

Duriensegás

PDIRD-GN

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



2019-2023



distribuição
gás natural



Índice

01. SIGLAS E DEFINIÇÕES	3
02. SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO.....	9
02.1 Enquadramento legislativo do PDIRD-GN	14
02.2 Distribuição de GN em Portugal	15
02.3 Caracterização da atividade de distribuição de GN	17
02.4 Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN	18
02.5 Acompanhamento do PDIRD-GN (2017-2021)	21
03. CARATERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GN	23
03.1 Implantação e cobertura geográfica	25
03.2 Dados históricos da Licença.....	27
04. CONTEXTO GEOGRÁFICO E CONJUNTURA SOCIOECONÓMICA.....	31
04.1 Distribuição GN no contexto Europeu.....	33
04.2 Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa	34
04.3 Contexto regional da licença.....	37
05. ENQUADRAMENTO DA GESTÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO	43
05.1 Tipologia de projetos de investimento.....	46
05.2 Projetos de investimento em DN Ligação de novos PA	47
05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes	50
05.4 Projetos de investimento em outras atividades	51
06. PREVISÃO DE CONSUMOS DE GÁS NATURAL	53
06.1 Evolução de consumidores	56
06.2 Pressupostos da procura de GN	57
06.3 Projeção de consumos	60
07. PLANO DE INVESTIMENTO	63
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento	65
07.2 Caracterização do plano de investimento.....	66
07.2.1 Investimento em desenvolvimento de negócio projeto de ligação de novos PA.....	68
07.2.2 Investimento em infraestruturas existentes de distribuição	70
07.2.3 Investimento em outras atividades.....	71

07.3 Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto73

07.4 Avaliação do investimento.....86

07.4.1 Evolução dos principais indicadores87

07.4.2. Avaliação global do impacto do plano90

07.4.3 Análise Individual por projeto de DN de cada concelho.....94

08. ANEXOS97

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 ³ (n)
BP>	Baixa Pressão com consumo superior a 10 mil m ³ (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 ₂	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 infraestruturação, 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 Duriensegás 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 ERSE¹ 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;

¹ 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

- 🕒 Análise da conjuntura económica prevista e das potencialidades existentes nas áreas de licença.

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

Investimento (m€)	PDIRD-GN 2017-2021		PDIRD-GN 2019-2023		Varição	
Investimento DN - Ligação de clientes	3.432	81%	3.484	60%	51	1%
Outros Investimentos em Infraestruturas	475	11%	1.259	22%	784	165%
Investimento em Outras Atividades	334	8%	1.087	19%	754	226%
Total	4.241	100%	5.829	100%	1.589	37%

O investimento para o próximo quinquénio é superior ao anterior PDIRD em cerca de 1,6M€, que representa somente um acréscimo anual de 318 m€. Verifica-se um incremento na rubrica de Outros Investimentos em Infraestruturas justificado pelo investimento previsto em UAG nos anos 2021 e 2022.

O acréscimo do investimento em Outras Atividades deve-se à necessidade de investimento em sistemas de informação, *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.

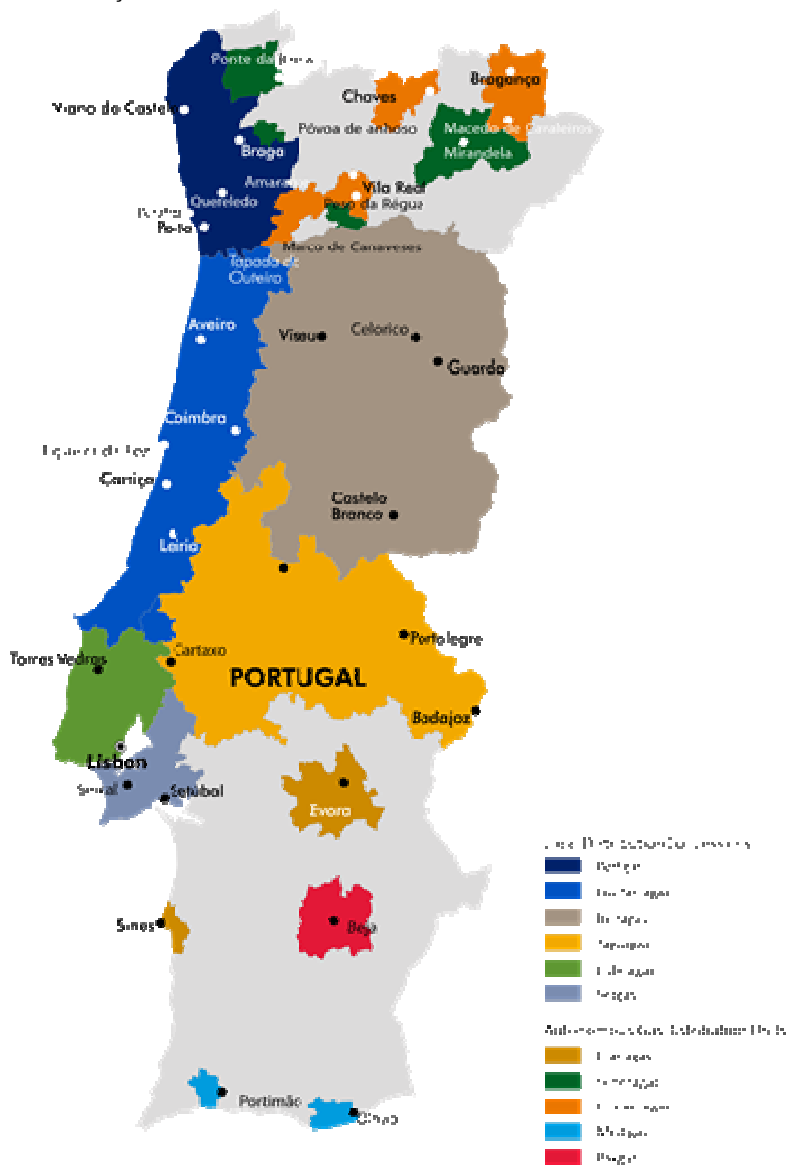
O plano de investimento e os seus objetivos têm em consideração as obrigações do ORD previstas no Contrato de Licença, na legislação nacional e nos regulamentos do setor, especialmente no RRC e RARII.

- ◊ **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.



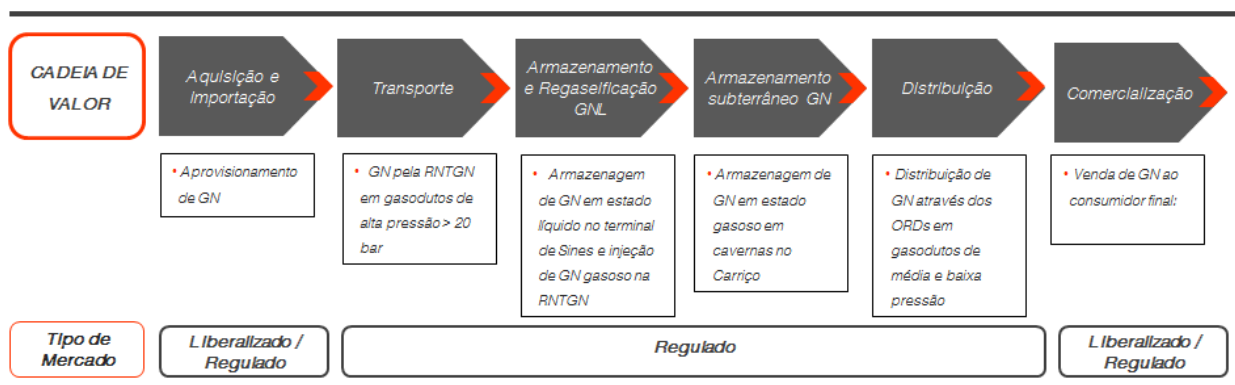
Estas empresas podem ser agrupadas em 3 grupos de acordo com as suas especificidades e o ano de início da atividade de distribuição.

- ◉ 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 Duriensegás 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 Duriensegás 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 moderado² 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

² Tomando em consideração a redução anual do RAB

da licença da Duriensegás, 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 requerentes que desejem consumir GN, nos termos previstos na legislação aplicável. Esta obrigação está prevista no RRC³, 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 m³ (n).
- ⦿ Das instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m³ (n), desde que os mesmos se situem dentro da área de influência da rede de distribuição.

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.

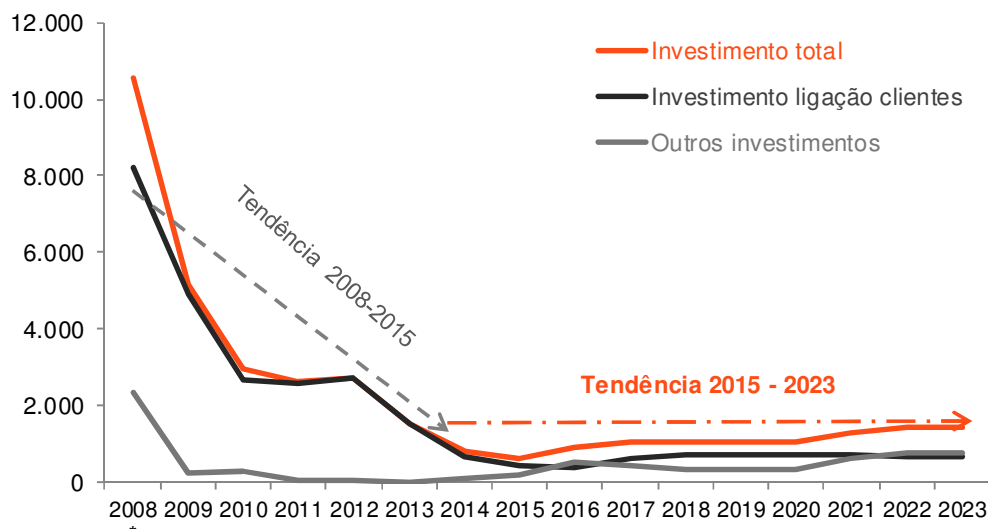
Este esforço de nivelamento do investimento anual favorece igualmente a estabilidade de todas as empresas envolvidas, nomeadamente quanto à manutenção de postos de trabalho locais relacionados com as atividades que suportam o investimento do ORD.

O investimento programado da Duriensegás, 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 **1,0M€** para o período 2015-2023, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **10,6 M€**, ou seja, menos 1% do esforço de investimento anual.

³ Artigo 165º do RRC republicado em abril de 2018

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

Síntese do Investimento 2017 (m€)	Real	PDIRD-GN	Variação	
Investimento DN - Ligação de clientes	633	685	-53	-8%
Outros Investimentos em Infraestruturas	209	72	137	190%
Investimento em Outras Atividades	201	75	126	168%
Total	1.043	832	210	25%

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 210 m€ de investimento face ao previsto devido a outros investimentos, nomeadamente em obras na sede e em sistemas de informação.

Foram investido mais 87 mil euros na adequação das novas instalações da Duriensegás. As anteriores instalações não apresentavam as condições necessárias para o desenvolvimento da atividade da empresa, nomeadamente ao nível da funcionalidade dos postos de trabalho e do espaço de arquivo. As obras realizadas decorreram das necessidades acima identificadas, e consistiram na adequação das instalações.

Quadro 3

Realização Física	Real	PDIRD-GN	Varição	
PA ligados no ano	539	547	-8	-1%
PA totais	30.024	30.244	-220	-1%
Volume total (MWh)	215.402	213.452	1.951	1%

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 215 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 Duriensegás abrange 5 concelhos:

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Amarante	301	187	56.264	28.238
Bragança	6.608	21	136.252	24.782
Chaves	591	70	41.243	27.803
Marco de Canaveses	202	265	53.450	24.103
Vila Real	379	137	51.850	29.943

Fonte: censos 2011

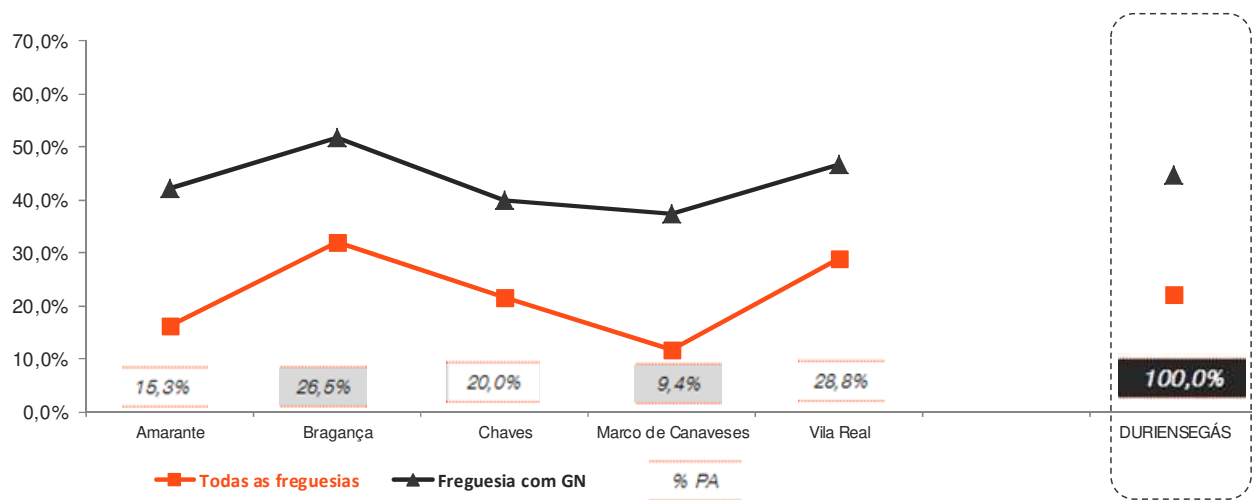


5 Concelhos com Distribuição de GN em 30 de abril de 2017, **todos abastecidos com GN**

O gráfico 2 reflete o nível de cobertura dos 5 concelhos da área de licença da Duriensegás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

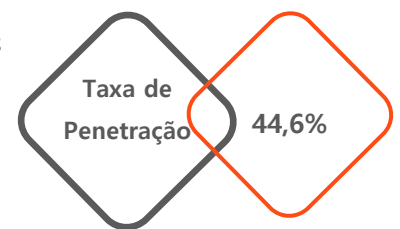
A taxa de cobertura foi apurada com base na informação dos pontos de abastecimento ligados e número de alojamentos familiares⁴ existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de GN.

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.

⁴ 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 #
Vila Real	1	110	2.819	8.659	UAG de Vila Real
Bragança	1	96	2.836	7.968	UAG de Bragança
Chaves	2	124	2.883	6.012	UAG de Chaves / UAG de Vidago
Amarante	1	92	2.165	4.566	UAG de Amarante
Marco de Canaves	2	55	1.299	2.819	UAG Marco de Canaveses / UAG de Vila Boa de Quires
Total	7	477	12.002	30.024	

Investimento Anual

O quadro 5 apresenta o investimento⁵ 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	692	452	378	633	712
Outros Investimentos em Infraestruturas	83	110	276	209	102
Investimento em Outras Atividades	14	74	231	201	232
Total	790	636	885	1.043	1.046

⁵ Os valores de 2018 são previsionais

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.

Quadro 6

Investimento DN - Ligação de clientes (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Secundária	229	224	175	248	277
Ramais	105	65	66	134	124
Conversões e reconversões	318	144	117	190	232
Contadores / cadeias medida	40	19	20	61	78
Total	692	452	378	633	712
Novos clientes de GN (#)	644	386	423	539	494
Conversões e reconversões (#)	478	255	228	396	447
Rede Secundária (kms)	5	5	3	5	5
Ramais (#)	260	151	154	323	239

Quadro 7

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Primária (construção)	0	0	0	0	0
UAG	0	0	0	4	0
RS - Anelagens e reestruturação	73	105	190	168	78
Renov. Rede e ramais	10	5	0	0	0
Rede Secundária - Outros	0	0	86	36	24
Renov. Rede e ramais	0	0	0	0	0
Total	83	110	276	209	102

Quadro 8

Investimento em Outras Atividades (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Renovação contadores / redutores	0	21	131	9	3
Sist. Informação	9	11	3	52	55
Edifícios e construções	0	0	4	97	0
Proj. Cadastro	0	0	17	0	5
Equipamento técnico	5	43	23	9	6
Outros	0	0	52	32	163
Total	14	74	231	201	232

 Consumidores ligados|

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

Quadro 9

Pontos de Abastecimento por segmento (#)	2014	2015	2016	2017	2018
Doméstico	27.842	28.100	28.402	28.859	29.251
Terciário	796	886	896	998	1.048
Indústria	148	148	159	167	169
Total	28.786	29.134	29.457	30.024	30.468

Quadro 10

Pontos de Abastecimento por nível de pressão (#)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	28.638	28.986	29.298	29.857	30.299
BP>	146	146	158	166	168
MP	2	2	1	1	1
Total	28.786	29.134	29.457	30.024	30.468

 Quantidades de gás distribuídas|

Quadro 11

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	100	98	115	107	111
BP>	83	85	84	92	103
MP	22	20	18	16	16
AP	0	0	0	0	0
Total	206	203	217	215	230

 Consumos médios por nível de pressão|

Quadro 12

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	3,51	3,40	3,95	3,63	3,69
BP>	591,54	580,29	551,93	566,95	614,32
MP	11.224,79	9.972,90	11.777,75	16.134,90	16.134,90
Total	7,20	7,00	7,40	7,24	7,59

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

04. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica



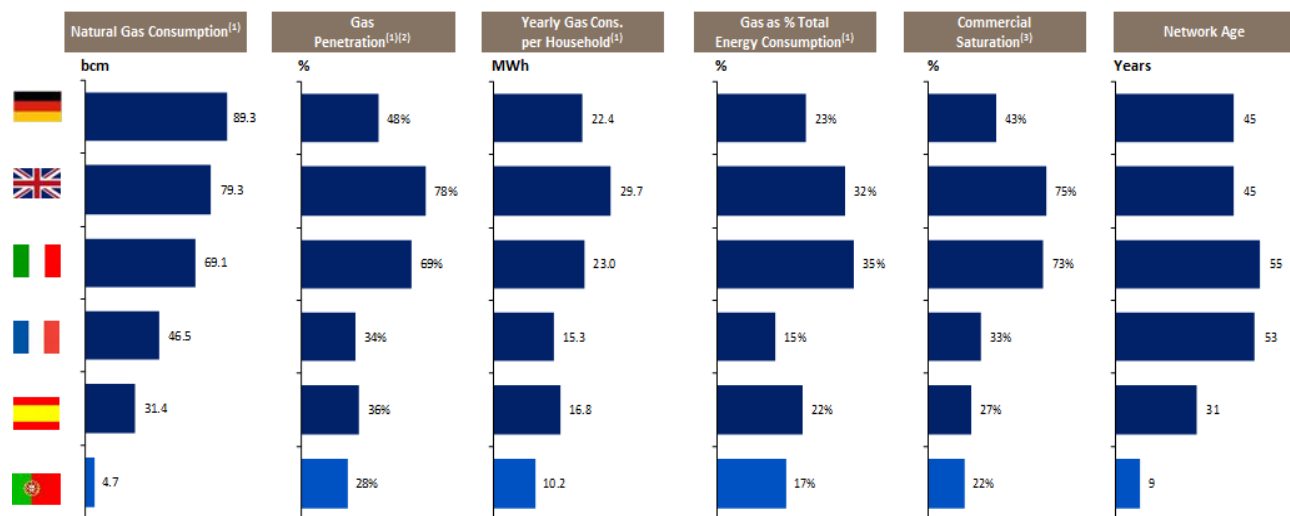
“O Gás Natural é uma solução energética de referência a nível europeu para os setores terciário e industrial devido aos seus benefícios.”

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

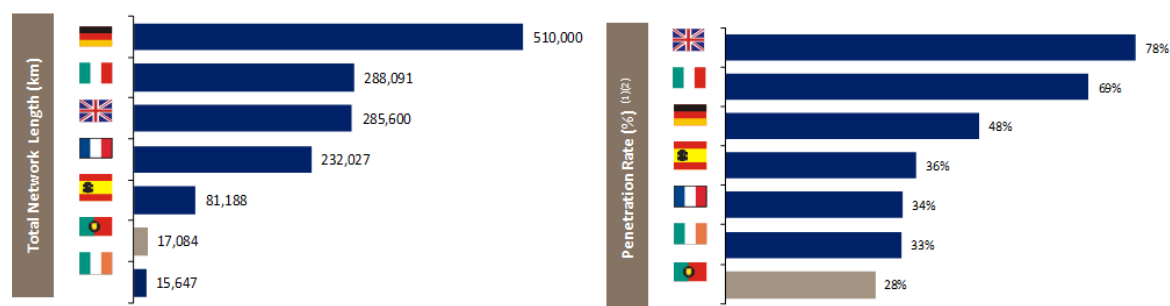
(1) Source: Eurogas Statistical report 2014.

(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

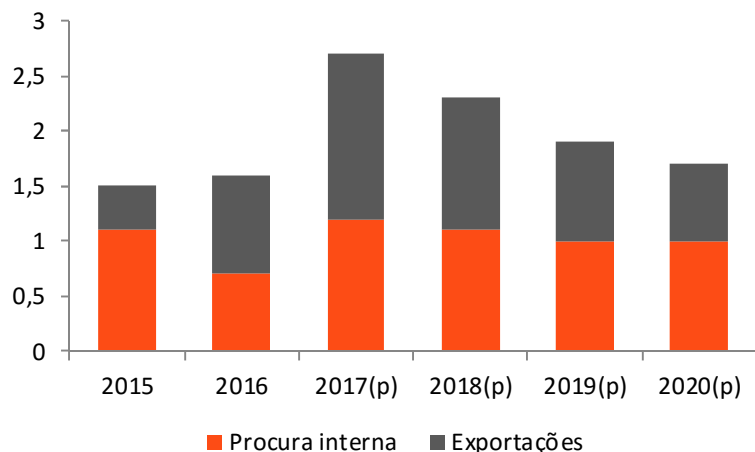
De acordo com as projeções para a Economia Portuguesa do INE e do Banco de Portugal é esperado um desaceleramento moderado da atividade económica.

↳ 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 %)¹⁰

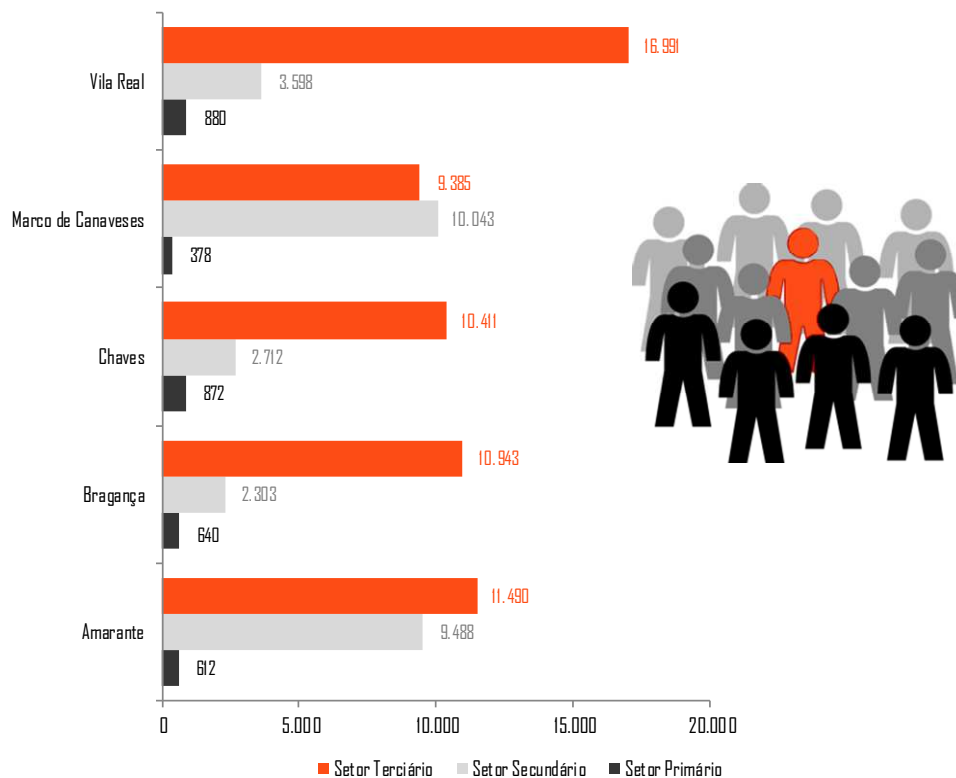
	Pesos 2016	BE dezembro de 2017					BE outubro 2017	BE junho 2017		
		2016	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)	2020 ^(p)	2017 ^(p)	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)
Produto Interno Bruto	100	1,50	2,60	2,30	1,90	1,70	2,50	2,50	2,00	1,80
Consumo Privado	66	2,10	2,20	2,10	1,80	1,70	1,90	2,30	1,70	1,70
Consumo Público	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 Duriensegás



Fonte - Pordata - censos 2011

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de licença da Duriensegás. Após análise dos dados verificamos que 65% da população presta atividade no setor terciário, 31% presta atividade no setor secundário e apenas 4% da população serve no setor primário da economia.

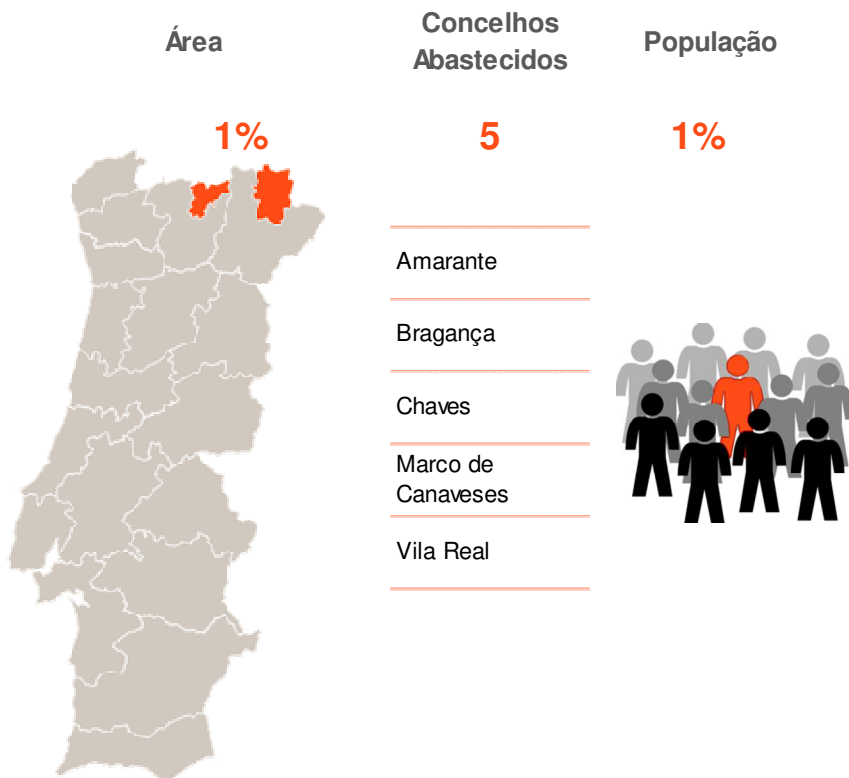
 Investimento|

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 Duriensegás abrange 5 concelhos e numa área de 680 km², e possui uma população de cerca de 108 mil habitantes, que representa, respetivamente, 1% do território nacional e 1% da população total.

Peso da Região no país

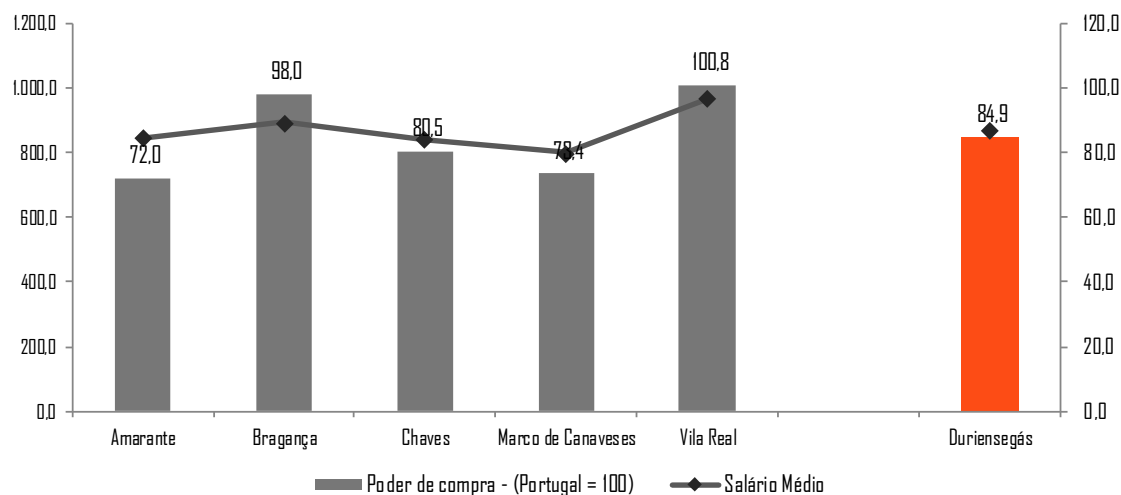


A Duriensegás é a empresa licenciada para distribuição de gás natural em 5 concelhos do Norte de Portugal.

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 Duriensegás.

Gráfico 7

Poder de Compra e Salário Médio (€)

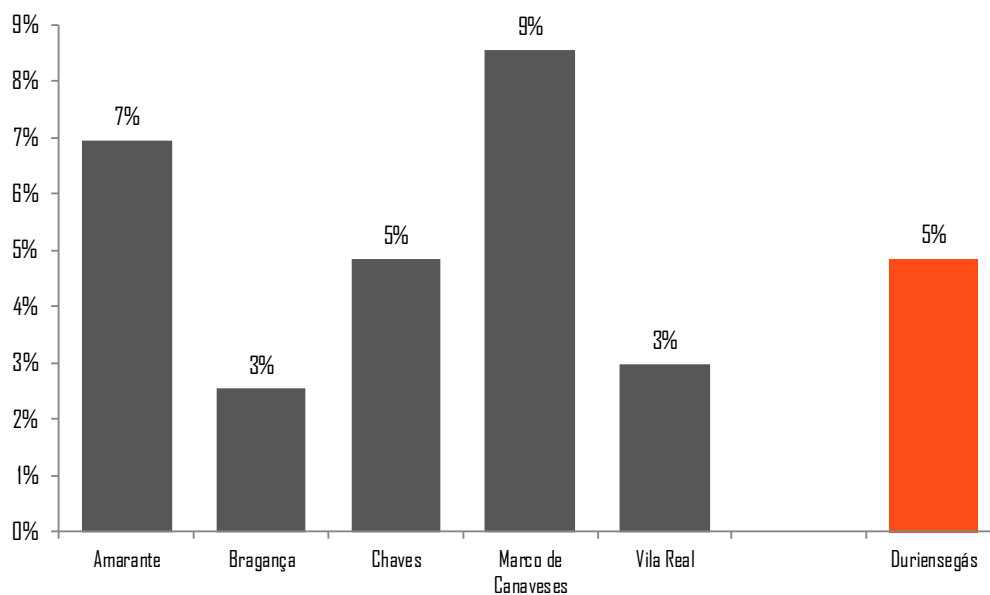


Fonte: Pordata

O gráfico 8 apresenta o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da Área Licenciada da Duriensegás. Este tipo de empresas representa uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Duriensegás. Conforme se pode verificar o Concelho de Marco de Canaveses é o Concelho que apresenta um maior peso da indústria transformadora no tecido empresarial de cada Concelho, enquanto o Concelho de Bragança é o que apresenta um menor peso. A Área Licenciada da Duriensegás contribui com cerca de 2% da indústria transformadora nacional.

Gráfico 8

Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)



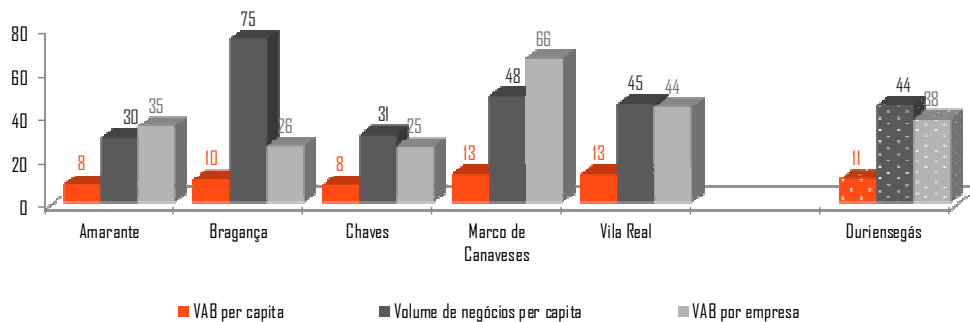
Fonte: Pordata

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 Duriensegás. Da análise pode-se concluir que o Concelho de Marco de Canaveses é aquele que apresenta o conjunto de indicadores mais elevados. Os Concelhos de Amarante e Chaves são os que apresentam os indicadores mais baixos.

O VAB produzido na Área Licenciada da Duriensegás 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 CO₂,
- ◀ As perspetivas da evolução da economia nacional, das famílias e do setor empresarial,

Vêm reforçar a solidez das premissas que suportam as projeções de investimento e em particular 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

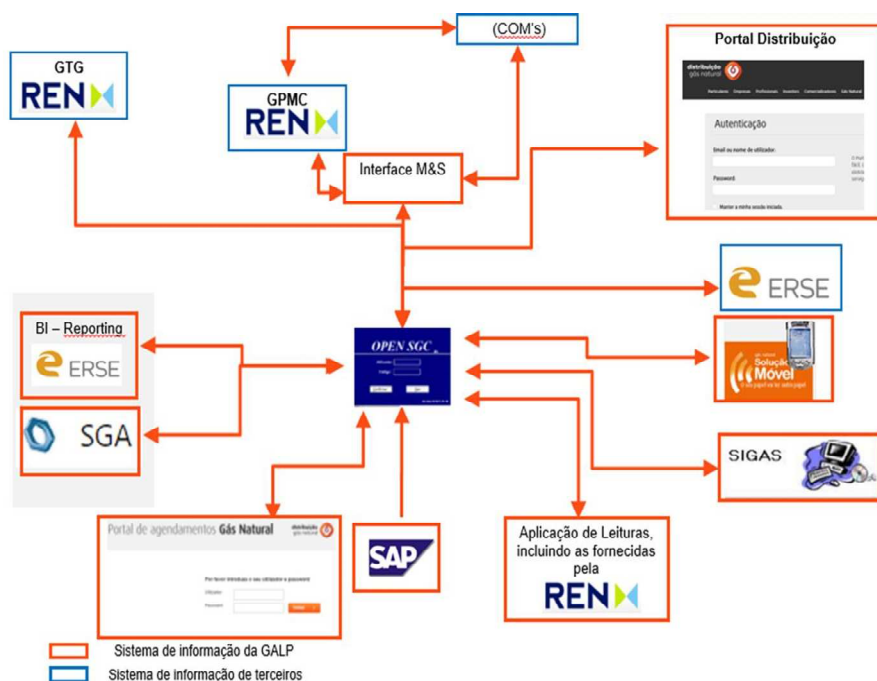


“A decisão de investimento baseia-se em um racional económico e num contexto de preocupação da sustentabilidade do sistema considerando as variáveis que condicionam o nível das tarifas (custos, investimento, pontos de consumo e volumes de GN).”

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 infraestruturação 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 m³

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 nacional⁶.

Para efeitos de avaliação do investimento, destacam-se 2 indicadores que constituem 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.

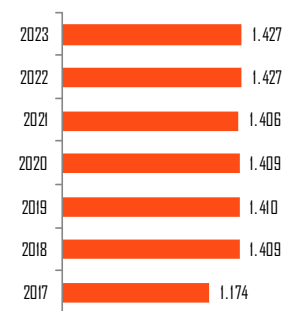
Este *driver* de investimento está condicionado por características específicas de cada área geográfica dos ORDs e potenciais futuras expansões.

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.

Gráfico 10

Investimento DN / novo cliente ligado (€)



⁶ Conforme mencionado no ponto 7.3

⦿ A estrutura do segmento existente (conversão ou reconversão).

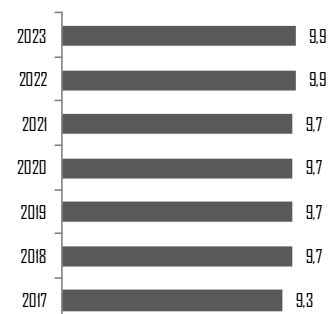
⦿ O indicador “**metros de rede / cliente**”, além do seu impacto no “investimento DN / Cliente”, constitui só por si o indicador operacional de referência, correlacionador da infraestrutura de distribuição com o número de clientes ligados. Para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor 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.

Gráfico 11

Rede / Cliente (mt)



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 climáticas, 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 investimento⁷.

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.

Quadro 14

Pontos de Abastecimento (#)	2017 R	2018 P	Acréscimo de novos PA					Total
			2019	2020	2021	2022	2023	
BP<	29.857	30.299	503	503	503	471	471	2.451
BP>	166	168	2	2	2	2	2	10
MP	1	1	0	0	0	0	0	0
Total	30.024	30.468	505	505	505	473	473	2.461

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

⁷ Conforme capítulo 7 do documento

06.2 Pressupostos da procura de GN

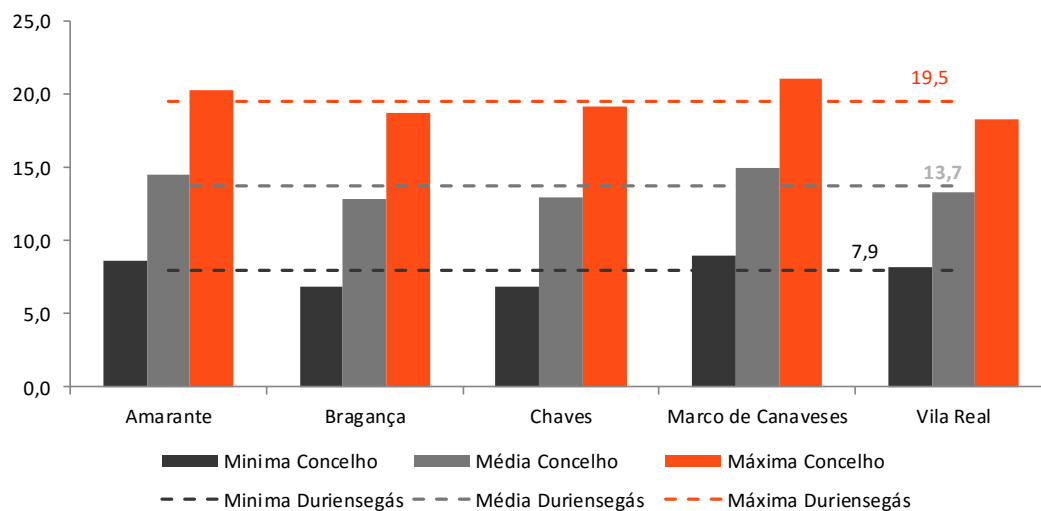
A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

◉ Condicionamentos 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 climáticas** 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<	60	63	64	64	64	315
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
Total	60	63	64	64	64	315

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

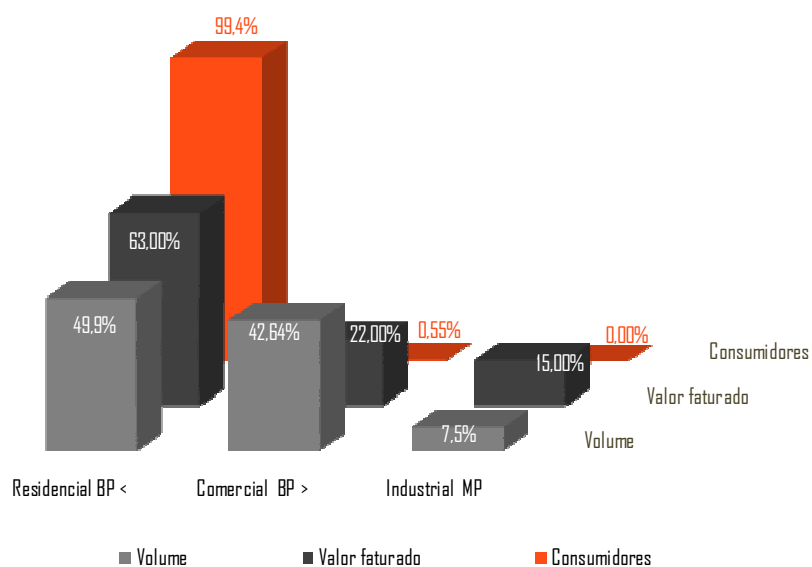
Condicionismos regionais

- 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 Duriensegás.






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.

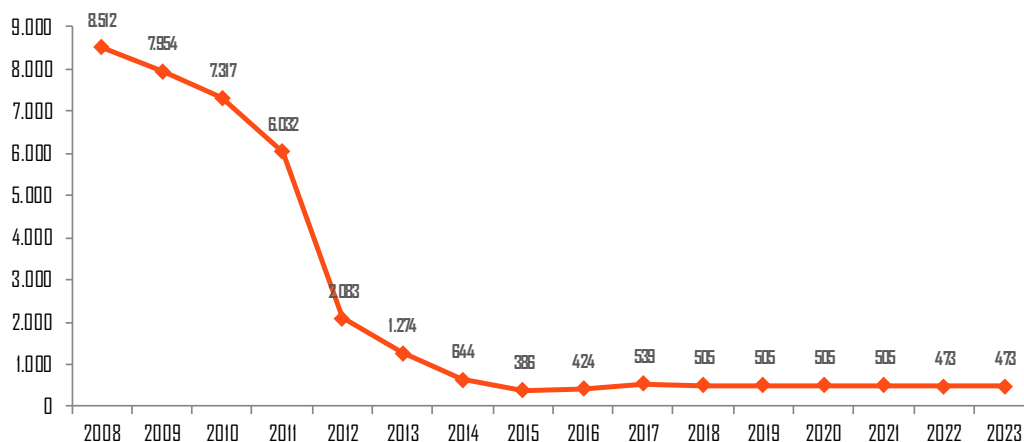
Quadro 16	Freguesia com GN - 2017	Freguesia com GN - 2023
 Amarante	42,1%	46,6%
 Bragança	51,7%	53,1%
 Chaves	40,0%	44,9%
 Marco de Canaveses	37,5%	47,7%
 Vila Real	46,8%	48,9%
DURIENSEGÁS	44,6%	47,2%

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 consequentemente 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<	3,51	3,40	3,95	3,63	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
BP>	592	580	552	567	614	614	614	614	614	614
MP	11.225	9.973	11.778	16.135	16.135	16.135	16.135	16.135	16.135	16.135
Total	7,20	7,00	7,40	7,24	7,59	7,58	7,56	7,55	7,54	7,53

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.

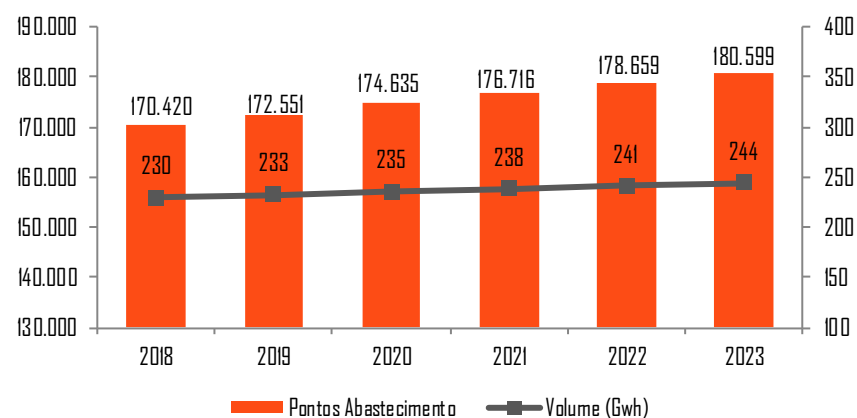
Apesar do esforço reforçado para captar volumes de potenciais clientes industriais, por prudência só foram considerados consumos nos segmentos do doméstico, do terciário e do pequeno industrial nos níveis de pressão BP< e BP>, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos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

Quadro 18

Fornecimento de GN (GWh)	2014 R	2015 R	2016 R	2017 R	2018 P	2019	2020	2021	2022	2023
BP<	100	98	115	107	111	112	114	115	117	118
BP>	83	85	84	92	103	104	106	107	109	110
MP	22	20	18	16	16	16	16	16	16	16
Total	206	203	217	215	230	233	235	238	241	244

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.”

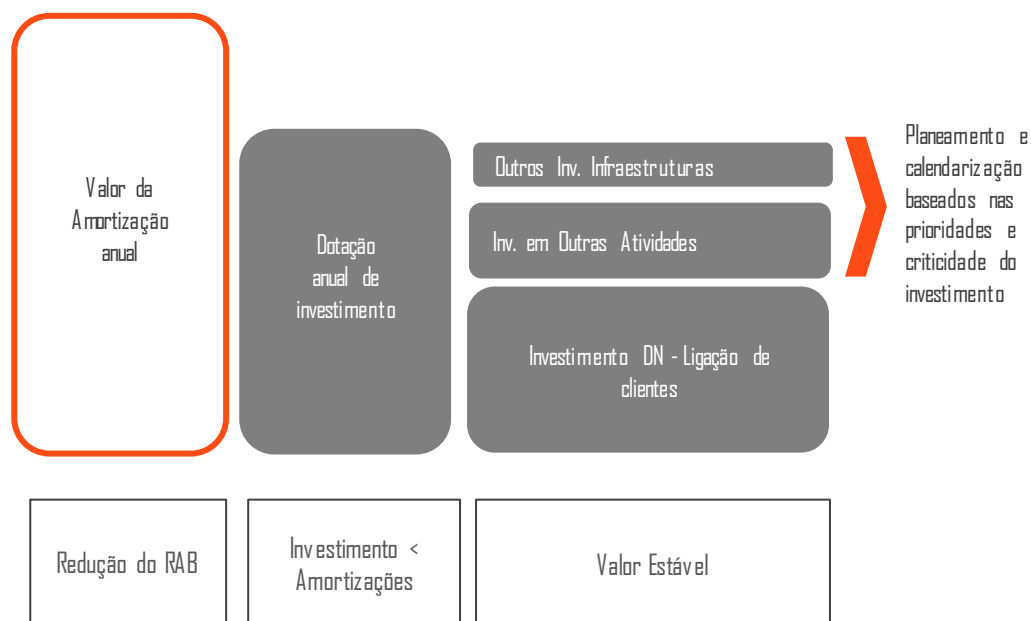
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

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

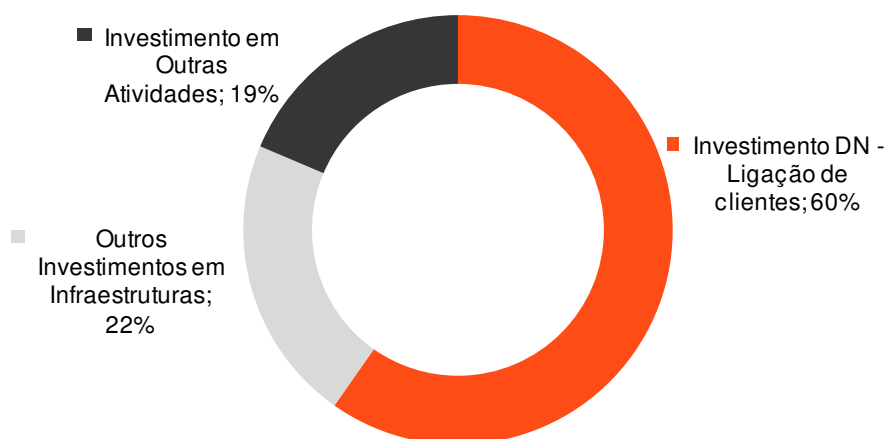
Investimento (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento DN - Ligação de clientes	712	711	710	675	675	3.484
Outros Investimentos em Infraestruturas	103	124	361	563	109	1.259
Investimento em Outras Atividades	235	213	238	200	200	1.087
Total Investimento	1.050	1.048	1.310	1.438	984	5.829
Investimento não remunerado	12	13	35	24	24	109
Total Investimento remunerado	1.038	1.035	1.275	1.413	959	5.720

O impacte 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 GN⁸.

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

Gráfico 16



⁸ 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 2.461 novos pontos de consumo com a construção de 24 quilómetros rede de distribuição e 1.171 ramais nos 5 concelhos da licença durante o quinquénio 2019-2023.

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

Quadro 20

Investimento DN - Ligação clientes (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede Secundária	277	276	275	262	262	1.353
Ramais	125	124	124	118	118	608
Infraestruturação / clientes	232	232	232	222	222	1.140
<i>Conversão</i>	216	216	216	211	211	1.070
<i>Reconversão</i>	17	17	17	10	10	71
Contadores / cadeias medida	78	78	78	74	74	382
Total	712	711	710	675	675	3.484

Quadro 21

Agregados operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Novos clientes de GN	#	505	505	505	473	473	2.461
Rede Secundária (kms)	km	5	5	5	5	5	24
Ramais (#)	#	239	239	239	227	227	1.171
Infraestruturação / clientes	#	447	447	447	421	421	2.183
<i>Conversão</i>	#	398	398	398	390	390	1.974
<i>Reconversão</i>	#	49	49	49	31	31	209

Quadro 22

Métricas operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Inv DN / Cliente	€ / PA	1.410	1.409	1.406	1.427	1.427	1.427
Rede / Cliente	mts / PA	9,7	9,7	9,7	9,9	9,9	9,9
Clientes / km rede	PA / km	103	103	103	101	101	101
Clientes / Ramal	PA	2,11	2,11	2,11	2,08	2,08	2,08

Quadro 23

Custos unitários	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede	€/ metro	56,3	56,2	56,0	56,0	56,0	56,0
Ramal	€	521,1	520,3	518,4	518,9	518,9	518,9
Infraestruturação	€	519,6	519,6	519,6	526,9	526,9	526,9
<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	€	155,10	155,10	155,10	155,54	155,54	155,27

🔍 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

Custos unitários	Unidade	2014 R	2015 R	2016 R	2017 R	2018 P	2019	2020	2021	2022	2023
Rede	€/ mt	50	49	57	49	56	56	56	56	56	56
Ramal	€	405	429	428	416	521	521	520	518	519	519

🔍 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

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
UAG	0	0	253	454	0	706
RS - Anelagens e Reestruturação	79	105	99	99	99	480
RS - Outros	24	19	10	10	10	73
Total	103	124	361	563	109	1.259

O investimento previsto para os anos de 2021 e 2022 tem como objetivo reforçar a capacidade de abastecimento na cidade de Vila Real com a construção de uma UAG.

A cidade de Vila Real é atualmente abastecida por uma UAG situada na zona industrial de Constantim, que fica a sul da malha urbana, enquanto o principal cliente - o Hospital de São Pedro, fica situado a norte dessa mesma malha, na zona de Lordelo.

Esta situação conjugada com o crescimento da rede e o build-up de clientes nesta cidade levaram a Duriensegás a planear construir uma segunda UAG a norte da cidade.

A rubrica de investimento de anelagem e reestruturação de rede de distribuição tem por objetivo garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço.

A rubrica de Outros inclui, nomeadamente, investimento em expansão do SCADA com instalação de novas UTRs.

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

Investimento em Outras Atividades (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Renovação contadores	3	4	38	31	31	106
Investimento remunerado	2	2	14	17	17	50
Investimento não remunerado	1	2	24	14	14	55
Sistemas Informação	10	10	10	10	10	52
Equipamento de Transporte	54	48	47	35	35	219
Proj. Cadastro	5	5	5	5	5	25
TPE's	89	91	92	93	93	459
Outros	73	55	46	25	25	226
Total	235	213	238	200	200	1.087

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

Verifica-se que **10%** 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

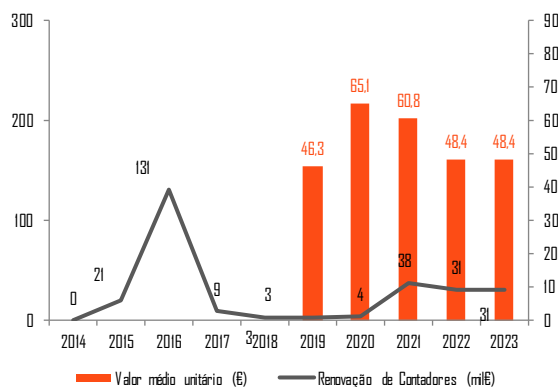
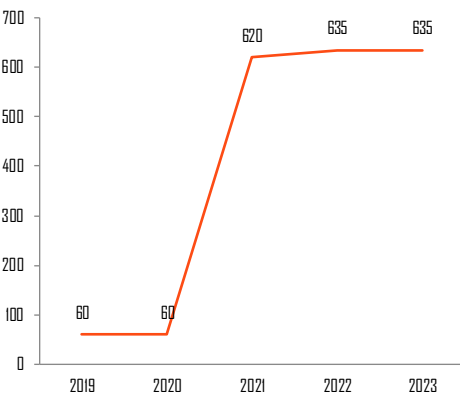


Gráfico 18

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.

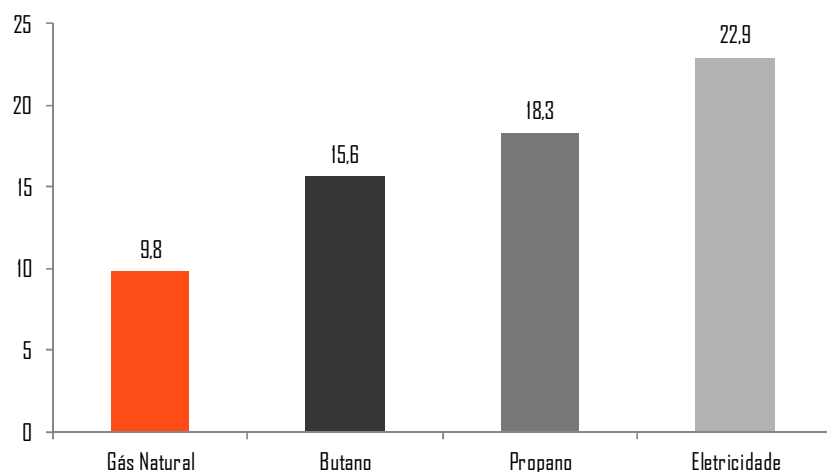
- ⊗ Sustentabilidade do mercado de GN através da compensação da saída de clientes por novos pontos de consumo de GN. A saída de clientes do sistema leva à redução de consumo de GN com impacto negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de 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 ₂ (ton CO ₂ /TJ)
Gás Natural	56.1
GPL	63
Gasóleo	74
Fuel	77.4
Eletricidade	52 a 65 *

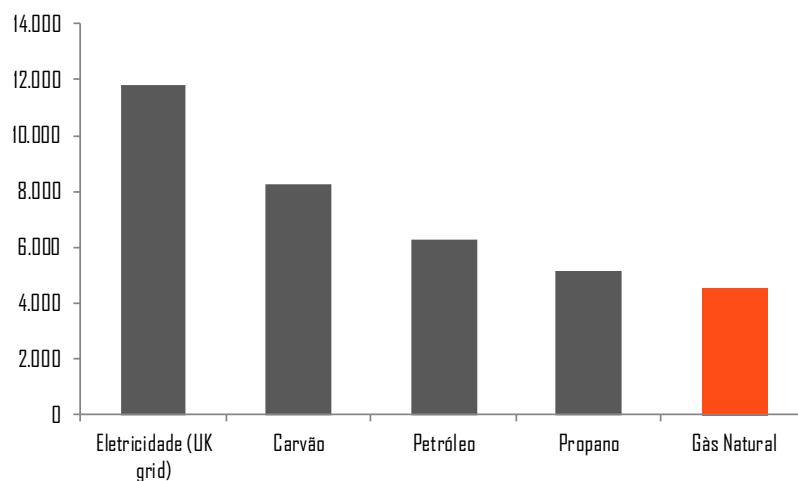
Fonte: Eurogás

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 CO₂, 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 CO₂ 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 CO₂, que resultam da substituição da utilização de combustíveis convencionais a favor da opção gás natural.

◀◉ Dimensão promocional do GN em Portugal e incentivo ao uso do GN para fins domésticos, de serviços e industriais|

Os projetos de investimento em ligação de novos pontos de consumo englobam uma dotação para o **desenvolvimento de mercado** que contribui para o incentivo à adesão ao GN. O investimento referido consiste na integração dos polos de consumo existentes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m³ através da adaptação ou construção de instalações de utilização dos clientes. Este investimento constitui um real e único incentivo à adesão ao GN de novos clientes para o SNGN. Este incentivo, com o devido enquadramento e sustentado por critérios de racionalidade económica, permite a expansão do mercado de GN com benefícios para o sistema com redução da tarifa induzida pelo contributo de novos clientes e respetivo consumo, observados critérios de eficiência do investimento. A distribuição de GN é um serviço público mas que concorre no mercado com alternativas energéticas com forte poder negocial que decorre de uma maior liberdade que permite concretizar políticas comerciais agressivas. Apesar do desequilíbrio de forças, os ORDs acabam por ser verdadeiros veículos de desenvolvimento de mercado mas com meios de atuação limitados para a desejável promoção do GN.

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

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 energias⁹

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.

⁹ 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 m³ 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 m³ 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 m³ 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 m³.

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 concorrência¹⁰ 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 comparticipações mais favoráveis que as atuais. É também de referir que estas comparticipações 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.

¹⁰O 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 **33 postos de trabalho permanentes** e diretamente ligados a esta atividade.



◀ Dimensão económica

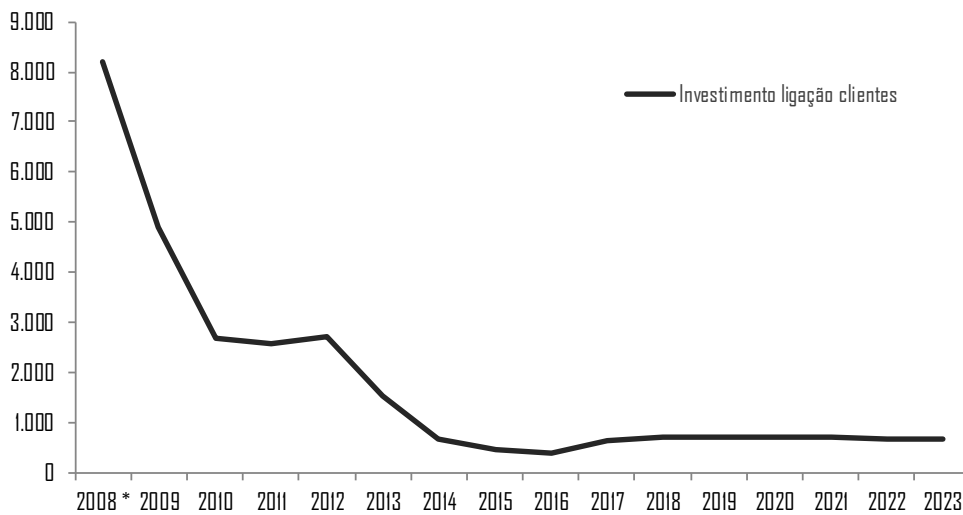
- ◀ Considerando a característica dos investimentos orientados para a saturação das áreas já dotadas de infraestruturas, o investimento previsto permitirá a **rentabilização dos investimentos estruturantes** de ligação aos pontos de entregue do ORT ou UAG's e das redes de distribuição já realizados com 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, infraestruturação 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

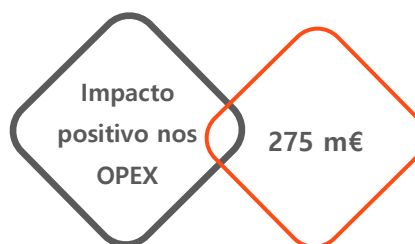
Investimento ligação clientes (mil €)



* 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 275 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 2¹¹

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

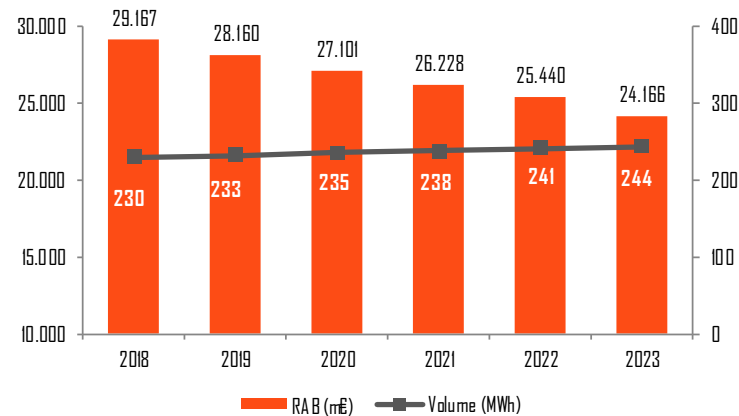
¹¹ Ponto 2.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN

dotados de infraestruturação 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 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 subseqüentes.**

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



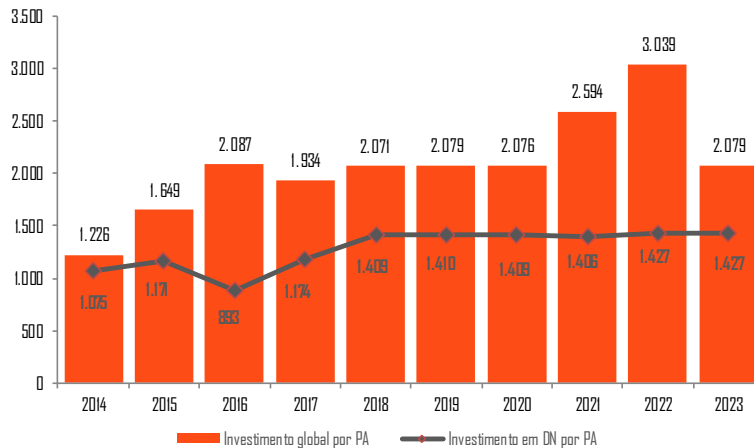
Tipologia do Investimento	Impacte na tarifa via	
	CAPEX	OPEX
Investimento DN - Ligação de clientes	SIM	SIM
Outros Investimentos em Infraestrutura	SIM	NÃO
Outros Investimentos	SIM	NÃO

07.4.1 Evolução dos principais indicadores

Investimento unitário por PA

Gráfico 23

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



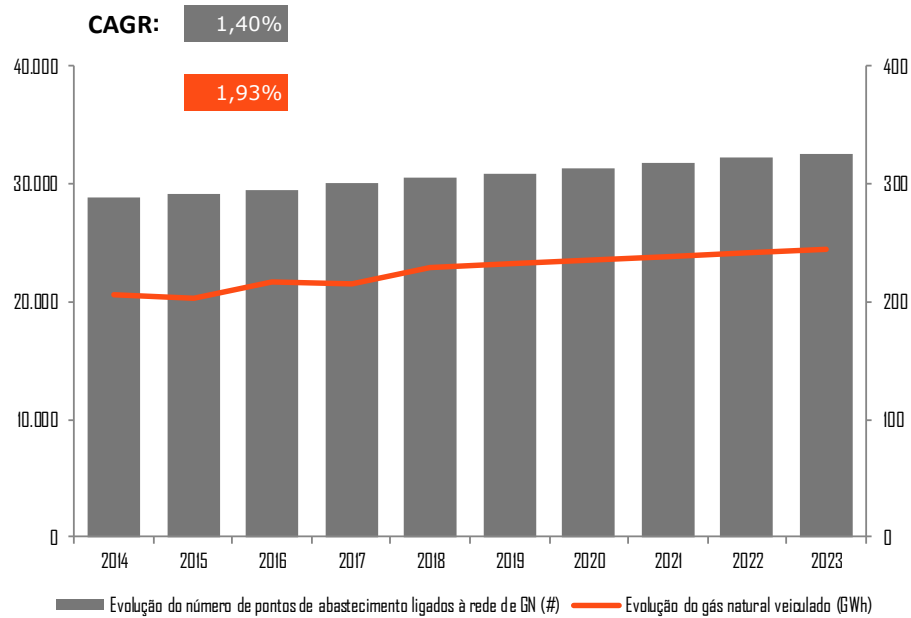
Apesar da redução do investimento em ligações de novos PA's, o custo unitário do investimento global mantém alguma estabilidade e com valores controlados. Este resultado decorre da cuidadosa calendarização anual dos investimentos e do equilíbrio na escolha dos projetos entre investimento de expansão 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)

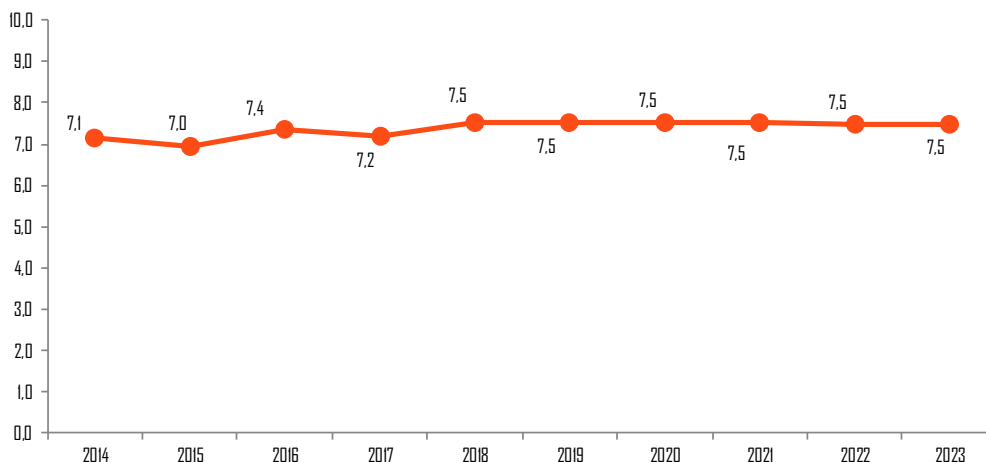


🔍 Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)

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)

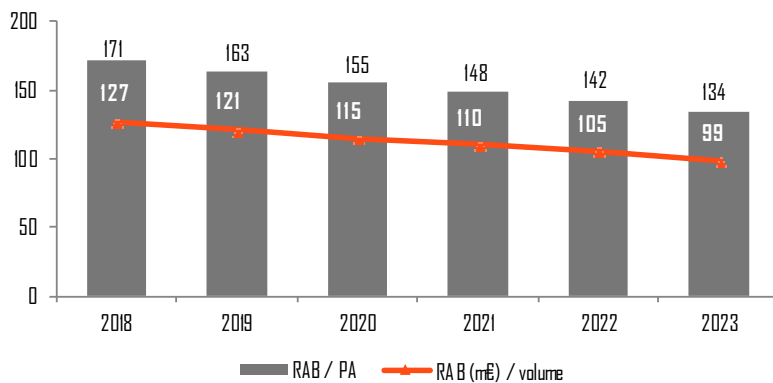


↶ Evolução RAB unitário por ponto de abastecimento e por energia|
O gráfico ilustra a evolução favorável do RAB para efeito do impacto na tarifa de distribuição. Paulatinamente o valor unitário do RAB vai-se reduzindo com impacte decrescente nos proveitos permitidos.

Gráfico 26

RAB / PA (euros)

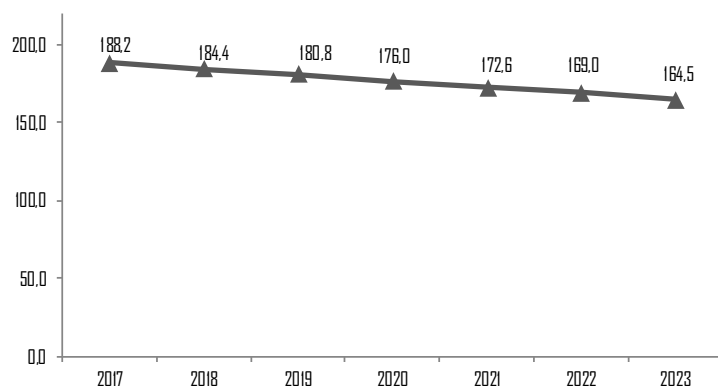
RAB / VOLUME (euros)



↶ 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

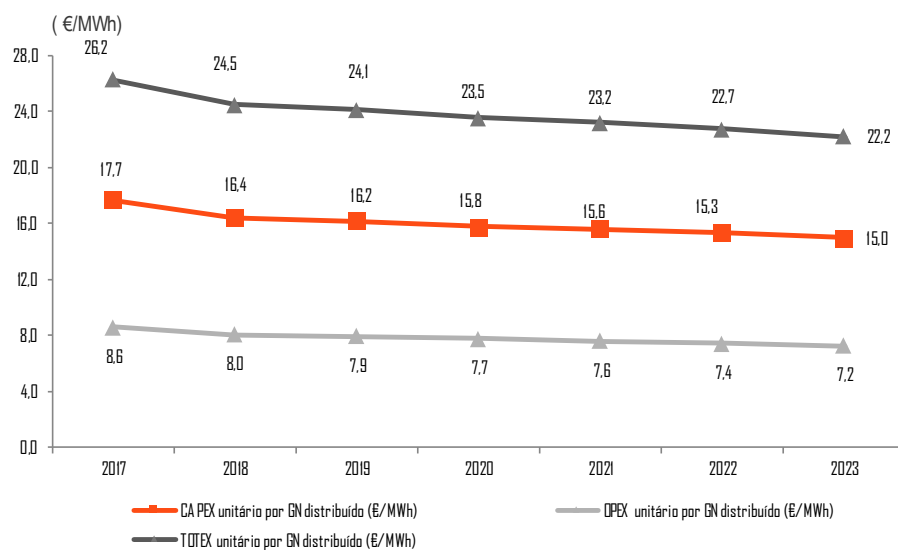
TOTEX unitário por cliente abastecido (€ / PA)



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



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 2017-2018¹²
- ◉ A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

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

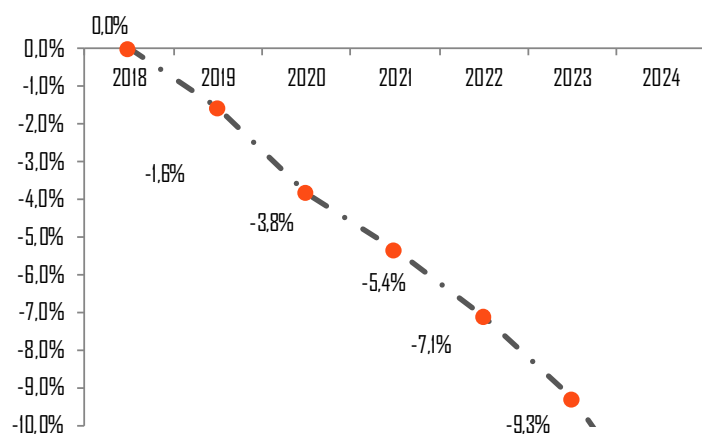
Os pressupostos de suporte à avaliação constam do anexo 08.5.

Quadro 27	2018
RAB (m€)	29.167
Taxa de remuneração do ativo	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	1.897
CAPEX (m€)	3.771
OPEX (m€)	1.848
TOTEX (m€)	5.619
Volume (MWh)	229.630
TOTEX / MWh	24,47

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.

Gráfico 29

Δ% Diferencial acumulado de custo unitário



Em 2024¹³ o custo unitário é de **21,37 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 3,10€ (-13%) face ao valor de partida de **24,47 €/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.

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.

¹³ Ano cruzeiro



Quadro 28

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RAB (m€)	29.167	28.160	27.101	26.228	25.440	24.166	21.936
Taxa de remuneração do ativo	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	1.897	1.948	1.977	2.032	2.065	2.098	2.077
CAPEX (m€)	3.771	3.757	3.718	3.717	3.700	3.651	3.486

Cenário base do PDIRD 2019-2023

OPEX (m€)	1.848	1.843	1.824	1.804	1.784	1.765	1.730
TOTEX (m€)	5.619	5.601	5.542	5.521	5.484	5.416	5.216
Volume (MWh)	229.630	232.558	235.483	238.405	241.269	244.076	244.076
TOTEX / MWh	24,47	24,08	23,53	23,16	22,73	22,19	21,37
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,39 €	-0,55 €	-0,37 €	-0,43 €	-0,54 €	-0,82 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-1,59%	-2,28%	-1,59%	-1,85%	-2,38%	-3,69%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,39 €	0,94 €	1,31 €	1,74 €	2,28 €	3,10 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-2%	-4%	-5%	-7%	-9%	-13%

CENÁRIO I

CAPEX (m€)	3.771	3.757	3.718	3.717	3.700	3.651	3.486
OPEX (m€)	1.849	1.819	1.811	1.792	1.773	1.753	1.731
TOTEX (m€)	5.620	5.576	5.529	5.508	5.473	5.405	5.217
Volume (MWh)	229.630	223.752	226.542	229.328	232.053	234.716	234.716
TOTEX / MWh	24,47	24,92	24,40	24,02	23,58	23,03	22,23
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,45 €	-0,52 €	-0,38 €	-0,44 €	-0,56 €	-0,80 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	1,84%	-2,08%	-1,57%	-1,82%	-2,36%	-3,47%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,45 €	0,07 €	0,45 €	0,89 €	1,45 €	2,24 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	2%	0%	-2%	-4%	-6%	-9%

Cenário II

CAPEX (m€)	3.771	3.757	3.718	3.717	3.700	3.651	3.486
OPEX (m€)	1.849	1.818	1.809	1.790	1.771	1.752	1.730
TOTEX (m€)	5.620	5.575	5.527	5.507	5.471	5.403	5.216
Volume (MWh)	229.630	222.794	225.529	228.262	230.933	233.542	233.542
TOTEX / MWh	24,47	25,02	24,51	24,13	23,69	23,14	22,33
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,55 €	-0,52 €	-0,38 €	-0,43 €	-0,56 €	-0,80 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	2,25%	-2,06%	-1,56%	-1,80%	-2,35%	-3,47%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,55 €	0,04 €	0,35 €	0,78 €	1,34 €	2,14 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	2%	0%	-1%	-3%	-5%	-9%

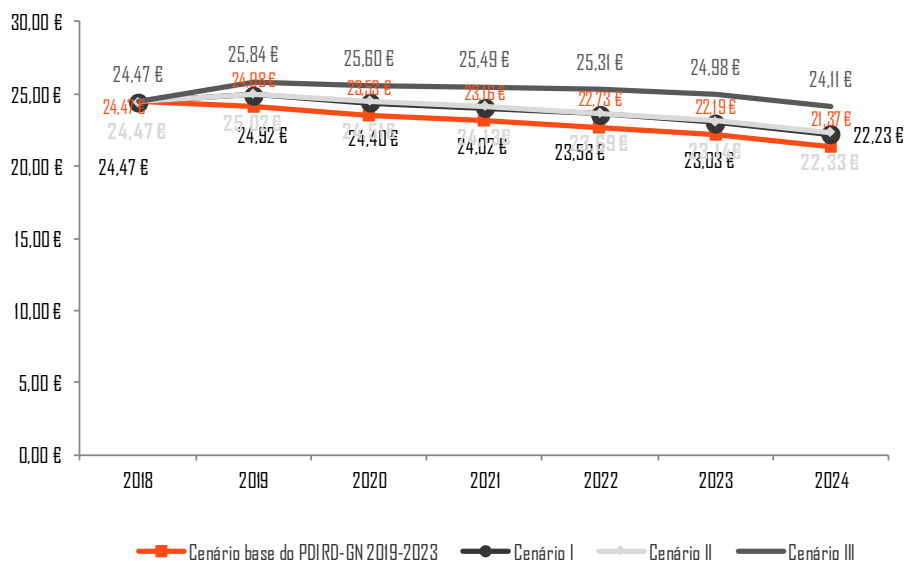
Cenário III

CAPEX (m€)	3.771	3.757	3.718	3.717	3.700	3.651	3.486
OPEX (m€)	1.849	1.808	1.797	1.774	1.752	1.730	1.708
TOTEX (m€)	5.620	5.566	5.515	5.491	5.452	5.381	5.194
Volume (MWh)	229.630	215.402	215.402	215.402	215.402	215.402	215.402
TOTEX / MWh	24,47	25,84	25,60	25,49	25,31	24,98	24,11
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	1,37 €	-0,24 €	-0,11 €	-0,18 €	-0,33 €	-0,87 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	5,58%	-0,92%	-0,42%	-0,71%	-1,30%	-3,48%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	1,37 €	1,13 €	1,02 €	0,84 €	0,51 €	0,36 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	6%	4%	4%	3%	2%	-1%

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.

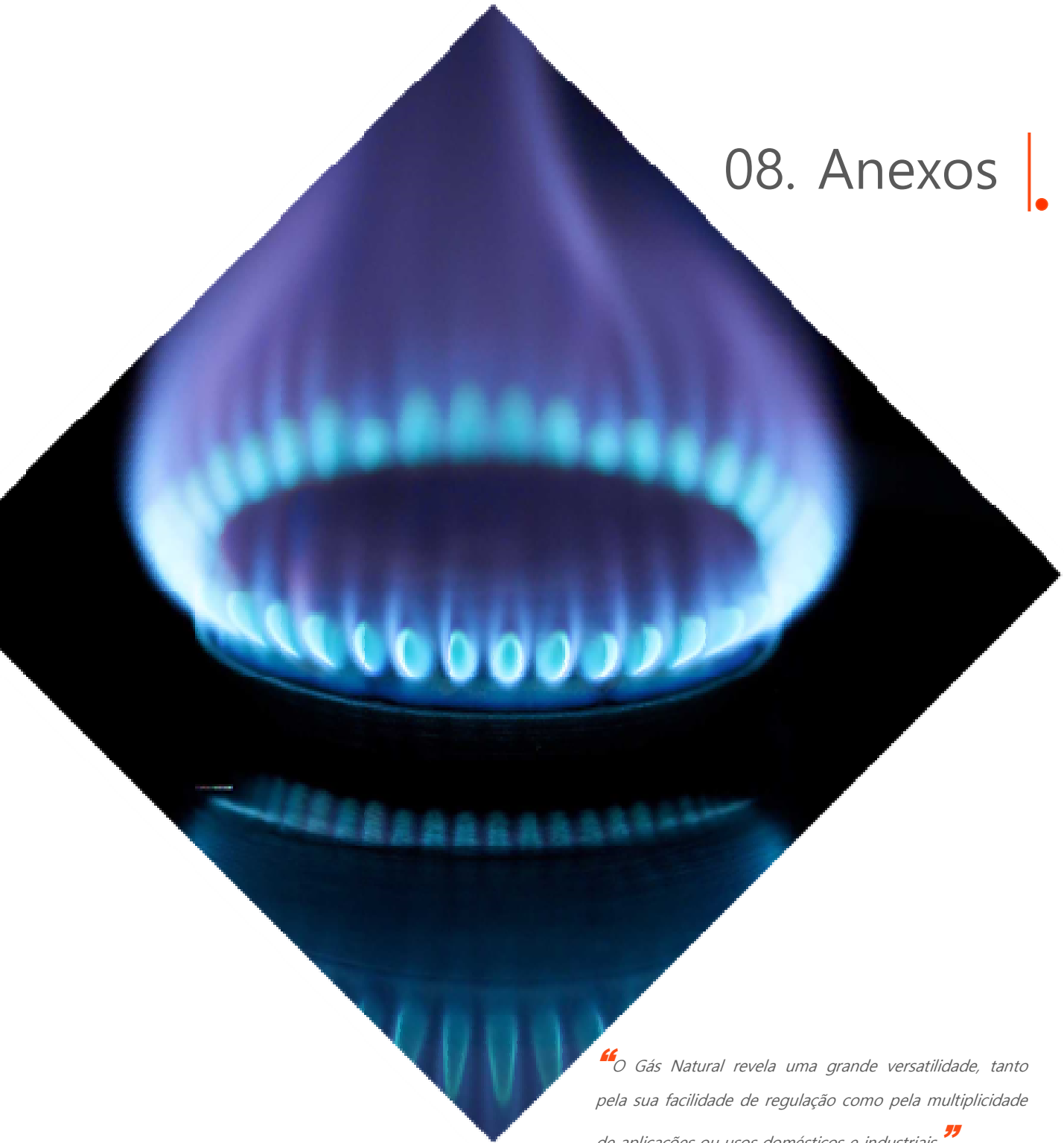
Quadro 29

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Vila Real	553	4,0	410	1.349
Projeto DN - Bragança	359	1,1	259	1.385
Projeto DN - Chaves	948	2,4	657	1.443
Projeto DN - Amarante	653	6,3	463	1.410
Projeto DN - Marco de Canavezes	971	1,7	672	1.445
Total Investimento DN	3.484	15,5	2.461	1.415
Outros investimentos	2.346	0,0	0	n.a.
Investimento global do PDIRD	5.829	15,5	2.461	2.369

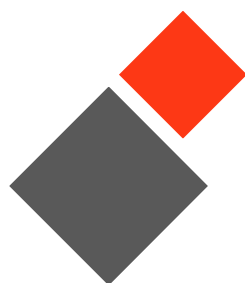
Em síntese as projeções de investimento para o período 2019-2023:

- ◊ 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€	633	685	-53	-8%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	209	72	137	190%
Investimento em Outras Atividades	m€	201	75	126	168%
Total	m€	1 043	832	210	25%
INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES					
Realização Financeira					
Rede Secundária	m€	248	257	-9	-4%
Ramais	m€	134	131	3	2%
Infraestruturação / clientes	m€	185	270	-85	-31%
Segmento Novo	m€	5		5	
Contadores / cadeias medida	m€	61	28	33	120%
Total	m€	633	685	-53	-8%
Realização Física Anual					
Clientes ligados	#	539	547	-8	-1%
Rede Secundária	kms	5	5	0	3%
Ramais	#	323	269	54	20%
Infraestruturação / clientes	#	396	498	-102	-20%
Métricas operacionais					
Inv DN / Cliente	€ / PA	1 174	1 253	-79	-6%
Rede / Cliente	metros / PA	9	9	0	5%
Clientes / km rede	PA / km	107	112	-5	-4%
Clientes / Ramal	PA	1,67	2,03	-0,36	-18%
Custos unitários					
Rede	€/metro	49,3	52,7	-3,4	-7%
Ramal	€	415,7	487,8	-72,0	-15%
Infraestruturação	€	467,0	541,3	-74,3	-14%
Agregados operacionais					
Pontos Abastecimento Acumulados	#	30 024	30 244	-220	-1%
BP <	#	29 857	30 090	-233	-1%
BP >	#	166	152	14	9%
MP	#	1	2	-1	-50%
Volume total	MWh	215 402	213 452	1 951	1%
BP <	MWh	107 421	102 612	4 809	5%
BP >	MWh	91 846	90 893	953	1%
MP	MWh	16 134,9	19 945,9	-3 811,0	-19%

CONSUMOS GN (MWh)

	2017 Real	2017 PDIRD-GN	Δ %	Δ	Δ $f(\Delta cl) (i)$	Δ $f(\Delta cons) (ii)$	$\Delta \times \Delta (iii)$
Residencial [BP <]	107 421,2	102 612,3	4,7%	4 809,0	-403,2	5 232,7	-20,6
Comercial [BP >]	91 846,2	90 893,4	1,0%	952,9	4 104,9	-3 015,8	-136,2
Industrial [MP]	16 134,9	19 945,9	-19,1%	-3 811,0	-6 648,6	4 256,4	-1 418,8
TOTAL DRG	215 402	213 452	0,906%	1 951	-2 947	6 473	-1 576

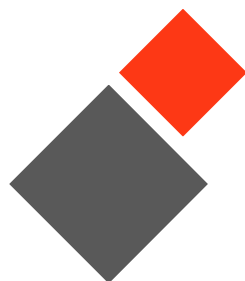
$\Delta f(\Delta cl)$ - Variação do consumo devido à variação do número de clientes

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

(i) Efeito base clientes

(ii) Efeito consumo médio unitário

(iii) Efeito combinado



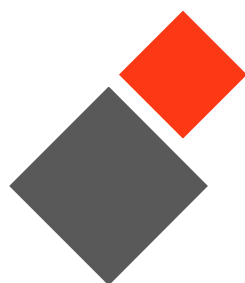
08.2 Anexo

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

	Pesos 2016	BE dezembro de 2017					BE outubro 2017	BE junho 2017		
		2016	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)	2020 ^(p)	2017 ^(p)	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)
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

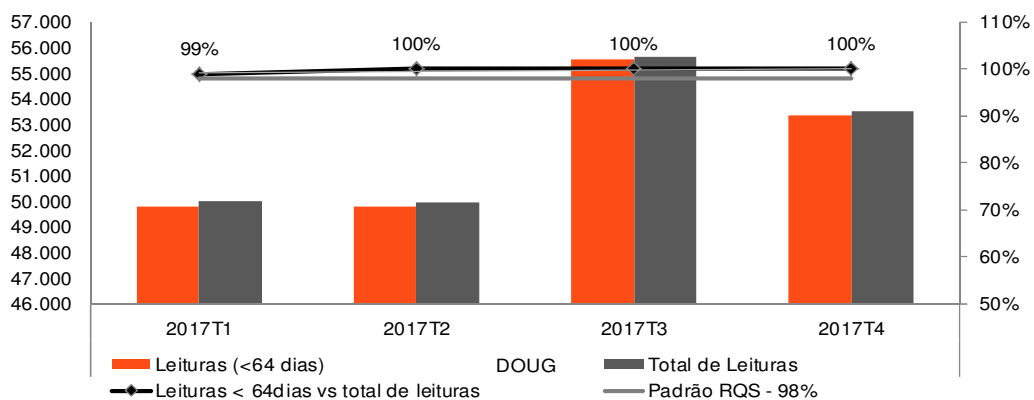
Notas: (p) - projetado; pp - pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias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



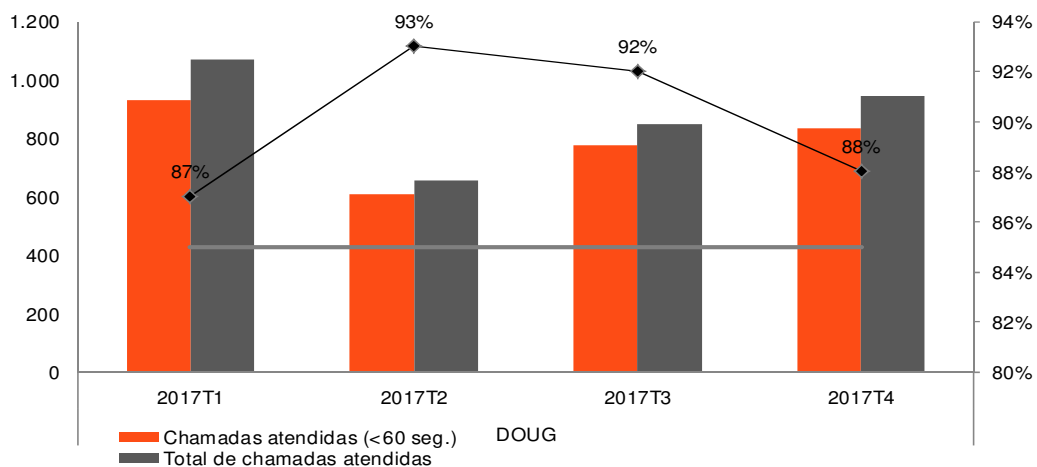
08.3 Anexo

INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

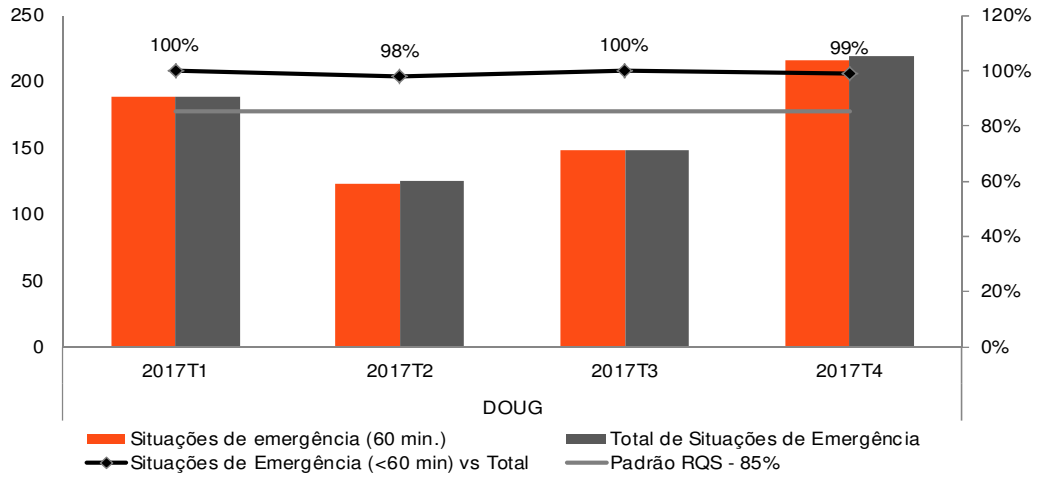
Leituras de Contadores (64 dias)



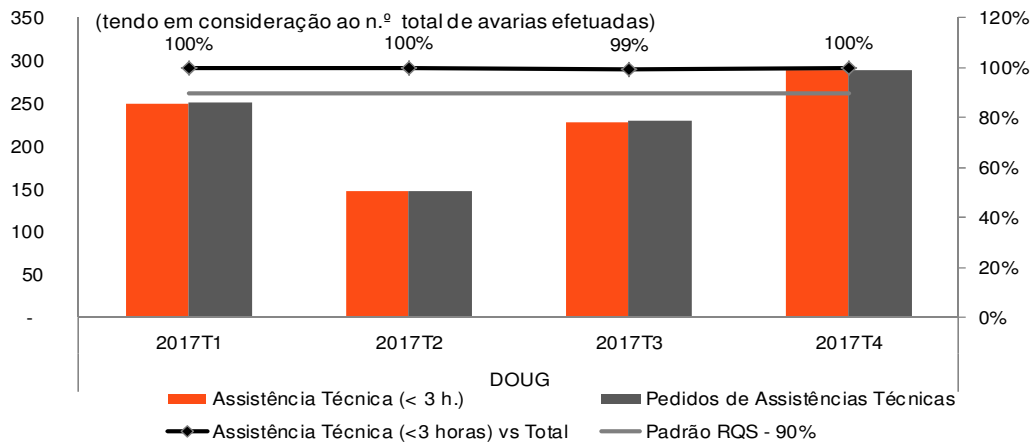
Atendimento telefônico de Emergências - Espera em segundos



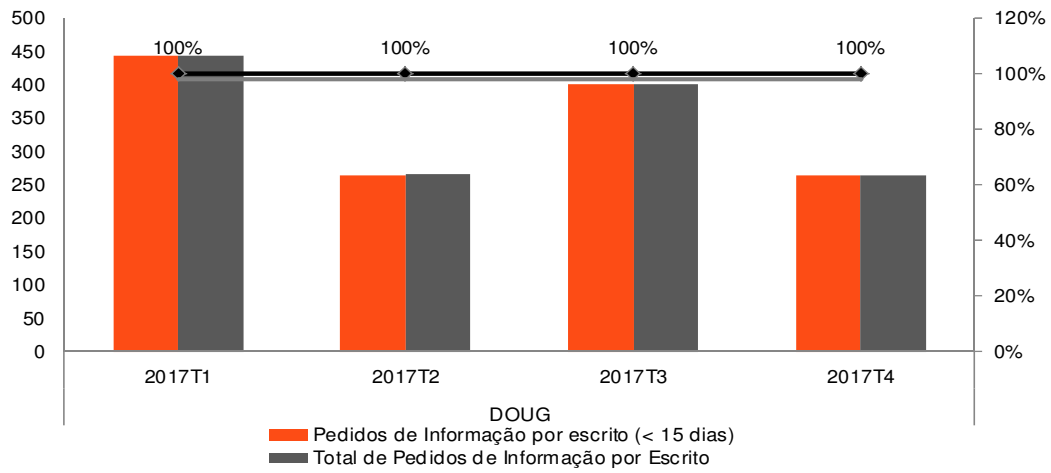
Resposta a situações de emergência (60 min.)



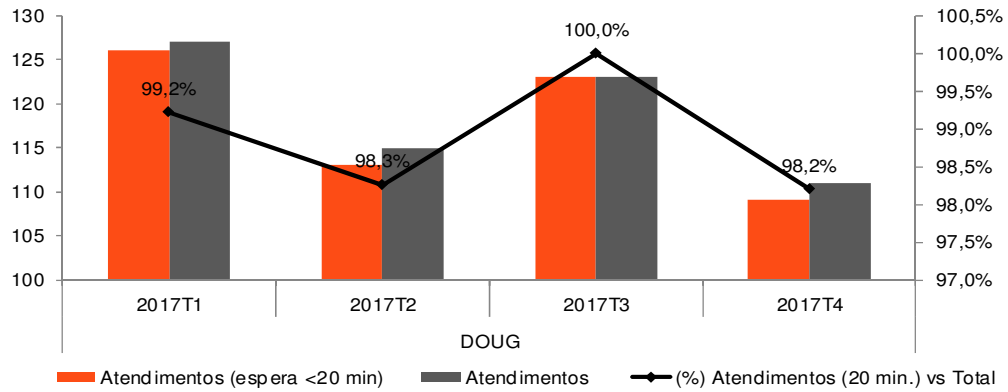
Assistência Técnica - Tempo de espera (3 horas)



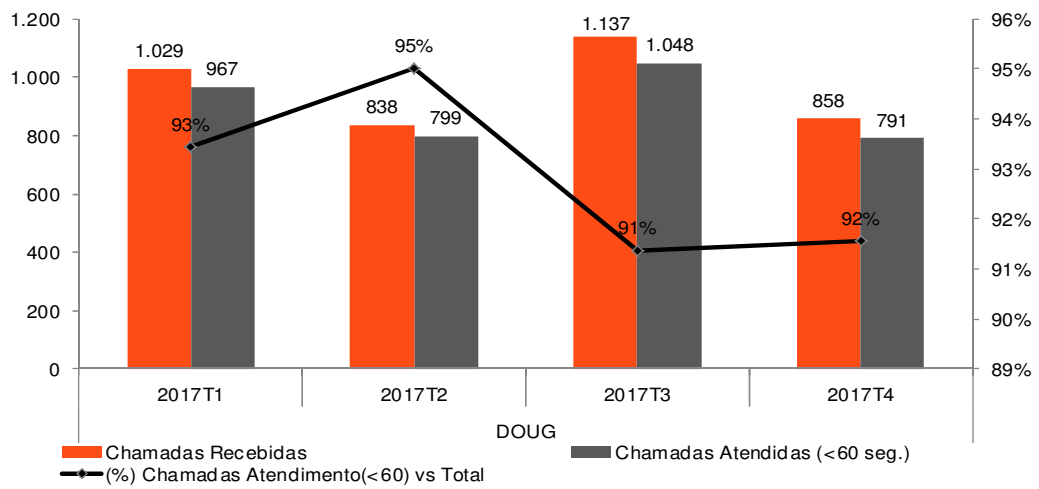
Pedidos de Informação por Escrito (15 dias)



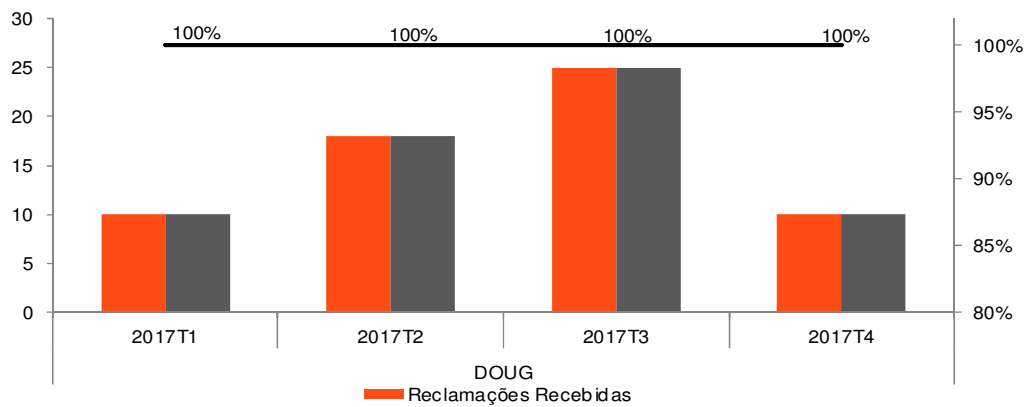
Atendimento Presencial



Atendimento telefónico âmbito Comercial



Reclamações





08.4 Anexo

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

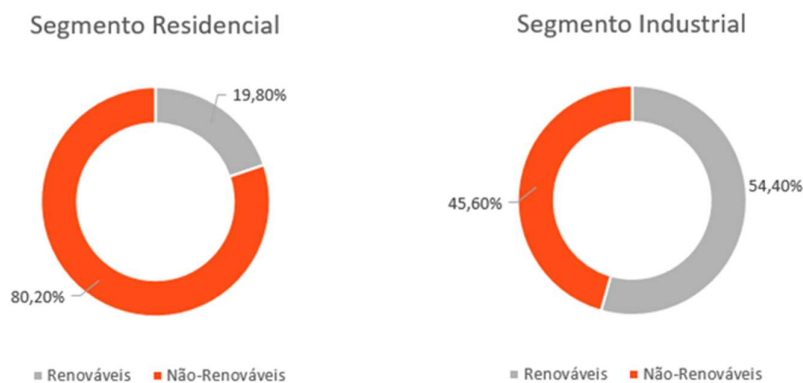
1. Fatores de Emissão

Fonte de Energia	Gás Natural	GPL	Gasóleo	Fuelóleo	Carvão	Coque	Electricidade	
Emissões CO ₂ (g/kWh)	185,0	226,8	266,4	278,3	345,6	363,3	109,5	338,2
Fonte	ERSE	Despacho N° 17313 / 2008					ERSE	

O portfólio de energias atualmente utilizadas em Portugal apresenta fatores de emissão de CO₂ bastante diferenciados.

O Gás Natural (GN) assume uma importante vantagem comparativa face às restantes energias convencionais, emitindo menor quantidade de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 Duriensegás veiculou cerca de 215 GWh de Gás Natural, representando a emissão de 39.849 toneladas de CO₂.

A desagregação por concelho desta concessão apresenta-se abaixo.

Energia veiculada em 2017(GWh)				
Concelho	Doméstico	Industrial	Total	Emissões CO ₂ (ton)
VILA REAL	32	36	68	12.536
BRAGANÇA	33	30	63	11.686
CHAVES	21	20	41	7.597
AMARANTE	14	15	29	5.354
MARCO DE CANAVESES	7	7	14	2.677
TOTAL	107	108	215	39.849

3.2 Clientes abastecidos num cenário sem Gás Natural

No cenário alternativo sem Gás Natural, as emissões de CO₂ atingem níveis visivelmente mais elevados.

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

Concelho	Emissões Evitadas (ton)		Emissões CO ₂ Totais Evitadas (ton)
	Emissões CO ₂ - GN (ton)	Emissões CO ₂ - Mix Sem GN (ton)	
VILA REAL	12.536	16.171	3.635
BRAGANÇA	11.686	14.968	3.282
CHAVES	7.597	9.739	2.142
AMARANTE	5.354	6.892	1.538
MARCO DE CANAVESES	2.677	3.447	770
TOTAL	39.849	51.216	11.367

Globalmente, as emissões de CO₂ são cerca de 28% mais elevadas para o *mix* alternativo sem GN comparativamente ao cenário em que o GN é plenamente utilizado – equivalendo a um diferencial significativo de 11 mil toneladas de CO₂ por ano.

A grande parte da redução de CO₂ 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 CO₂).

Concelho	Emissões Evitadas Por Segmento (ton)		Emissões CO ₂ Totais Evitadas (ton)
	Doméstico	Industrial	
VILA REAL	1.205	2.430	3.635
BRAGANÇA	1.260	2.022	3.282
CHAVES	808	1.333	2.142
AMARANTE	533	1.005	1.538
MARCO DE CANAVESES	266	504	770
TOTAL	4.073	7.294	11.367



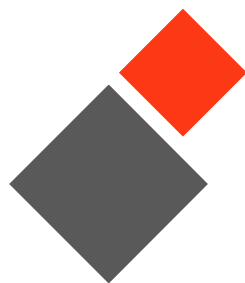
08.5 Anexo

Pressupostos ERSE

Taxa de remuneração:	6,43%
Deflador do BIP (s-1): 201111	2018: 1,5% 2019: 1,4% 2020 e seguintes: 1,6%

Parâmetros:

Termo variável - indutor PA	0,027902
Termo variável - indutor volumes	0,001293
Eficiência - variável	3%
Eficiência - fixo	3%
Tarifas (€/Mkwh):	
BP<	34,82
BP>	13,38
MP	1,93



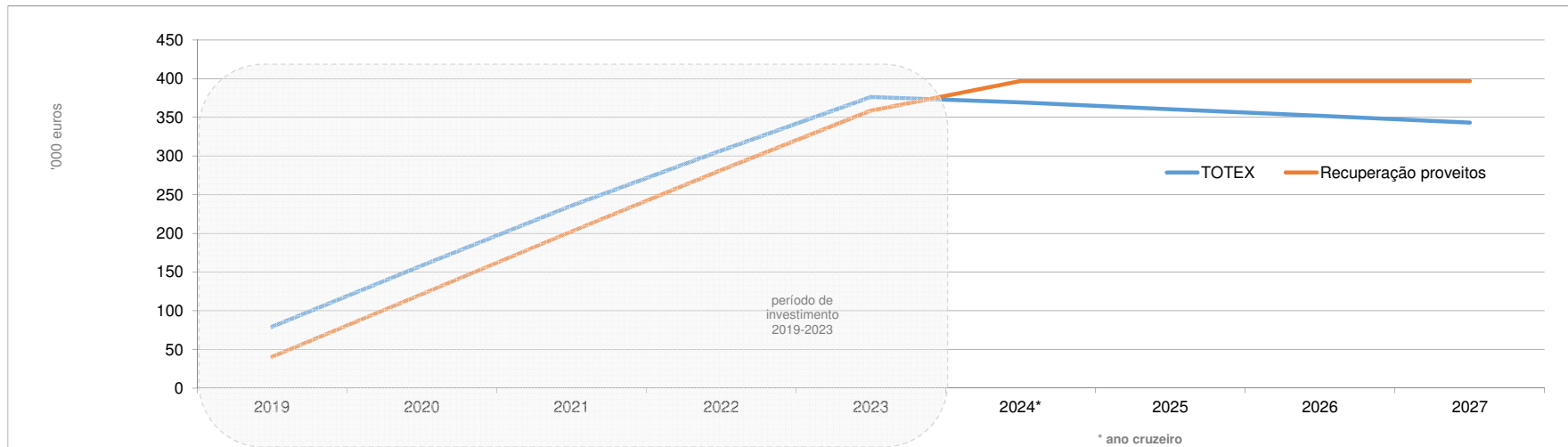
08.6 Anexo

DURIENSEGÁS	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		2 713	1 531	692	452	378	633	712	712	711	710	675	675	3 484
Rede	m€	925	442	229	224	175	248	277	277	276	275	262	262	1 353
Ramais	m€	296	284	105	65	66	134	124	125	124	124	118	118	608
Infraestruturação / clientes	m€	1 326	720	312	139	111	185	232	232	232	232	222	222	1 140
Conversão		1 325	720	312	128	101	175	216	216	216	216	211	211	1 070
Reconversão		1	0	0	11	10	10	17	17	17	17	10	10	71
Segmento Novo	m€	16	11	6	4	6	5	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	150	73	40	19	20	61	78	78	78	78	74	74	382
Equipamento		55	35	22	8	9	14	11	11	11	11	10	10	54
Montagem		95	38	19	11	11	47	67	67	67	67	63	63	328
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								505	505	505	473	473	2 461
Doméstico									492	492	492	463	463	2 402
Terciário									11	11	11	8	8	49
Indústria									2	2	2	2	2	10
Volume ano	mil m ³								135	405	676	941	1 202	3 359
Doméstico									72	215	358	497	631	1 773
Terciário									63	190	317	444	571	1 586
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	1 896	1 072	478	255	228	396	447	447	447	447	421	421	2 183
Conversão		1 894	1 068	478	225	195	357	398	398	398	398	390	390	1 974
Reconversão		2	4	0	30	33	39	49	49	49	49	31	31	209
Rede	km	22	11	5	5	3	5	5	5	5	5	5	5	24
Ramais	#	929	817	260	151	154	323	239	239	239	239	227	227	1 171
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	2 083	1 274	644	386	424	539	505	505	505	505	473	473	2 461
BP <		2 070	1 267	631	384	420	533	503	503	503	503	471	471	2 451
BP >		13	7	13	2	3	6	2	2	2	2	2	2	10
MP		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-254	-580	-177	-38	-102	28	-60	-60	-63	-64	-64	-64	-315
BP <		-238	-581	-174	-36	-108	26	-60	-60	-63	-64	-64	-64	-315
BP >		-16	1	-3	-2	8	2	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	27 626	28 319	28 786	29 134	29 457	30 024	30 468	30 912	31 354	31 796	32 205	32 613	32 613
BP <		27 495	28 181	28 638	28 986	29 298	29 857	30 299	30 741	31 181	31 621	32 028	32 434	32 434
BP >		129	136	146	146	158	166	168	170	172	174	176	178	178
MP		2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	27 626	27 973	28 553	28 960	29 296	29 741	30 246	30 690	31 133	31 575	32 000	32 409	
BP <		27 495	27 838	28 410	28 812	29 142	29 578	30 078	30 520	30 961	31 401	31 824	32 231	
BP >		129	133	141	146	152	162	167	169	171	173	175	177	
MP		2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	7,6	7,9	7,2	7,0	7,4	7,2	7,6	7,6	7,6	7,6	7,5	7,5	
BP <	/Pa	3,60	3,76	3,51	3,40	3,95	3,63	3,69	3,69	3,7	3,7	3,7	3,7	
BP >		629,2	659,1	591,5	580,3	551,9	567,0	614,3	614,3	614,3	614,3	614,3	614,3	
MP		15 091,9	14 092,7	11 224,8	9 972,9	11 777,8	16 134,9	16 134,9	16 134,9	16 134,9	16 134,9	16 134,9	16 134,9	
Volume adicional	MWh								1 576	4 729	7 882	10 980	14 024	
BP <									836	2 509	4 181	5 799	7 362	
BP >									740	2 221	3 701	5 181	6 662	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	210 214	220 138	205 570	202 590	216 759	215 402	229 630	232 558	235 483	238 405	241 269	244 076	
BP <		98 862	104 621	99 714	97 921	115 200	107 421	110 905	112 352	113 796	115 238	116 622	117 949	
BP >		81 168	87 332	83 406	84 723	83 893	91 846	102 591	104 071	105 552	107 032	108 512	109 993	
MP		30 184	28 185	22 450	19 946	17 667	16 135	16 135	16 135	16 135	16 135	16 135	16 135	

DURIENSEGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 303	1 202	1 075	1 171	893	1 174	1 409	1 410	1 409	1 406	1 427	1 427	1 415
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	9	7	12	7	9	10	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	96,0	116,4	140,3	83,7	138,3	107,2	102,6	102,6	102,6	101,2	101,2	102,1	
Clientes / Ramal	#	2,24	1,56	2,48	2,56	2,75	1,67	2,11	2,11	2,11	2,08	2,08	2,10	
Custo unit RS (€/m)	€	42,7	40,4	49,9	48,6	57,1	49,3	56,2	56,3	56,2	56,0	56,0	56	
Custo unit Ramal (€)	€	318	348	405	429	428	416	521	521	520	518	519	520	
Custo unit infraestruturação (€)	€	699	672	653	546	487	467	520	520	520	527	527	522	
Conversão	€	700	674	653	569	518	491	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	413	0	0	367	307	248	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	171	153	149	167	121	162	186	186	186	189	190		

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						79	158	236	307	376	352
Proveito Recuperado (a)	m€						41	122	203	282	358	397
Margem tarifa	%											13%
D = (a) - (b)	m€						-39	-37	-33	-25	-18	45
Acumulado	m€						-39	-75	-108	-134	-152	-107

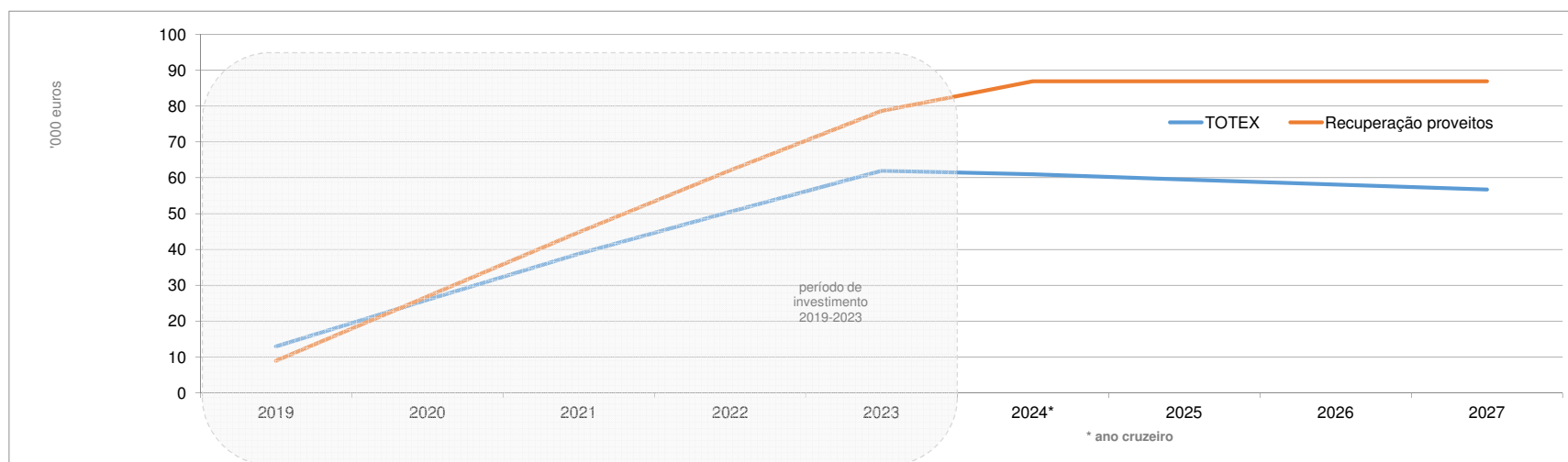


VILA REAL	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		324	328	186	120	36	144	113	113	113	107	107	553	
Rede	m€	35	29	43	35	10	113	42	42	42	41	41	208	
Ramais	m€	39	65	25	21	11	11	18	18	18	17	17	90	
Infraestruturação / clientes	m€	213	210	106	55	12	13	39	39	39	36	36	191	
Conversão		213	210	106	51	9	13	33	33	33	33	33	165	
Reconversão		0	0	0	4	3	0	6	6	6	3	3	26	
Segmento Novo	m€	7	4	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	
Contadores / cadeias medida	m€	30	20	11	7	2	6	13	13	13	12	12	64	
Equipamento		10	9	5	3	1	2	2	2	2	2	2	10	
Montagem		20	12	6	4	1	4	11	11	11	10	10	55	
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								86	86	86	76	76	410
Doméstico									83	83	83	74	74	397
Terciário									2	2	2	1	1	8
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								35	106	176	245	312	873
Doméstico									14	42	69	95	120	340
Terciário									21	64	107	149	192	534
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	304	315	163	100	27	27	80	80	80	71	71	382	
Conversão		304	311	163	88	18	26	61	61	61	61	61	305	
Reconversão		0	4	0	12	9	1	19	19	19	10	10	77	
Rede	km	0	0	1	1	0	2	1	1	1	1	1	4	
Ramais	#	101	133	53	48	30	29	35	35	35	33	33	171	
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	379	396	205	144	177	214	86	86	86	76	76	410	
BP <		378	396	201	144	177	214	85	85	85	75	75	405	
BP >		1	0	4	0	0	0	1	1	1	1	1	5	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rescisões	#	1	-121	-28	-17	-4	27	-17	-17	-18	-18	-18	-89	
BP <		4	-125	-28	-13	-6	26	-17	-17	-18	-18	-18	-89	
BP >		-3	4	0	-4	2	1	0	0	0	0	0	0	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pontos Abastecimento Acumulados	#	7 666	7 941	8 118	8 245	8 418	8 659	8 728	8 796	8 864	8 933	8 991	9 049	
BP <		7 628	7 899	8 072	8 203	8 374	8 614	8 682	8 749	8 816	8 884	8 941	8 998	
BP >		37	41	45	41	43	44	45	46	47	48	49	50	
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Pontos Abastecimento Médios	#	7 666	7 804	8 030	8 182	8 332	8 539	8 486	8 762	8 830	8 898	8 962	9 020	
BP <		7 628	7 764	7 986	8 138	8 289	8 494	8 648	8 715	8 783	8 850	8 912	8 969	
BP >		37	39	43	43	42	44	45	46	47	48	49	50	
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	9,3	9,3	7,9	8,0	8,6	7,9	8,4	8,2	8,2	8,3	8,3	8,3	
BP <	/Pa	3,80	3,89	3,62	3,46	4,15	3,74	3,80	3,80	3,8	3,8	3,8	3,8	
BP >		597,2	581,5	461,1	503,7	488,6	456,0	498,2	498,2	498,2	498,2	498,2	498,2	
MP		20 507,9	19 487,0	14 404,3	15 314,3	16 924,3	16 134,9	16 134,9	16 134,9	16 134,9	16 134,9	16 134,9	16 134,9	
Volume adicional	MWh								411	1 232	2 053	2 855	3 638	
BP <									162	485	808	1 112	1 397	
BP >									249	747	1 246	1 744	2 242	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	71 587	72 340	63 107	65 125	71 807	67 762	71 166	71 921	72 676	73 429	74 164	74 879	
BP <		28 985	30 176	28 877	28 152	34 362	31 792	32 862	33 118	33 374	33 630	33 866	34 083	
BP >		22 095	22 677	19 825	21 659	20 521	19 835	22 170	22 668	23 166	23 665	24 163	24 661	
MP		20 508	19 487	14 404	15 314	16 924	16 135	16 135	16 135	16 135	16 135	16 135	16 135	

VILA REAL	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	856	828	908	831	202	674	1 314	1 314	1 313	1 311	1 411	1 411	1 349
Mts Rede Sec / Cliente	mts	1	1	3	5	1	11	9	9	9	10	10	9	
Clientes / km rede	#	919,5	1 384,9	315,6	197,3	867,6	88,6	114,7	114,7	114,7	101,3	101,3	109,3	
Clientes / Ramal	#	3,75	2,98	3,87	3,00	5,90	7,38	2,46	2,46	2,46	2,30	2,30	2,40	
Custo unit RS (€/m)	€	84,7	100,2	66,6	48,4	47,0	46,9	55,5	55,5	55,4	55,2	55,3	55	
Custo unit Ramal (€)	€	383	489	463	435	377	393	527	527	527	525	525	526	
Custo unit infraestruturação (€)		702	667	652	554	448	473	493	493	493	493	513	501	
Conversão	€	702	675	652	582	509	486	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	0	0	0	349	326	132	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	92	89	116	104	23	85	157	160	160	159	171	170	

Avaliação

		2024									
TOTEX (b)	m€					13	26	39	51	62	61
Proveito Recuperado (a)	m€					9	27	45	62	79	87
Margem tarifa	%										43%
$\Delta = (a) - (b)$	m€					-4	1	6	11	17	26
Acumulado	m€					-4	-3	3	14	31	57

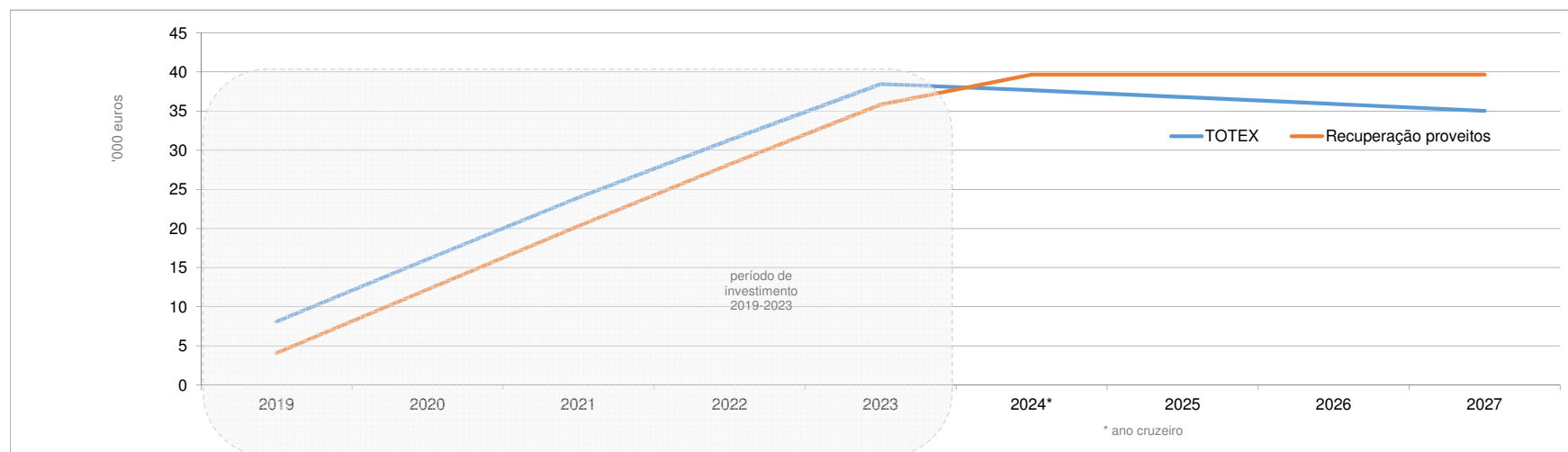


BRAGANÇA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		160	133	81	44	35	72	73	73	73	72	70	70	359
Rede	m€	29	17	23	1	13	35	30	30	30	30	30	30	148
Ramais	m€	20	22	14	13	8	15	13	13	13	13	13	13	63
Infraestruturação / clientes	m€	88	81	35	23	7	13	22	22	22	22	21	21	108
Conversão		88	81	35	21	6	13	21	21	21	21	20	20	102
Reconversão		0	0	0	2	1	1	1	1	1	1	1	1	5
Segmento Novo	m€	5	3	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	19	11	6	4	4	6	8	8	8	8	8	8	40
Equipamento		6	6	3	2	2	2	1	1	1	1	1	1	5
Montagem		13	5	2	2	2	5	7	7	7	7	7	7	35
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								53	53	53	50	50	259
Doméstico									52	52	52	49	49	254
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m ³								10	30	50	69	88	248
Doméstico									10	30	50	69	88	248
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	119	111	51	44	16	31	42	42	42	42	39	39	204
Conversão		119	111	51	39	11	28	39	39	39	39	36	36	189
Reconversão		0	0	0	5	5	3	3	3	3	3	3	3	15
Rede	km	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	3
Ramais	#	50	46	31	29	18	34	24	24	24	24	24	24	120
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	174	152	87	78	102	89	53	53	53	53	50	50	259
BP <		171	146	86	77	102	89	53	53	53	53	50	50	259
BP >		3	6	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-92	-116	-20	16	-16	9	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-80
BP <		-88	-116	-17	15	-17	10	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-80
BP >		-4	0	-3	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	7 587	7 623	7 690	7 784	7 870	7 968	8 005	8 042	8 079	8 116	8 150	8 183	8 183
BP <		7 538	7 568	7 637	7 729	7 814	7 913	7 950	7 987	8 024	8 061	8 095	8 128	8 128
BP >		49	55	53	55	56	55	55	55	55	55	55	55	55
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	7 587	7 605	7 657	7 737	7 827	7 919	7 987	8 024	8 061	8 097	8 133	8 166	
BP <		7 538	7 553	7 603	7 683	7 772	7 864	7 932	7 969	8 006	8 042	8 078	8 111	
BP >		49	52	54	54	56	56	55	55	55	55	55	55	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	7,6	8,1	7,6	7,4	8,3	8,0	7,9	7,9	7,9	7,8	7,8	7,8	
BP <	/Pa	4,38	4,56	4,14	4,02	4,68	4,23	4,40	4,40	4,4	4,4	4,4	4,4	
BP >		498,2	523,3	492,6	484,5	519,7	539,3	511,9	511,9	511,9	511,9	511,9	511,9	
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								117	350	583	810	1 030	
BP <									117	350	583	810	1 030	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	57 423	61 654	58 045	57 081	65 343	63 166	63 053	63 216	63 379	63 541	63 696	63 845	
BP <		33 012	34 441	31 444	30 916	36 341	33 234	34 899	35 062	35 224	35 387	35 542	35 690	
BP >		24 411	27 212	26 601	26 164	28 841	29 932	28 155	28 155	28 155	28 155	28 155	28 155	
MP		0	0	0	0	161	0	0	0	0	0	0	0	

BRAGANÇA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	922	877	929	561	340	809	1 371	1 372	1 371	1 368	1 409	1 409	1 385
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	4	4	0	3	8	10	10	10	10	11	11	10
Clientes / km rede	#	388,0	282,6	258,3	5 379,3	307,0	132,0	100,0	100,0	100,0	100,0	94,3	94,3	97,7
Clientes / Ramal	#	3,48	3,30	2,81	2,69	5,67	2,62	2,21	2,21	2,21	2,21	2,08	2,08	2,16
Custo unit RS (€/m)	€	65,7	31,9	68,8	101,9	40,2	52,1	56,0	56,0	56,0	55,8	55,8	55,8	56
Custo unit Ramal (€)	€	393	471	461	433	418	455	527	527	527	525	525	525	526
Custo unit infraestruturação (€)		737	728	690	534	452	433	527	527	527	527	526	526	527
Conversão	€	737	728	690	548	544	452	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	0	0	0	419	248	252	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	122	108	123	76	41	101	174	174	174	174	180	180	

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						8	16	24	31	38	38
Proveito Recuperado (a)	m€						4	12	20	28	36	40
Margem tarifa	%											5%
D = (a) - (b)	m€						-4	-4	-4	-3	-3	2
Acumulado	m€						-4	-8	-12	-15	-17	-15

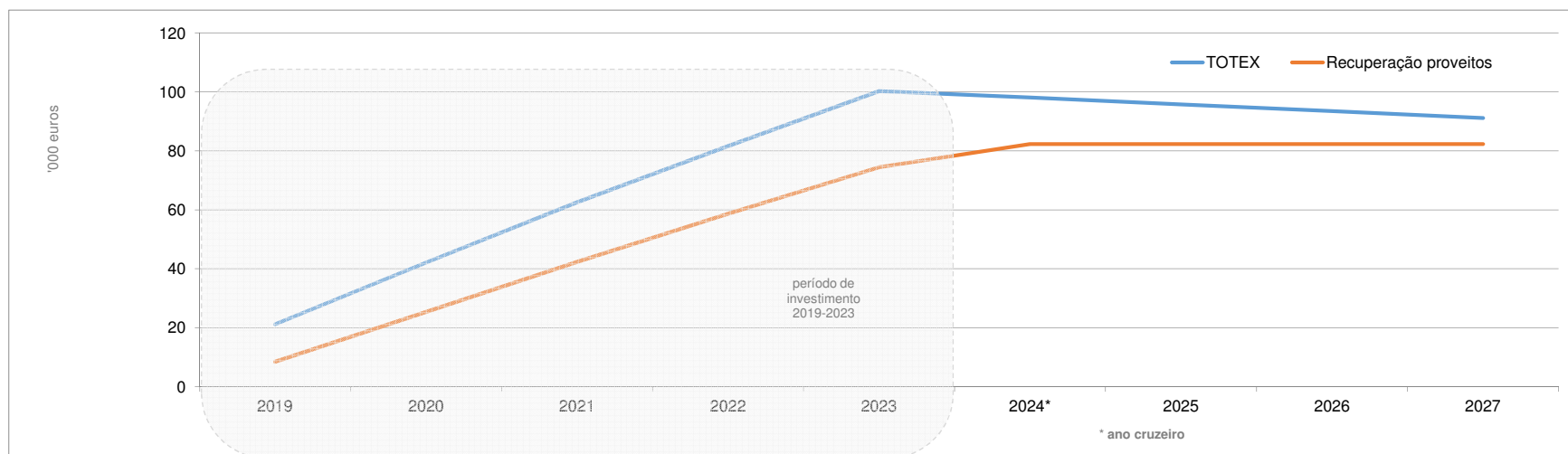


CHAVES	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		369	222	149	103	89	109	192	192	192	186	186	186	948
Rede	m€	134	34	69	59	56	15	74	74	74	74	74	74	370
Ramais	m€	45	56	26	13	15	30	34	34	34	32	32	32	166
Infraestruturação / clientes	m€	161	115	45	26	13	49	63	63	63	61	61	61	312
Conversão		161	115	45	25	12	47	60	60	60	59	59	59	297
Reconversão		0	0	0	1	0	2	4	4	4	2	2	2	15
Segmento Novo	m€	3	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	25	14	9	3	4	15	21	21	21	19	19	19	101
Equipamento		8	8	6	1	2	3	3	3	3	3	3	3	14
Montagem		17	6	3	2	2	12	18	18	18	17	17	17	87
Agregados físicos do DN:														
Cientes	#								135	135	135	126	126	657
Doméstico									131	131	131	124	124	641
Terciário									4	4	4	2	2	16
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m ³								21	62	104	144	183	515
Doméstico									21	62	104	144	183	515
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	220	168	67	42	30	108	121	121	121	114	114	114	591
Conversão		220	168	67	40	29	98	110	110	110	109	109	109	548
Reconversão		0	0	0	2	1	10	11	11	11	5	5	5	43
Rede	km	2	1	2	1	1	0	1	1	1	1	1	1	7
Ramais	#	123	131	62	26	36	65	65	65	65	65	60	60	315
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	258	225	125	76	68	130	135	135	135	126	126	126	657
BP <		257	225	120	76	66	129	135	135	135	126	126	126	657
BP >		1	0	5	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-37	-165	-47	-37	-40	-1	-12	-12	-13	-13	-13	-13	-64
BP <		-34	-163	-45	-39	-40	-3	-12	-12	-13	-13	-13	-13	-64
BP >		-3	-2	-2	2	1	2	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	5 678	5 737	5 815	5 854	5 883	6 012	6 135	6 257	6 380	6 502	6 614	6 727	6 727
BP <		5 653	5 715	5 790	5 827	5 853	5 979	6 102	6 224	6 347	6 469	6 581	6 694	6 694
BP >		24	21	24	26	30	33	33	33	33	33	33	33	33
MP		1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	5 678	5 708	5 776	5 835	5 869	5 948	6 073	6 196	6 318	6 441	6 558	6 671	
BP <		5 653	5 684	5 753	5 809	5 840	5 916	6 040	6 163	6 285	6 408	6 525	6 638	
BP >		24	23	23	25	28	32	33	33	33	33	33	33	
MP		1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	8,9	8,6	8,2	7,6	7,1	6,9	7,7	7,6	7,6	7,5	7,4	7,4	
BP <	/Pa	3,64	3,68	3,46	3,36	3,82	3,60	3,60	3,60	3,6	3,6	3,6	3,6	
BP >		836,4	854,2	864,7	807,4	665,5	626,7	763,8	763,8	763,8	763,8	763,8	763,8	
MP		9 675,9	8 698,4	8 045,3	4 631,5	1 161,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Volume adicional	MWh								243	729	1 215	1 685	2 138	
BP <									243	729	1 215	1 685	2 138	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	50 349	48 834	47 397	44 357	41 548	41 063	46 951	47 392	47 833	48 273	48 695	49 101	
BP <		20 600	20 916	19 896	19 539	22 333	21 323	21 745	22 187	22 628	23 067	23 490	23 896	
BP >		20 074	19 220	19 456	20 186	18 635	19 740	25 205	25 205	25 205	25 205	25 205	25 205	
MP		9 676	8 698	8 045	4 631	581	0	0	0	0	0	0	0	

CHAVES	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 429	986	1 196	1 349	1 309	839	1 425	1 426	1 425	1 422	1 473	1 473	1 443
Mts Rede Sec / Cliente	mts	6	3	13	13	12	1	10	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	170,9	363,5	74,4	75,7	80,5	862,1	102,3	102,3	102,3	102,3	95,5	95,5	99,5
Clientes / Ramal	#	2,10	1,72	2,02	2,92	1,89	2,00	2,08	2,08	2,08	2,08	2,10	2,10	2,09
Custo unit RS (€/m)	€	89,0	54,2	41,0	58,8	66,8	96,2	56,1	56,2	56,1	55,9	55,9	55,9	56
Custo unit Ramal (€)	€	367	431	423	500	424	464	527	527	527	525	525	525	526
Custo unit infraestruturação (€)		733	685	664	619	425	456	523	523	523	523	533	533	527
Conversão	€	733	685	664	630	428	477	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	0	0	0	387	352	243	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	161	115	146	177	185	121	184	186	188	190	198	200	

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						21	42	63	82	100	98
Proveito Recuperado (a)	m€						8	25	42	59	74	82
Margem tarifa	%											-16%
D = (a) - (b)	m€						-13	-17	-20	-23	-26	-16
Acumulado	m€						-13	-29	-50	-73	-98	-114

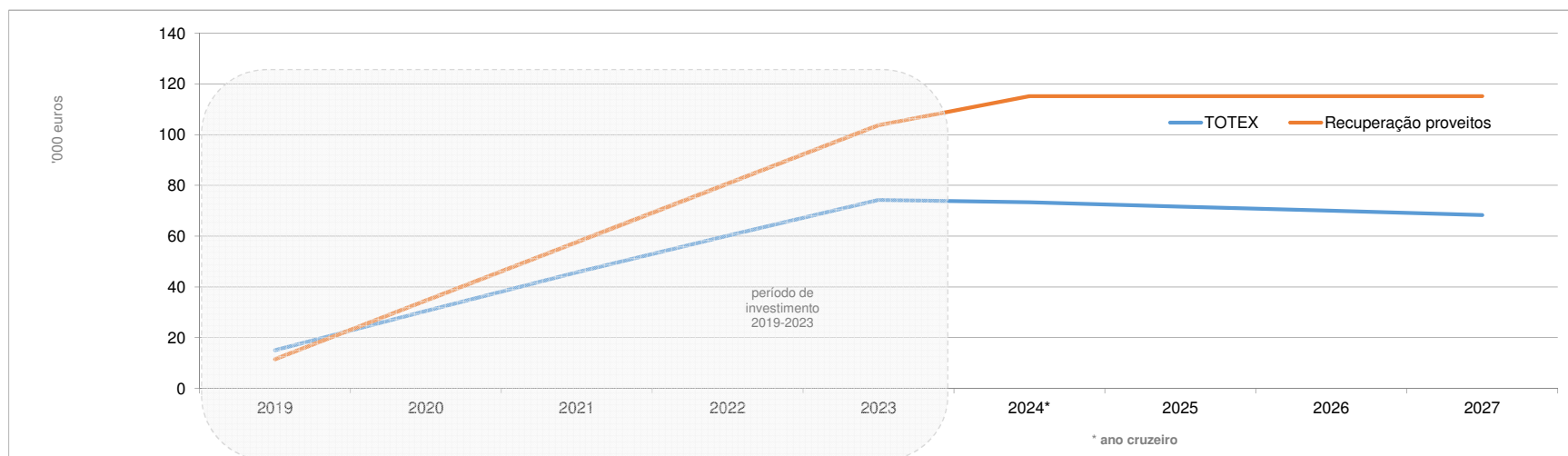


AMARANTE	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		1 655	578	83	77	100	83	132	132	132	131	129	129	653
Rede	m€	688	278	4	45	69	28	48	48	48	48	48	48	239
Ramais	m€	156	104	18	8	11	21	23	23	23	23	21	21	112
Infraestruturação / clientes	m€	747	179	54	21	18	25	46	46	46	46	46	46	229
Conversão		747	179	54	17	16	23	44	44	44	44	44	44	220
Reconversão		0	0	0	3	1	2	2	2	2	2	2	2	9
Segmento Novo	m€	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	64	16	6	2	2	9	15	15	15	14	14	14	73
Equipamento		26	7	3	1	1	2	2	2	2	2	2	2	11
Montagem		38	9	3	1	1	7	13	13	13	12	12	12	62
Agregados físicos do DN:														
Cientes	#								93	93	93	92	92	463
Doméstico									91	91	91	90	90	453
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								54	163	272	380	488	1 357
Doméstico									12	37	61	85	110	305
Terciário									42	126	210	295	379	1 052
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	1 083	276	85	39	34	55	87	87	87	87	86	86	433
Conversão		1 083	276	85	30	29	44	81	81	81	81	81	81	405
Reconversão		0	0	0	9	5	11	6	6	6	6	5	5	28
Rede	km	18	8	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4
Ramais	#	542	355	52	24	24	50	44	44	44	44	40	40	212
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	1 094	289	96	50	38	42	93	93	93	93	92	92	463
BP <		1 088	288	94	50	36	40	92	92	92	92	91	91	458
BP >		6	1	2	0	1	2	1	1	1	1	1	1	5
MP		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-101	-104	-46	15	-17	-6	-9	-9	-10	-10	-10	-10	-49
BP <		-96	-103	-47	15	-20	-6	-9	-9	-10	-10	-10	-10	-49
BP >		-5	-1	1	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	4 209	4 394	4 444	4 509	4 530	4 566	4 650	4 733	4 817	4 900	4 982	5 064	5 064
BP <		4 200	4 385	4 432	4 497	4 513	4 547	4 630	4 712	4 795	4 877	4 958	5 039	5 039
BP >		9	9	12	12	17	19	20	21	22	23	24	25	25
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	4 209	4 302	4 419	4 477	4 520	4 548	4 608	4 692	4 775	4 858	4 941	5 023	
BP <		4 200	4 293	4 409	4 465	4 505	4 530	4 588	4 671	4 753	4 836	4 917	4 998	
BP >		9	9	11	12	15	18	20	21	22	23	24	25	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	4,7	5,9	5,6	5,4	5,6	6,4	7,2	7,4	7,5	7,6	7,8	7,9	
BP <	/Pa	2,59	3,06	3,02	2,94	3,30	3,10	3,10	3,10	3,1	3,1	3,1	3,1	
BP >		1 008,4	1 343,8	1 104,7	913,7	721,8	826,6	982,2	982,2	982,2	982,2	982,2	982,2	
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								634	1 901	3 169	4 434	5 699	
BP <									143	428	713	997	1 279	
BP >									491	1 473	2 456	3 438	4 420	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	19 945	25 227	24 899	24 069	25 324	28 942	33 377	34 615	35 853	37 090	38 326	39 559	
BP <		10 870	13 132	13 300	13 104	14 858	14 062	14 224	14 480	14 736	14 991	15 244	15 495	
BP >		9 076	12 094	11 599	10 965	10 467	14 880	19 153	20 135	21 117	22 100	23 082	24 064	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

AMARANTE	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 513	1 999	863	1 543	2 629	1 982	1 416	1 417	1 416	1 413	1 401	1 401	1 410
Mts Rede Sec / Cliente	mts	17	26	1	21	38	15	9	9	9	9	9	9	
Clientes / km rede	#	59,5	38,4	1 395,3	na	26,3	67,0	108,5	108,5	108,5	107,4	107,4	108,1	
Clientes / Ramal	#	2,02	0,81	1,85	2,08	1,58	0,84	2,11	2,11	2,11	2,30	2,30	2,18	
Custo unit RS (€/m)	€	37,4	36,9	53,1	44,3	47,6	44,3	56,0	56,0	55,9	55,7	55,8	56	
Custo unit Ramal (€)	€	288	292	353	340	479	428	527	527	527	525	525	526	
Custo unit infraestruturação (€)		690	650	637	534	516	451	528	528	528	528	530	529	
Conversão	€	690	650	637	583	555	513	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	0	0	0	369	286	205	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	319	341	153	287	469	311	196	192	189	185	181	178	

Avaliação

								2024					
TOTEX (b)	m€							15	31	46	60	74	73
Proveito Recuperado (a)	m€							12	35	58	81	104	115
Margem tarifa	%												57%
D = (a) - (b)	m€							-4	4	12	21	29	42
Acumulado	m€							-4	1	12	33	62	104



MARCO DE CANAVESES	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		205	270	193	109	119	225	202	202	201	183	183	971	
Rede	m€	38	85	90	83	27	57	83	83	83	69	69	388	
Ramais	m€	36	37	22	10	20	56	36	36	36	35	35	178	
Infraestruturação / clientes	m€	116	135	72	13	62	85	61	61	61	59	59	301	
Conversão		116	135	72	13	57	81	58	58	58	56	56	286	
Reconversão		1	0	0	1	4	4	3	3	3	3	3	16	
Segmento Novo	m€	1	0	1	0	2	2	0	0	0	0	0	0	
Contadores / cadeias medida	m€	12	12	9	2	8	25	21	21	21	20	20	104	
Equipamento		5	6	5	1	3	5	3	3	3	3	3	14	
Montagem		7	7	4	1	5	20	18	18	18	17	17	89	
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								138	138	138	129	129	672
Doméstico									135	135	135	126	126	657
Terciário									3	3	3	3	3	15
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m ³								15	44	74	103	130	366
Doméstico									15	44	74	103	130	366
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	170	202	112	30	121	175	117	117	117	111	111	573	
Conversão		168	202	112	28	108	161	107	107	107	103	103	527	
Reconversão		2	0	0	2	13	14	10	10	10	8	8	46	
Rede	km	1	2	2	2	0	1	1	1	1	1	1	7	
Ramais	#	113	152	62	24	46	145	71	71	71	70	70	353	
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	178	212	131	38	39	64	138	138	138	129	129	672	
BP <		176	212	130	37	39	61	138	138	138	129	129	672	
BP >		2	0	1	1	0	3	0	0	0	0	0	0	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rescisões	#	-25	-74	-36	-15	-25	-1	-6	-6	-6	-7	-7	-33	
BP <		-24	-74	-37	-14	-25	-1	-6	-6	-6	-7	-7	-33	
BP >		-1	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pontos Abastecimento Acumulados	#	2 486	2 624	2 719	2 742	2 756	2 819	2 951	3 083	3 215	3 346	3 468	3 590	3 590
BP <		2 476	2 614	2 707	2 730	2 744	2 804	2 936	3 068	3 200	3 331	3 453	3 575	3 575
BP >		10	10	12	12	12	15	15	15	15	15	15	15	15
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	2 486	2 555	2 672	2 731	2 749	2 788	2 847	3 017	3 149	3 280	3 407	3 529	
BP <		2 476	2 545	2 661	2 719	2 737	2 774	2 870	3 002	3 134	3 265	3 392	3 514	
BP >		10	10	11	12	12	14	15	15	15	15	15	15	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	4,4	4,7	4,5	4,4	4,6	5,2	5,3	5,1	5,0	4,9	4,8	4,7	
BP <	/Pa	2,18	2,34	2,33	2,28	2,67	2,53	2,50	2,50	2,5	2,5	2,5	2,5	
BP >		551,4	612,8	538,7	479,1	452,5	552,6	527,2	527,2	527,2	527,2	527,2	527,2	
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								173	518	863	1 196	1 519	
BP <									173	518	863	1 196	1 519	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	10 909	12 083	12 122	11 958	12 736	14 470	15 083	15 413	15 742	16 071	16 388	16 693	
BP <		5 396	5 955	6 197	6 209	7 306	7 010	7 175	7 505	7 834	8 163	8 480	8 785	
BP >		5 514	6 128	5 926	5 749	5 430	7 459	7 908	7 908	7 908	7 908	7 908	7 908	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

MARCO DE CANAVESES	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 149	1 274	1 475	2 865	3 053	3 508	1 463	1 464	1 463	1 459	1 417	1 417	1 445
Mts Rede Sec / Cliente	mts	5	9	14	48	6	18	11	11	11	11	9	9	10
Clientes / km rede	#	188,6	106,9	70,7	20,6	161,8	55,2	94,3	94,3	94,3	94,3	106,0	106,0	98,5
Clientes / Ramal	#	1,58	1,39	2,11	1,58	0,85	0,44	1,94	1,94	1,94	1,94	1,84	1,84	1,90
Custo unit RS (€/m)	€	40,8	43,1	48,5	45,2	111,9	49,0	57,0	57,0	56,9	56,7	56,8	56,8	57
Custo unit Ramal (€)	€	322	245	353	426	440	385	506	506	505	504	504	504	505
Custo unit infraestruturação (€)		685	668	642	448	508	484	525	525	525	525	527	527	526
Conversão	€	688	668	642	458	531	501	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	413	0	0	312	321	291	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	262	269	325	654	659	676	276	287	293	298	295	300	

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						22	44	65	84	102	100
Proveito Recuperado (a)	m€						6	18	30	42	53	58
Margem tarifa	%											-41%
D = (a) - (b)	m€						-16	-26	-35	-42	-49	-41
Acumulado	m€						-16	-42	-76	-118	-167	-208

