO <sub>2</sub> (ton)
FARO	9	9	19	3.428
OLHÃO	13	18	31	5.745
PORTIMÃO	22	36	57	10.637
<b>TOTAL</b>	<b>44</b>	<b>63</b>	<b>107</b>	<b>19.810</b>

#### 3.2 Clientes abastecidos num cenário sem Gás Natural

No cenário alternativo sem Gás Natural, as emissões de CO<sub>2</sub> atingem níveis visivelmente mais elevados.

## DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

### Emissões Evitadas (ton)

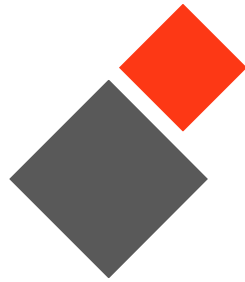
<b>Concelho</b>	<b>Emissões CO<sub>2</sub> - GN (ton)</b>	<b>Emissões CO<sub>2</sub> - Mix Sem GN (ton)</b>	<b>Emissões CO<sub>2</sub> Totais Evitadas (ton)</b>
FARO	3.428	4.406	978
OLHÃO	5.745	7.449	1.704
PORTIMÃO	9.173	11.855	2.682
<b>TOTAL</b>	<b>18.346</b>	<b>23.710</b>	<b>5.363</b>

Globalmente, as emissões de CO<sub>2</sub> são cerca de 29% mais elevadas para o *mix* alternativo sem GN comparativamente ao cenário em que o GN é plenamente utilizado – equivalendo a um diferencial significativo de 5 mil toneladas de CO<sub>2</sub> por ano.

A grande parte da redução de CO<sub>2</sub> emitido provém dos consumos industriais, quer pela elevada proporção de energia consumida neste segmento quer pela substituição do Fuelóleo (energia com elevado fator de emissão de CO<sub>2</sub>).

### Emissões Evitadas Por Segmento (ton)

<b>Concelho</b>	<b>Doméstico</b>	<b>Industrial</b>	<b>Emissões CO<sub>2</sub> Totais Evitadas (ton)</b>
FARO	351	627	978
OLHÃO	503	1.201	1.704
PORTIMÃO	829	2.407	3.236
<b>TOTAL</b>	<b>1.683</b>	<b>4.234</b>	<b>5.918</b>



## 08.5 Anexo

## Pressupostos ERSE

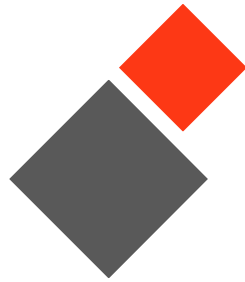
---

Taxa de remuneração:	6,65%
Deflator do BIP (s-1): 201111	2018: 1,5%   2019: 1,4%   2020 e seguintes: 1,6%

### Parâmetros:

Termo variável - indutor PA	0,023269
Termo variável - indutor volumes	0,001599
Eficiência - variável	2%
Eficiência - fixo	2%
Tarifas (€/Mkwh):	
BP<	34,82
BP>	13,38
MP	1,93

---



## 08.6 Anexo

MEDIGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
<b>Investimento Desenvolvimento Negócio</b>		<b>1 145</b>	<b>938</b>	<b>761</b>	<b>445</b>	<b>584</b>	<b>848</b>	<b>486</b>	<b>470</b>	<b>471</b>	<b>471</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>2 311</b>
Rede	m€	414	316	245	143	177	443	209	195	201	218	186	186	986
Ramais	m€	69	52	39	47	53	54	53	31	38	40	33	33	174
Infraestruturação / clientes	m€	566	499	422	230	303	264	154	176	165	147	166	166	820
Conversão		360	209	197	198	297	264	89	105	99	82	100	100	487
Reconversão		206	289	225	32	5	0	65	71	67	64	65	65	333
Segmento Novo	m€	4	0	0	3	6	1	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	91	72	55	22	45	86	70	67	67	67	65	65	331
Equipamento		91	47	23	5	19	15	9	9	9	9	9	9	45
Montagem		0	24	32	17	27	71	61	58	58	58	56	56	287
<b>Agregados físicos do DN:</b>														
Clientes	#								429	429	429	413	413	2 113
Doméstico									426	426	426	410	410	2 098
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									2	2	2	2	2	10
Volume ano	mil m³								167	502	837	1 171	1 503	4 181
Doméstico									38	115	192	268	342	955
Terciário									129	387	645	903	1 161	3 226
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	1 220	1 187	718	494	695	628	357	405	380	342	379	379	1 885
Conversão		1 220	1 187	718	371	670	628	165	194	182	152	185	185	898
Reconversão		0	0	0	123	25	0	192	211	198	190	194	194	987
Rede	km	9	6	5	4	4	7	4	4	4	4	4	4	19
Ramais	#	266	201	141	122	149	163	133	78	94	99	80	80	431
<b>Indicadores Operacionais:</b>														
Pontos Abastecimento Ano	#	1 578	1 407	1 053	655	929	837	446	429	429	429	413	413	2 113
BP <		1 578	1 405	1 052	654	929	835	444	427	427	427	411	411	2 103
BP >		0	2	1	1	0	2	2	2	2	2	2	2	10
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-480	-271	-73	-60	-25	56	-46	-46	-47	-48	-48	-49	-238
BP <		-484	-272	-69	-62	-11	42	-46	-46	-47	-48	-48	-49	-238
BP >		4	1	-4	2	-14	14	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	18 016	19 152	20 132	20 727	21 631	22 524	22 924	23 307	23 688	24 069	24 433	24 797	24 797
BP <		17 969	19 102	20 085	20 677	21 595	22 472	22 870	23 251	23 630	24 009	24 371	24 733	24 733
BP >		46	49	46	49	35	51	53	55	57	59	61	63	63
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	18 016	18 584	19 642	20 430	21 179	22 078	22 724	23 115	23 497	23 879	24 251	24 615	
BP <		17 969	18 536	19 594	20 381	21 136	22 034	22 671	23 060	23 440	23 820	24 190	24 552	
BP >		46	48	48	48	42	43	52	54	56	58	60	62	
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	4,5	5,1	5,1	4,9	4,7	4,9	5,4	5,5	5,5	5,6	5,7	5,7	
BP <	/Pa	2,1	2,2	2,1	2,1	2,00	2,02	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	
BP >		921,6	1 159,1	989,3	800,2	927,2	947,1	1 014,5	1 014,5	1 014,5	1 014,5	1 014,5	1 014,5	
MP		0,0	0,0	11 649,5	18 506,0	17 192,6	21 957,3	21 957,3	21 957,3	21 957,3	21 957,3	21 957,3	21 957,3	
Volume adicional	MWh								1 954	5 862	9 770	13 661	17 535	
BP <									448	1 345	2 242	3 122	3 985	
BP >									1 506	4 517	7 528	10 539	13 550	



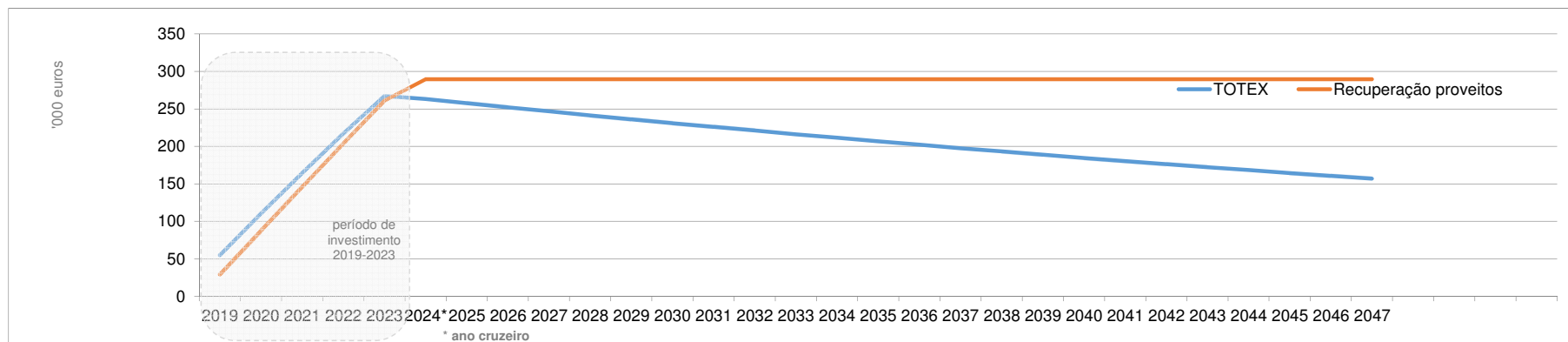
MEDIGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					2019-2023
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	80 757	95 333	99 394	99 500	98 504	107 083	122 322	126 151	129 960	133 768	137 557	141 328	
BP <		38 364	40 273	40 751	42 985	42 370	44 400	47 609	48 427	49 225	50 021	50 799	51 559	
BP >		42 393	55 060	46 993	38 009	38 941	40 726	52 755	55 767	58 778	61 789	64 800	67 811	
MP		0	0	11 649	18 506	17 193	21 957	21 957	21 957	21 957	21 957	21 957	21 957	

#### Metas de eficiência:

Inv DN / Cliente	€	726	667	723	679	628	1 013	1 090	1 096	1 099	1 099	1 087	1 087	1 094
Mts Rede Sec / Cliente	mts	6	5	5	6	4	8	9	9	9	10	9	9	9
Clientes / km rede	#	178,6	217,2	203,6	167,3	222,7	123,0	108,1	112,3	109,3	100,1	114,6	114,6	109,8
Clientes / Ramal	#	5,93	7,00	7,47	5,37	6,23	5,13	3,35	5,50	4,58	4,34	5,16	5,16	4,91
Custo unit RS (€/m)	€	46,9	48,8	47,3	36,7	42,4	65,1	50,6	51,0	51,2	50,9	51,6	51,6	51
Custo unit Ramal (€)	€	259	257	279	381	355	334	398	402	403	401	406	406	403
Custo unit infraestruturação (€)		464	420	587	465	435	420	432	435	435	428	437	437	435
Conversão	€	295	176	274	533	444	420	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	0	0	0	261	203	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	162	130	143	139	135	209	202	201	199	196	192	189	

#### Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						55	110	164	217	267	252
Proveito Recuperado (a)	m€						29	88	146	204	261	290
Margem tarifa	%											15%
Δ = (a) - (b)	m€						-25	-23	-18	-13	-6	37
Acumulado	m€						-25	-48	-67	-80	-87	-49



FARO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
<b>Investimento Desenvolvimento Negócio</b>		<b>353</b>	<b>229</b>	<b>331</b>	<b>159</b>	<b>162</b>	<b>417</b>	<b>269</b>	<b>235</b>	<b>255</b>	<b>250</b>	<b>193</b>	<b>193</b>	<b>1 126</b>
Rede	m€	133	112	111	60	49	316	120	98	119	119	67	67	470
Ramais	m€	17	9	15	9	12	12	24	10	13	15	8	8	54
Infraestruturação / clientes	m€	174	95	183	83	91	67	91	92	90	84	86	86	439
Conversão		86	23	100	80	91	67	54	54	54	47	53	53	261
Reconversão		88	72	83	3	1	0	37	38	35	37	34	34	178
Segmento Novo	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	28	14	23	6	11	23	34	34	33	32	32	32	163
Equipamento		28	7	10	1	4	4	5	5	4	4	4	4	22
Montagem		0	7	13	5	7	19	29	30	29	28	28	28	141
<b>Agregados físicos do DN:</b>														
Clientes	#								218	211	203	203	203	1 038
Doméstico									217	210	202	202	202	1 033
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m³								78	232	385	538	690	1 924
Doméstico									20	58	95	131	168	472
Terciário									58	174	290	407	523	1 452
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	228	125	48	174	204	170	210	212	205	197	197	197	1 008
Conversão		228	125	48	161	201	170	100	100	100	87	97	97	481
Reconversão		0	0	0	13	3	0	110	112	105	110	100	100	527
Rede	km	3	2	2	2	1	4	2	2	2	2	1	1	9
Ramais	#	68	35	53	25	31	30	60	26	32	37	20	20	135
<b>Indicadores Operacionais:</b>														
Pontos Abastecimento Ano	#	265	152	96	190	209	189	216	218	211	203	203	203	1 038
BP <		265	152	96	190	209	188	215	217	210	202	202	202	1 033
BP >		0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	5
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	79	66	295	-40	-2	0	-10	-10	-11	-11	-11	-12	-55
BP <		77	65	295	-42	-1	-2	-10	-10	-11	-11	-11	-12	-55
BP >		2	1	0	2	-1	2	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	3 581	3 799	4 190	4 340	4 547	4 736	4 942	5 150	5 350	5 542	5 734	5 925	5 925
BP <		3 576	3 793	4 184	4 332	4 540	4 726	4 931	5 138	5 337	5 528	5 719	5 909	5 909
BP >		5	6	6	8	7	10	11	12	13	14	15	16	16
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	3 581	3 690	3 995	4 265	4 444	4 642	4 641	5 046	5 250	5 446	5 638	5 829	
BP <		3 576	3 685	3 989	4 258	4 436	4 633	4 829	5 034	5 237	5 433	5 623	5 814	
BP >		5	6	6	7	8	9	11	12	13	14	15	16	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	4,3	4,9	4,1	4,1	4,3	4,0	5,3	5,2	5,3	5,5	5,6	5,7	
BP <	/Pa	2,0	2,1	2,0	2,1	2,06	2,00	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	
BP >		1 615,5	1 824,0	1 350,4	1 204,9	1 305,6	1 091,6	1 355,4	1 355,4	1 355,4	1 355,4	1 355,4	1 355,4	
MP		0,0	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								906	2 709	4 497	6 277	8 057	
BP <									228	676	1 109	1 533	1 957	
BP >									678	2 033	3 389	4 744	6 099	

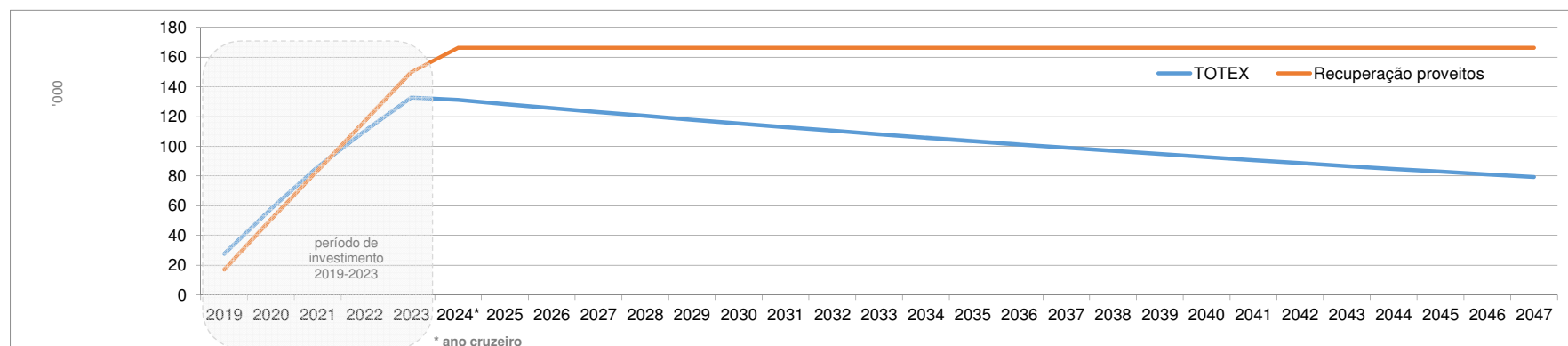
FARO	Unid	Real								PDIRD 2019-2023				
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	15 364	17 908	16 268	17 283	18 948	18 532	24 372	26 159	27 941	29 706	31 462	33 217	
BP <		7 286	7 876	8 166	8 849	9 156	9 254	10 140	10 572	10 999	11 408	11 809	12 209	
BP >		8 077	10 032	8 102	8 434	9 792	9 279	14 232	15 587	16 943	18 298	19 653	21 009	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

#### Metas de eficiência:

Inv DN / Cliente	€	1 331	1 509	3 451	837	777	2 205	1 246	1 077	1 207	1 232	953	953	1 085
Mts Rede Sec / Cliente	mts	11	16	24	10	4	22	11	9	11	12	6	6	9
Cientes / km rede	#	90,3	63,0	41,8	102,5	233,5	45,4	91,1	113,5	90,7	86,8	156,2	156,2	113,0
Cientes / Ramal	#	3,90	4,34	1,81	7,60	6,74	6,30	3,62	8,38	6,59	5,49	10,15	10,15	7,69
Custo unit RS (€/m)	€	45,2	46,3	48,3	32,5	54,2	75,8	50,6	51,0	51,2	50,9	51,6	51,6	51
Custo unit Ramal (€)	€	254	255	280	365	376	389	398	402	403	401	406	406	403
Custo unit infraestruturação (€)		765	760	3 805	478	448	393	435	434	437	428	438	438	435
Conversão	€	377	184	2 084	495	452	393	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	0	0	0	265	171	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	310	311	847	207	182	552	237	208	227	226	171	167	

#### Avaliação

											2024					
TOTEX (b)	m€										28	58	86	110	133	131
Proveito Recuperado (a)	m€										17	51	84	117	150	166
Margem tarifa	%															27%
Δ = (a) - (b)	m€										-11	-7	-2	7	17	35
Acumulado	m€										-11	-18	-20	-13	4	39



OLHÃO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
<b>Investimento Desenvolvimento Negócio</b>		<b>333</b>	<b>248</b>	<b>83</b>	<b>108</b>	<b>76</b>	<b>91</b>	<b>35</b>	<b>46</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>38</b>	<b>38</b>	<b>222</b>
Rede	m€	93	44	24	18	18	4	15	31	31	31	26	26	143
Ramais	m€	23	20	9	15	19	9	5	5	5	5	4	4	22
Infraestruturação / clientes	m€	194	165	43	68	32	63	9	6	9	9	4	4	34
Conversão		173	144	32	59	32	63	3	1	3	3	1	1	9
Reconversão		21	20	11	9	1	0	7	5	7	7	3	3	25
Segmento Novo	m€	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	22	19	7	6	7	16	6	4	6	6	3	3	23
Equipamento		22	9	3	1	3	4	1	1	1	1	1	1	4
Montagem		0	10	4	5	4	12	5	3	5	5	3	3	19
<b>Agregados físicos do DN:</b>														
Clientes	#								25	38	38	20	20	141
Doméstico									23	36	36	18	18	131
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m³								73	221	369	516	661	1 840
Doméstico									2	8	14	19	23	66
Terciário									71	213	355	497	639	1 774
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	526	722	367	130	73	120	25	17	25	25	12	12	91
Conversão		526	722	367	102	69	120	5	2	5	5	2	2	16
Reconversão		0	0	0	28	4	0	20	15	20	20	10	10	75
Rede	km	2	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	3
Ramais	#	89	79	31	44	52	32	12	12	12	12	10	10	56
<b>Indicadores Operacionais:</b>														
Pontos Abastecimento Ano	#	716	834	569	285	148	153	38	25	38	38	20	20	141
BP <		716	834	568	284	148	152	37	24	37	37	19	19	136
BP >		0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	5
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-413	-537	-462	-120	3	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-65
BP <		-413	-539	-461	-118	9	-18	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-65
BP >		0	2	-1	-2	-6	5	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	5 685	5 982	6 089	6 254	6 405	6 545	6 570	6 582	6 606	6 631	6 638	6 645	6 645
BP <		5 675	5 970	6 077	6 243	6 400	6 534	6 558	6 569	6 592	6 616	6 622	6 628	6 628
BP >		10	12	12	11	5	11	12	13	14	15	16	17	17
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	5 685	5 834	6 036	6 172	6 330	6 475	6 557	6 576	6 594	6 619	6 635	6 641	
BP <		5 675	5 823	6 024	6 160	6 322	6 467	6 546	6 563	6 581	6 604	6 619	6 625	
BP >		10	11	12	12	8	8	12	13	14	15	16	17	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	4,6	4,8	4,6	4,6	4,6	4,8	5,0	5,2	5,5	5,7	6,0	6,2	
BP <	/Pa	2,2	2,2	2,1	2,1	1,96	2,05	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	
BP >		1 365,6	1 388,7	1 246,1	1 341,4	2 080,7	2 221,9	1 655,8	1 655,8	1 655,8	1 655,8	1 655,8	1 655,8	
MP		0,0	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								853	2 573	4 306	6 021	7 717	
BP <									25	89	167	226	266	
BP >									828	2 484	4 140	5 795	7 451	

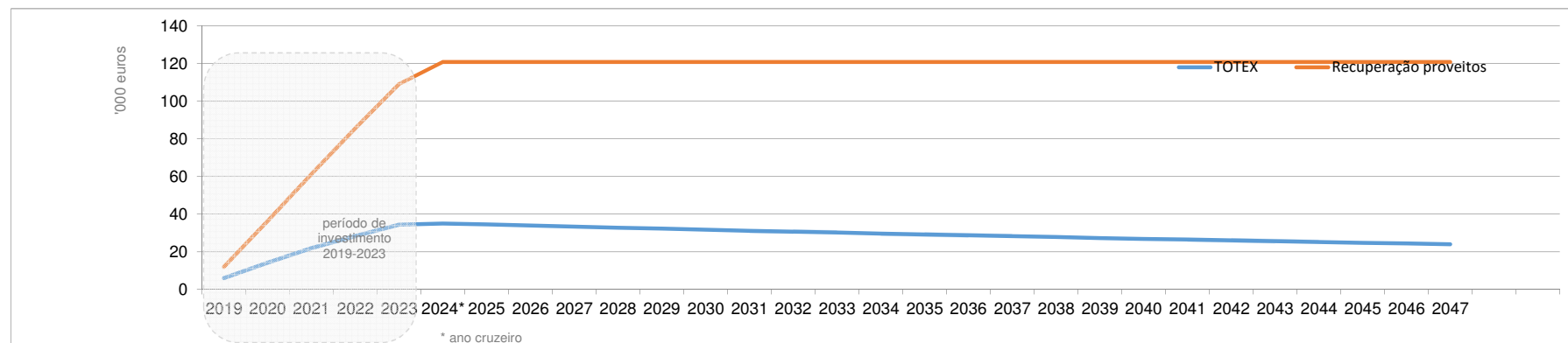
OLHÃO	Unid	Real								PDIRD 2019-2023				
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	26 004	28 177	27 755	28 614	29 030	31 053	32 788	34 480	36 173	37 878	39 565	41 233	
BP <		12 347	12 900	12 801	13 187	12 385	13 277	13 746	13 783	13 819	13 869	13 900	13 912	
BP >		13 656	15 276	14 953	15 426	16 646	17 775	19 042	20 698	22 353	24 009	25 665	27 321	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

#### Metas de eficiência:

Inv DN / Cliente	€	465	298	146	379	514	595	918	1 825	1 341	1 335	1 878	1 878	1 578
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	1	1	2	2	1	8	24	16	16	25	25	20
Cientes / km rede	#	366,6	1 142,5	1 361,2	653,7	404,4	1 645,2	131,9	41,7	63,3	63,3	40,0	40,0	50,4
Cientes / Ramal	#	8,04	10,56	18,35	6,48	2,85	4,78	3,17	2,08	3,23	3,23	2,00	2,00	2,54
Custo unit RS (€/m)	€	47,8	60,1	58,2	42,1	49,4	38,1	50,6	51,0	51,2	50,9	51,6	51,6	51
Custo unit Ramal (€)	€	254	258	280	348	357	275	398	402	403	401	406	406	403
Custo unit infraestruturção (€)		368	228	117	525	441	526	378	362	378	378	372	372	373
Conversão	€	329	200	88	578	459	526	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	0	0	0	329	125	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	102	62	32	82	112	124	184	348	244	233	315	303	

#### Avaliação

		2024											
TOTEX (b)	m€							6	14	22	28	34	35
Proveito Recuperado (a)	m€							12	36	61	85	109	121
Margem tarifa	%												245%
Δ = (a) - (b)	m€							6	22	39	57	75	86
Acumulado	m€							6	28	67	124	199	285



PORTIMÃO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
<b>Investimento Desenvolvimento Negócio</b>		<b>460</b>	<b>461</b>	<b>347</b>	<b>178</b>	<b>345</b>	<b>340</b>	<b>182</b>	<b>190</b>	<b>166</b>	<b>171</b>	<b>218</b>	<b>218</b>	<b>962</b>
Rede	m€	188	161	109	65	110	124	74	66	51	68	93	93	372
Ramais	m€	29	22	16	22	23	34	24	16	20	20	20	20	97
Infraestruturação / clientes	m€	198	239	196	78	179	134	53	78	66	53	75	75	347
Conversão		101	42	65	59	175	134	33	50	42	33	47	47	217
Reconversão		96	197	132	19	4	0	21	28	25	20	28	28	130
Segmento Novo	m€	3	0	0	3	6	1	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	41	39	25	9	28	48	30	29	28	29	30	30	146
Equipamento		41	32	10	2	11	8	4	4	4	4	4	4	19
Montagem		0	7	15	7	16	39	26	25	24	26	26	26	127
<b>Agregados físicos do DN:</b>														
Clientes	#								186	180	188	190	190	934
Doméstico									186	180	188	190	190	934
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								17	50	83	117	151	417
Doméstico									17	50	83	117	151	417
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	466	340	303	190	418	338	122	176	150	120	170	170	786
Conversão		466	340	303	108	400	338	60	92	77	60	86	86	401
Reconversão		0	0	0	82	18	0	62	84	73	60	84	84	385
Rede	km	4	3	2	2	3	3	1	1	1	1	2	2	7
Ramais	#	109	87	57	53	66	101	61	40	50	50	50	50	240
<b>Indicadores Operacionais:</b>														
Pontos Abastecimento Ano	#	597	421	388	180	572	495	192	186	180	188	190	190	934
BP <		597	419	388	180	572	495	192	186	180	188	190	190	934
BP >		0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-146	200	94	100	-26	69	-23	-23	-23	-24	-24	-24	-118
BP <		-148	202	97	98	-19	62	-23	-23	-23	-24	-24	-24	-118
BP >		2	-2	-3	2	-7	7	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	8 750	9 371	9 853	10 133	10 679	11 243	11 412	11 575	11 732	11 896	12 062	12 227	12 227
BP <		8 718	9 339	9 824	10 102	10 655	11 212	11 381	11 544	11 701	11 865	12 031	12 196	12 196
BP >		31	31	28	30	23	30	30	30	30	30	30	30	30
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	8 750	9 061	9 612	9 993	10 406	10 961	11 328	11 494	11 653	11 814	11 979	12 145	
BP <		8 718	9 029	9 582	9 963	10 379	10 934	11 297	11 463	11 622	11 783	11 948	12 114	
BP >		31	31	30	29	27	27	30	30	30	30	30	30	
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	4,5	5,4	5,8	5,4	4,9	5,2	5,8	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5	
BP <	/Pa	2,1	2,2	2,1	2,1	2,01	2,00	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	
BP >		666,4	959,7	811,4	487,9	471,8	515,9	649,4	649,4	649,4	649,4	649,4	649,4	
MP		0,0	0,0	11 649,5	18 506,0	17 192,6	21 957,3	21 957,3	21 957,3	21 957,3	21 957,3	21 957,3	21 957,3	
Volume adicional	MWh								195	580	966	1 363	1 762	
BP <									195	580	966	1 363	1 762	
BP >									0	0	0	0	0	

PORTIMÃO	Unid	Real								PDIRD 2019-2023				
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	39 390	49 248	55 371	53 603	50 525	57 499	65 162	65 511	65 846	66 183	66 530	66 878	
BP <		18 731	19 496	19 784	20 949	20 829	21 870	23 723	24 072	24 407	24 744	25 090	25 438	
BP >		20 659	29 752	23 937	14 148	12 503	13 672	19 482	19 482	19 482	19 482	19 482	19 482	
MP		0	0	11 649	18 506	17 193	21 957	21 957	21 957	21 957	21 957	21 957	21 957	

### Metas de eficiência:

Inv DN / Cliente	€	770	1 094	893	987	603	687	948	1 020	921	907	1 147	1 147	1 030
Mts Rede Sec / Cliente	mts	7	8	6	9	5	5	8	7	6	7	9	9	8
Clientes / km rede	#	151,3	126,2	157,9	110,8	196,6	194,4	130,9	143,1	180,0	139,8	105,4	105,4	128,8
Clientes / Ramal	#	5,48	4,84	6,81	3,40	8,67	4,90	3,13	4,65	3,60	3,76	3,80	3,80	3,89
Custo unit RS (€/m)	€	47,7	48,2	44,5	39,9	37,9	48,7	50,6	51,0	51,2	50,9	51,6	51,6	51
Custo unit Ramal (€)	€	267	256	278	417	344	336	398	402	403	401	406	406	404
Custo unit infraestruturação (€)		425	703	647	413	428	396	438	444	442	440	441	441	442
Conversão	€	218	124	213	547	437	396	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	0	0	0	237	226	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	171	201	155	184	124	131	165	179	163	162	207	208	

### Avaliação

											2024					
TOTEX (b)	m€										22	41	62	84	107	105
Proveito Recuperado (a)	m€										7	20	34	47	61	68
Margem tarifa	%															-35%
Δ = (a) - (b)	m€										-15	-21	-29	-36	-46	-36
Acumulado	m€										-15	-36	-64	-101	-146	-183

