

Beiragás

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 Concessão	27
04. CONTEXTO GEOGRÁFICO E CONJUNTURA SOCIOECONÓMICA.....	33
04.1 Distribuição GN no contexto Europeu.....	35
04.2 Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa	36
04.3 Contexto regional da concessão	39
05. ENQUADRAMENTO DA GESTÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO	45
05.1 Tipologia de projetos de investimento.....	48
05.2 Projetos de investimento em DN Ligação de novos PA	49
05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes	52
05.4 Projetos de investimento em outras atividades	52
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.....	70

07.2.4	Ligações à RNTGN	73
07.3	Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto	73
07.4	Avaliação do investimento.....	86
07.4.1	Evolução dos principais indicadores	87
07.4.2.	Avaliação global do impacto do plano	91
07.4.3	Análise Individual por projeto de DN de cada concelho.....	94
08	ANEXOS	97

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 infraestruturização, cadeia de medida e ligação. Investimento em expansão para ligação de novos pontos de consumo e incremento de volume de GN no SNGN.
Km	Quilómetros
m€	mil euros
M€	Milhões de euros
MP	Média Pressão - pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar.
mts	Metros
MWh	Megawatt hora
OPEX	Operational Expenditure (despesas operacionais)
ORD	Operador de Redes de Distribuição de GN
ORT	Operador de rede de Transporte
PA	Ponto de Abastecimento
PDIRGN	Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
PDIRD-GN	Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural
PIB	Produto Interno Bruto
PPC	Paridade Poder de Compra
PRM	Posto de Regulação e Medida.
RAB	Regulatory Asset Base (Base de Ativos Regulada para efeitos tarifários)
Ramal	Conjunto de tubagens e acessórios que asseguram a passagem de GN desde a tubagem da rede de distribuição até à válvula de corte geral da instalação de utilização de gás.
RARII	Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do GN
Rede de distribuição de GN	Sistema constituído por tubagens, válvulas, acessórios e equipamentos que assegura a distribuição de gás natural.
Reconversão	Operação de adaptação de instalações de gás já existentes de uma família de gases para outra.
RoR	Rate of Return
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL

RP	Rede de distribuição Primária – Parte de rede de distribuição de GN de pressão máxima de serviço igual ou inferior a 20 bar e superior a 4 bar (MP).
RPGN	Rede Pública de GN
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais do Setor do GN
RS	Rede de distribuição Secundária - Parte de rede de distribuição de GN de pressão máxima de serviço inferior a 4 bar (BP).
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SLA	Service Level Agreement
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TOTEX	CAPEX + OPEX
TPE	Trabalhos para a própria empresa
UAG	Unidade Autónoma de GNL
URD	Uso da Rede de Distribuição
UTR	Unidade Terminal Remota
WACC	Weighted Average Cost of Capital

02. Sumário executivo e enquadramento



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

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

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural da Beiragás, 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 concessão, nas melhores condições de segurança e de qualidade de serviço e garantindo o cumprimento cabal das obrigações previstas no contrato de concessão, na legislação específica e nos regulamentos aplicáveis ao setor, 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 concessão, 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 Beiragás 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 concessão.

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		Variação	
	Investimento DN - Ligação de clientes	5.971	80%	5.957	70%	-14
Outros Investimentos em Infraestruturas	719	10%	821	10%	102	14%
Investimento em Outras Atividades	796	11%	1.751	21%	954	120%
Total	7.486	100%	8.529	100%	1.043	14%

O investimento para o próximo quinquénio é superior ao anterior PDIRD-GN para o período 2017-2021 em cerca de 1,0 M€, que representa somente um acréscimo anual de 209 m€. Verifica-se um incremento na rubrica de "Outros Investimentos em Infraestruturas" justificado pelo investimento previsto em anelagens.

O acréscimo do "Investimento em Outras Atividades" deve-se à necessidade de investimento em sistemas de informação, *upgrade* da base cartográfica, renovação de contadores, 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.

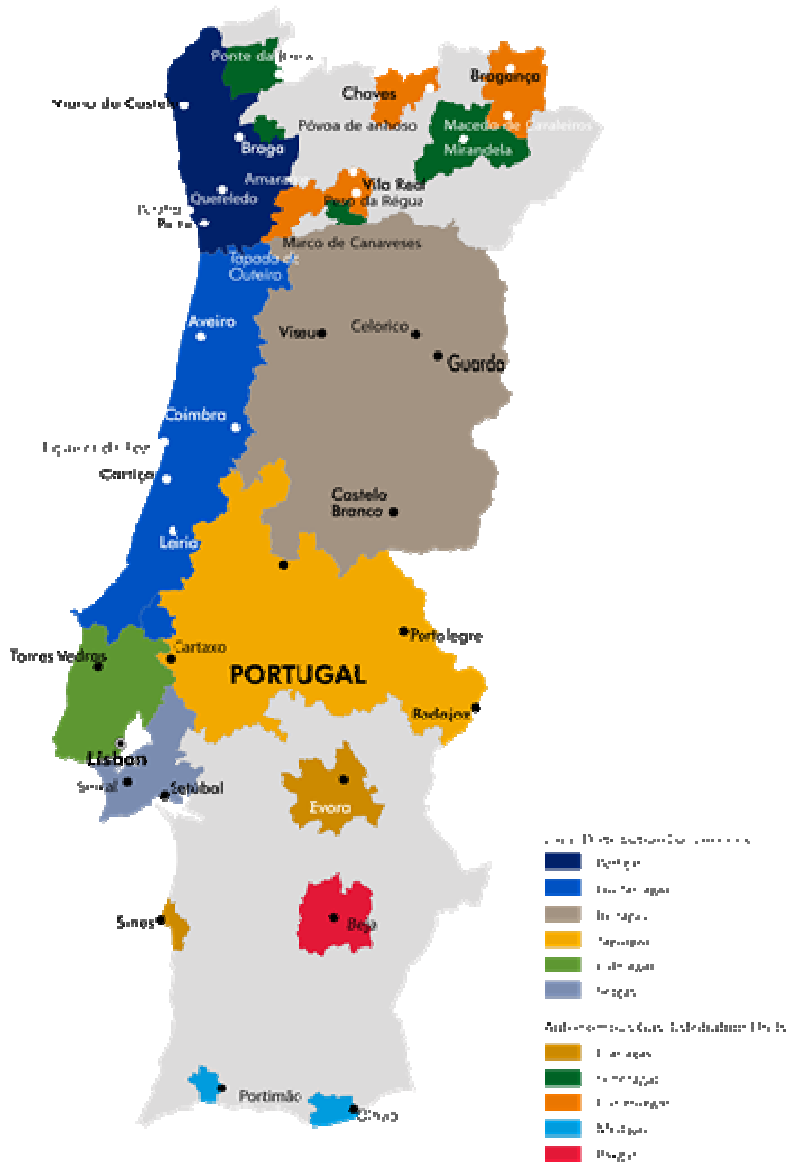
O plano de investimento e os seus objetivos têm em consideração as obrigações do ORD previstas no Contrato de Concessão, na legislação nacional e nos regulamentos do setor, especialmente no RRC e RARII.

- ◊ **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 Concessão ou Licença.



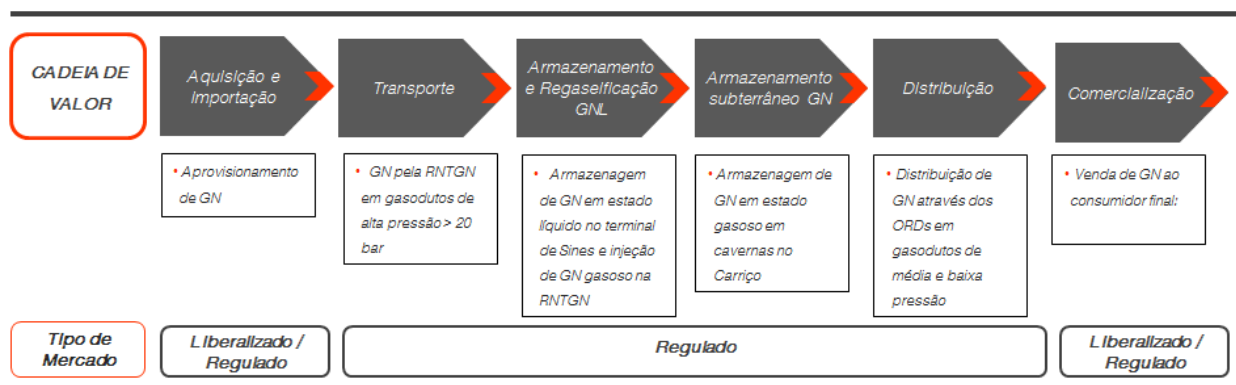
Estas empresas podem ser agrupadas em 3 grupos de acordo com as suas especificidades e o ano de início da atividade de distribuição.

- ◉ 4 empresas com atividade de ORD que formalizaram as suas concessões no ano de 1993: Lisboaagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás.
Lisboaagás, 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 Beiragás desenvolve a sua atividade de distribuição de GN de acordo com o Contrato de Concessão assinado em 11 de abril de 2008.

A concessão 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 concessão:

- ◀ O recebimento, a veiculação e a entrega de GN através da rede de distribuição;
- ◀ A **construção**, a **manutenção**, a operação e a exploração de todas as infraestruturas que integram a RNDGN, na área correspondente à concessão, 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 concessão.

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 concessão, em **permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança**, os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto **as reparações, renovações, adaptações e modernizações** necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

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 Beiragás 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 concessão, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da

² Tomando em consideração a redução anual do RAB

área da concessão da Beiragás, 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 concessão, uma vez reunidos os requisitos técnicos e legais necessários à sua exploração, têm obrigação de ligação:

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

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.

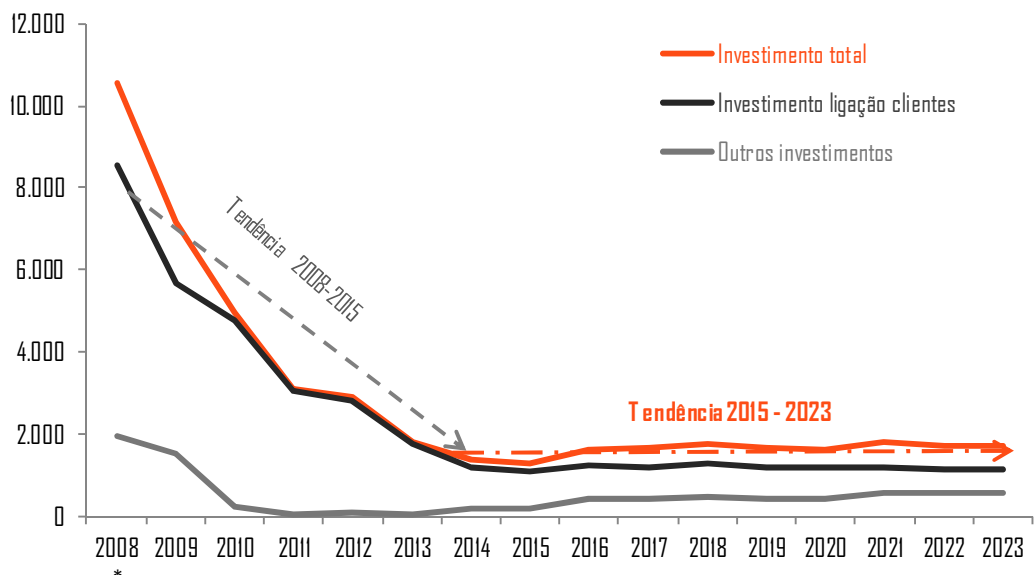
Este esforço de nivelamento do investimento anual favorece igualmente a estabilidade de todas as empresas envolvidas, nomeadamente quanto à manutenção de postos de trabalho locais relacionados com as atividades que suportam o investimento do ORD.

O investimento programado da Beiragás, 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 **1,7 M€** para o período 2015-2023, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **10,5 M€**, ou seja, menos 84% 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	1.213	1.236	-24	-2%
Outros Investimentos em Infraestruturas	302	128	174	136%
Investimento em Outras Atividades	136	95	41	44%
Total	1.651	1.459	192	13%

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 13% de investimento face ao previsto devido ao reforço da rede de distribuição em zonas em que as Câmaras tinham

intervenções programadas e à necessidade de incrementar melhorias aos sistemas de informação.

Quadro 3

Realização Física	Real	PDIRD-GN	Variação	
PA ligados no ano	1.192	1.218	-26	-2%
PA totais	53.893	53.928	-35	0%
Volume total (MWh)	905.843	905.424	418	0%

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 906 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 Concessão da Beiragás abrange 14 concelhos já abastecidos com GN e 1 concelho, Mirando do Corvo, que se encontra em avaliação:

Quadro 4

<i>(unid.)</i>	RP	PRM	RS	Ramais	Pontos de Abastecimento Ativos	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG
	kms	#	kms	#	#	#
Castelo Branco	3	1	127	3.100	9.781	GRMS 10209
Covilhã	7	2	86	1.911	7.430	GRMS 10359
Fundão	0	1	35	510	2.019	GRMS 10309
Guarda	2	1	98	2.616	6.740	GRMS 10459
Lamego	0	0	37	817	3.562	UAG de Lamego
Lousã	0	0	39	815	2.550	UAG da Lousã
Mangualde	11	1	11	248	1.361	GRMS 11309
Miranda do Corvo	0	2	0	0	0	UAG da Lousã
Mortágua	12	1	28	749	435	GRMS 11109
Nelas	3	1	19	383	926	GRMS 11309
Santa Comba Dão	0	0	27	529	864	GRMS 11159
Seia	0	0	38	1.225	2.349	UAG de Seia
Tondela	0	1	41	884	1.441	GRMS 11209
Vila Velha de Rod	8	0	0	0	3	GRMS 10159
Viseu	0	1	188	5.423	14.432	GRMS 11279
Total	45	12	774	19.210	53.893	



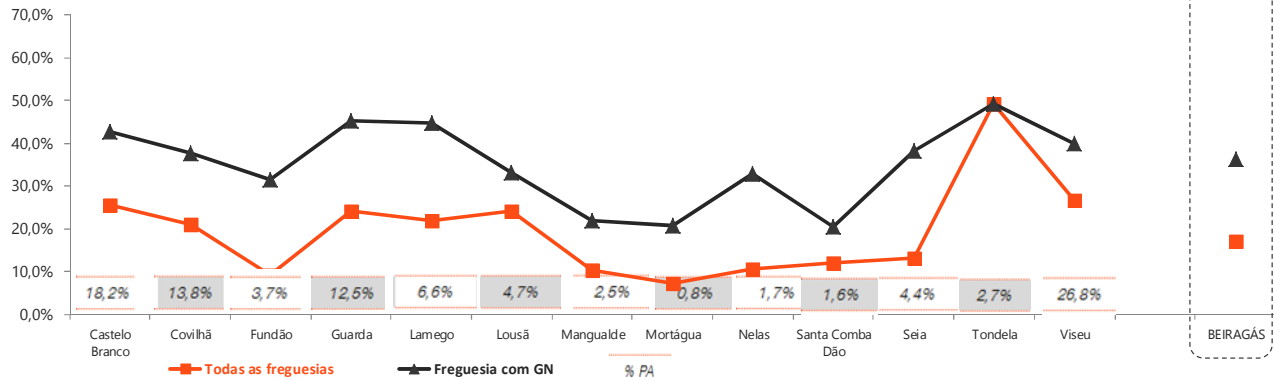
14 Concelhos com Distribuição de GN em abril de 2018.

A afetação das GRMSs aos concelhos pressupõe a possibilidade real de passagem de gás dessa GRMS até clientes situados no concelho, ou seja, existe ligação com gradiente de pressão adequado, ainda que, dado o diâmetro das tubagens instaladas, o fluxo de gás possa ser muito pequeno.

O gráfico 2 reflete o nível de cobertura dos 14 concelhos da área de concessão da Beiragás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

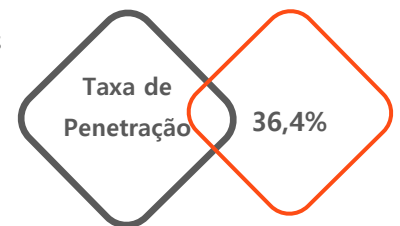
A taxa de cobertura foi apurada com base na informação dos pontos de abastecimento ligados e número de alojamentos familiares⁴ existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de GN.

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.

03.2 Dados históricos da Concessão

- ↳ 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).

⁴ Fonte: INE – Censos 2011

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Castelo Branco	1.438	39	56.109	38.316
Covilhã	556	93	51.797	35.227
Fundão	700	42	29.213	22.004
Guarda	712	60	42.541	27.808
Lamego	165	161	26.691	16.331
Lousã	138	127	17.604	10.574
Mangualde	219	91	19.880	13.127
Miranda do Corvo	126	104	13.098	7.365
Mortágua	251	38	9.607	6.012
Nelas	126	112	14.037	8.753
Santa Comba Dão	112	104	11.597	7.086
Seia	436	57	24.702	17.708
Tondela	371	78	28.946	17.673
Vila Velha de Rodão	330	11	3.521	3.410
Viseu	507	196	99.274	54.060

Fonte: censos 2011

Investimento Anual

O quadro 5 apresenta o investimento⁵ realizado nos 5 anos anteriores à proposta do PDIRD-GN para o quinquénio 2019-2023.

⁵ Os valores de 2018 são previsionais

Quadro 5

Investimento (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Investimento DN - Ligação de clientes	1.186	1.114	1.218	1.213	1.275
Outros Investimentos em Infraestruturas	119	112	187	302	236
Investimento em Outras Atividades	96	66	223	136	245
Total	1.401	1.292	1.628	1.651	1.755

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	424	457	597	476	524
Ramais	144	159	163	185	223
Conversões e reconversões	556	443	401	428	368
Contadores / cadeias medida	62	55	58	123	159
Total	1.186	1.114	1.218	1.213	1.275
Novos clientes de GN (#)	1.250	1.157	1.132	1.192	1.000
Conversões e reconversões (#)	941	861	848	904	779
Rede Secundária (kms)	10	9	12	9	10
Ramais (#)	393	364	409	459	452

Quadro 7
Outros Investimentos em Infraestruturas
(m€)

	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Primária (outos: PRM, Servidões, ...)	29	8	5	12	84
UAG	0	0	0	4	0
RS - Anelagens e reestruturação	90	104	138	222	105
Rede Secundária - Outros	0	0	44	64	47
Total	119	112	187	302	236

Quadro 8
Investimento em Outras Atividades (m€)

	2014	2015	2016	2017	2018
Renovação contadores / redutores	16	2	106	33	4
Sist. Informação	17	18	6	52	73
Edifícios e construções	62	46	0	0	8
Proj. Cadastro	0	0	29	0	7
Outros	0	0	82	51	153
Equipamento técnico	0	0	0	0	0
Total	96	66	223	136	245


 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	49.224	50.169	51.141	52.259	53.113
Terciário	1.034	1.150	1.228	1.360	1.419
Indústria	266	270	275	273	278
Total	50.524	51.589	52.644	53.892	54.810

Quadro 10

Pontos de Abastecimento por nível de pressão (#)

(#)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	50.260	51.320	52.370	53.620	54.532
BP>	248	253	254	249	254
MP	18	17	21	24	24
Total	50.526	51.590	52.645	53.893	54.810

 Quantidades de gás distribuídas

Quadro 11

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)

(GWh)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	149	150	151	137	162
BP>	247	250	229	218	228
MP	552	514	497	550	575
Total	948	914	876	906	966

 Consumos médios por nível de pressão|

Quadro 12

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	3,00	2,95	2,91	2,59	3,00
BP>	998,26	998,13	901,99	867,96	906,46
MP	30.644,94	29.364,31	26.151,17	24.457,06	24.457,06
Total	18,96	17,90	16,81	17,01	17,77

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

04. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica



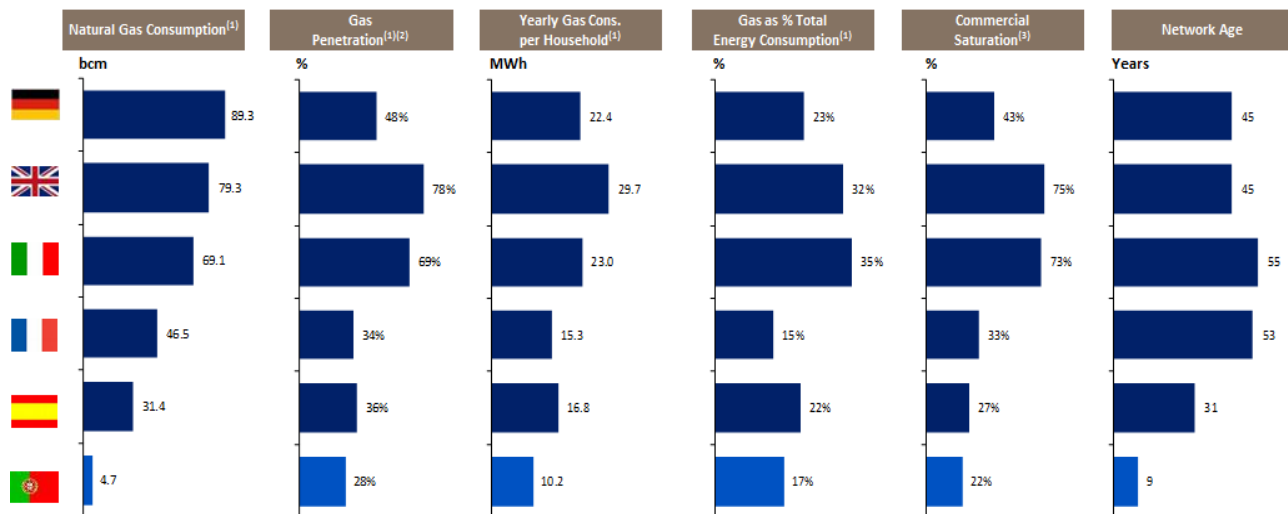
“O Gás Natural é uma solução energética de referência a nível europeu para os setores terciário e industrial devido aos seus benefícios.”

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

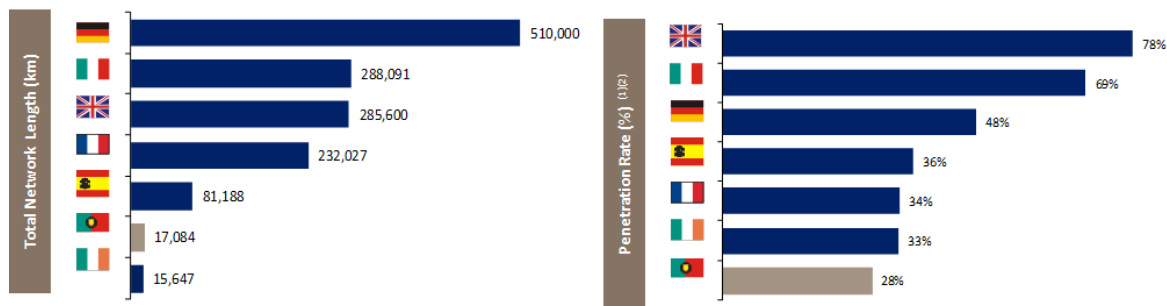
(1) Source: Eurogas Statistical report 2014.

(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

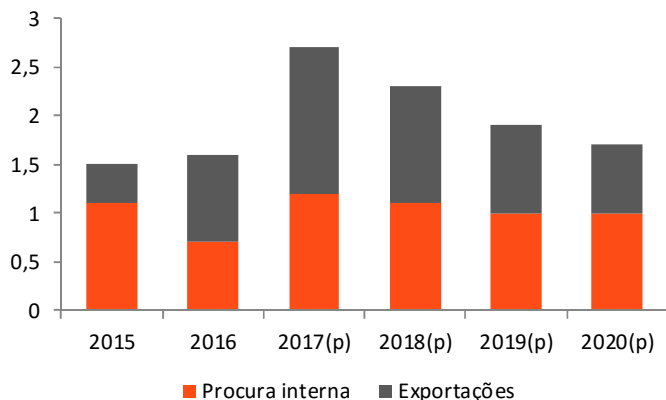
De acordo com as projeções para a Economia Portuguesa do INE e do Banco de Portugal é esperado um desaceleramento moderado da atividade económica.

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

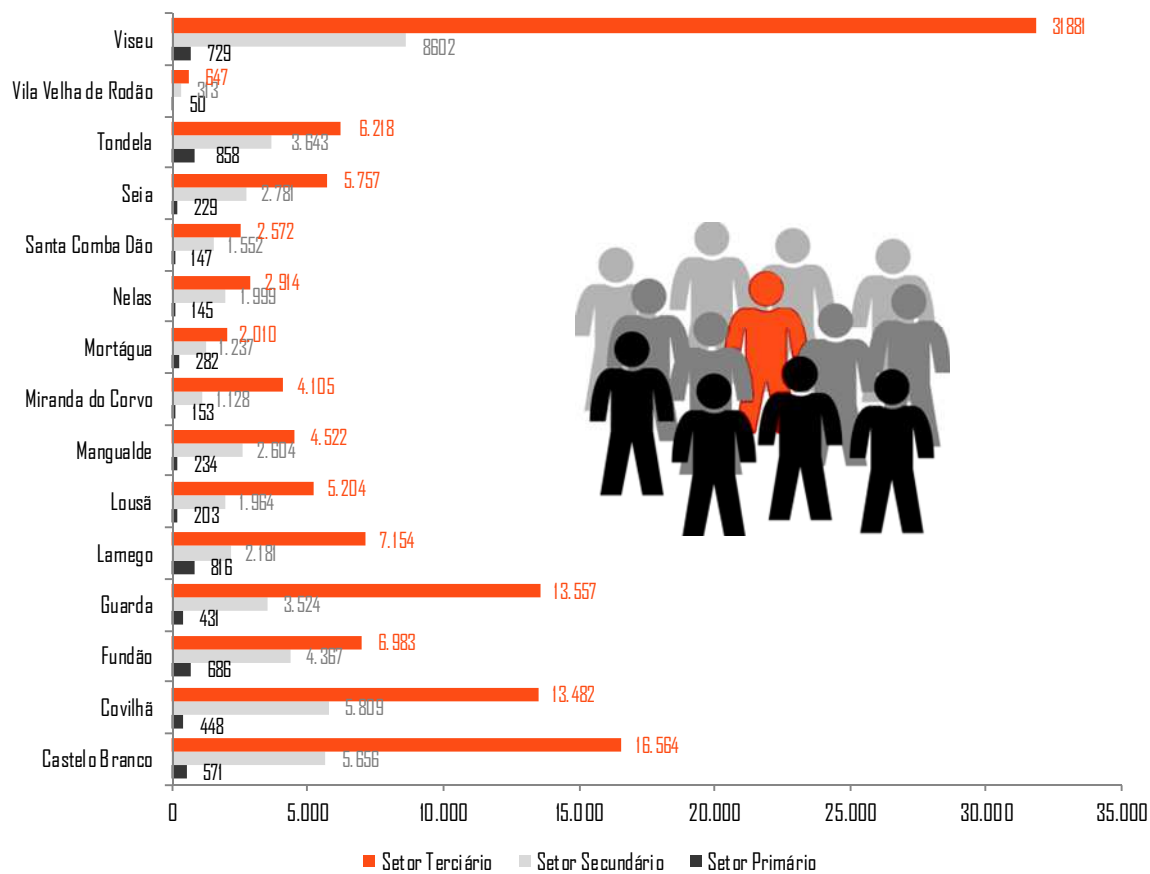
	Pesos 2016	BE dezembro de 2017					BE outubro 2017	BE junho 2017		
		2016	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)	2020 ^(p)	2017 ^(p)	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)
Produto Interno Bruto	100	1,50	2,60	2,30	1,90	1,70	2,50	2,50	2,00	1,80
Consumo Privado	66	2,10	2,20	2,10	1,80	1,70	1,90	2,30	1,70	1,70
Consumo Público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



Fonte - Pordata - censos 2011

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de concessão da Beiragás. Após análise dos dados verificamos que 70% da população presta atividade no setor terciário, 27% presta atividade no setor secundário e apenas 3% da população serve no setor primário da economia.

Investimento

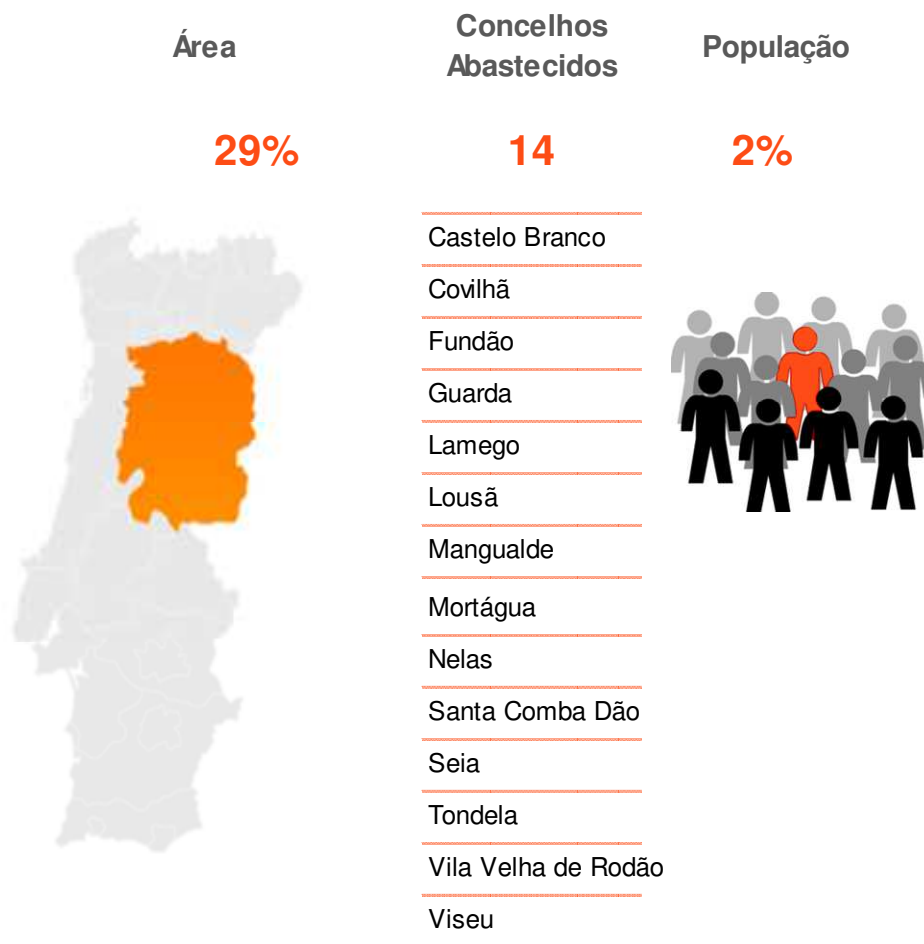
Na sequência da aceleração da FBCF para 8,3%, prevê-se que esta mantenha um ritmo de crescimento significativo, embora progressivamente mais moderado, ao longo do período de projeção (2018-2020). Espera-se que este crescimento reflita o comportamento da FBCF empresarial e FBCF em habitação.

Para 2019 e 2020 as projeções apontam para uma melhoria com crescimento médio anual na ordem dos 5,4% conforme ilustrado no quadro 13.

04.3 Contexto regional da concessão

A Concessão da Beiragás abrange 38 concelhos e numa área de 26.700 km², e possui uma população de cerca de 814 mil habitantes, que representa, respetivamente, 29% do território nacional e 8% da população total.

Peso da Região no país

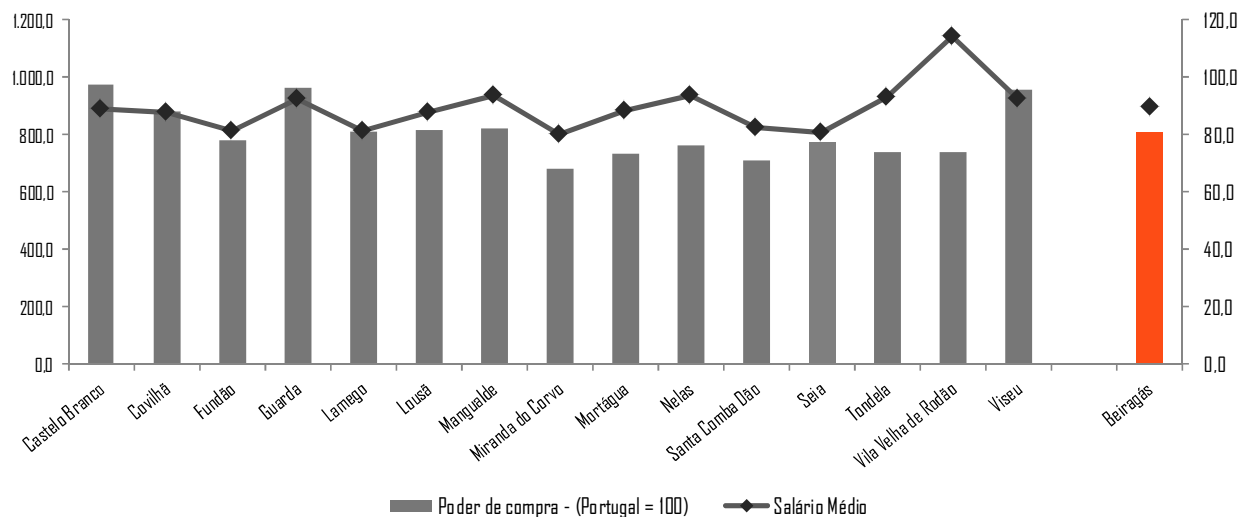


A Beiragás é a empresa concessionária para distribuição de gás natural nos distritos de Castelo Branco, Guarda e Viseu.

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

Gráfico 7

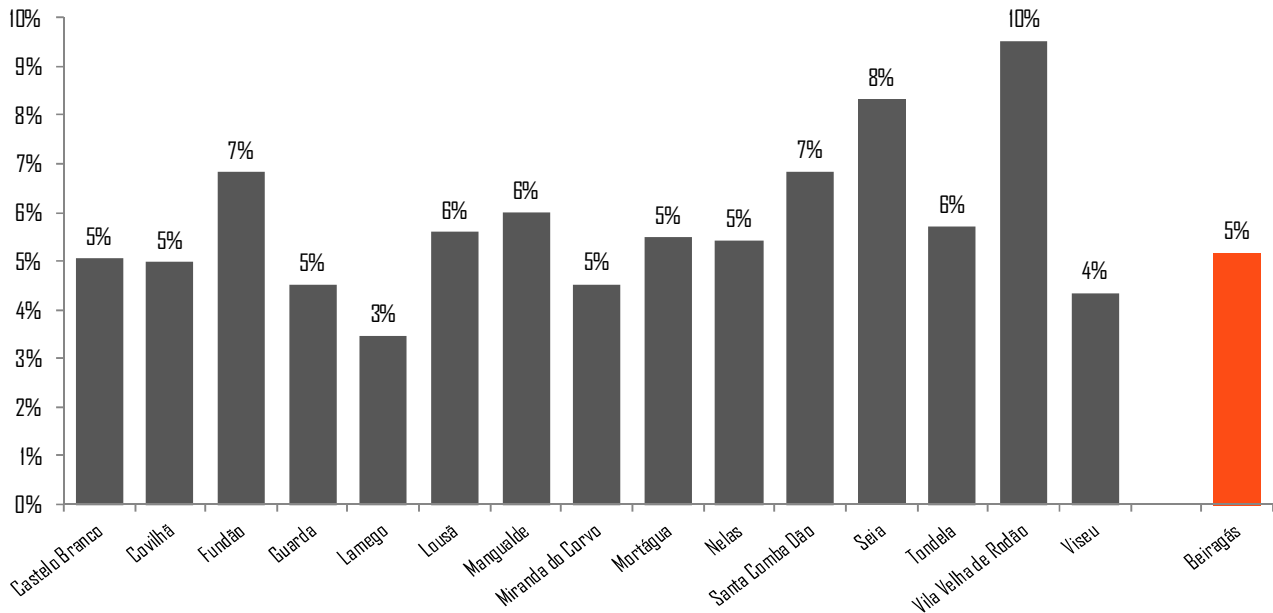
Poder de Compra e Salário Médio (€)



O gráfico 8 apresenta o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da Área de Concessão da Beiragás. Este tipo de empresas representa uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Beiragás. Conforme se pode verificar o Concelho de Vial Velha de Rodão é o Concelho que apresenta um maior peso da indústria transformadora no tecido empresarial de cada Concelho, enquanto que o Concelho de Lamego é o que apresenta um menor peso. A Área de Concessão da Beiragás contribui com cerca de 3% da indústria transformadora nacional.

Gráfico 8

Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)

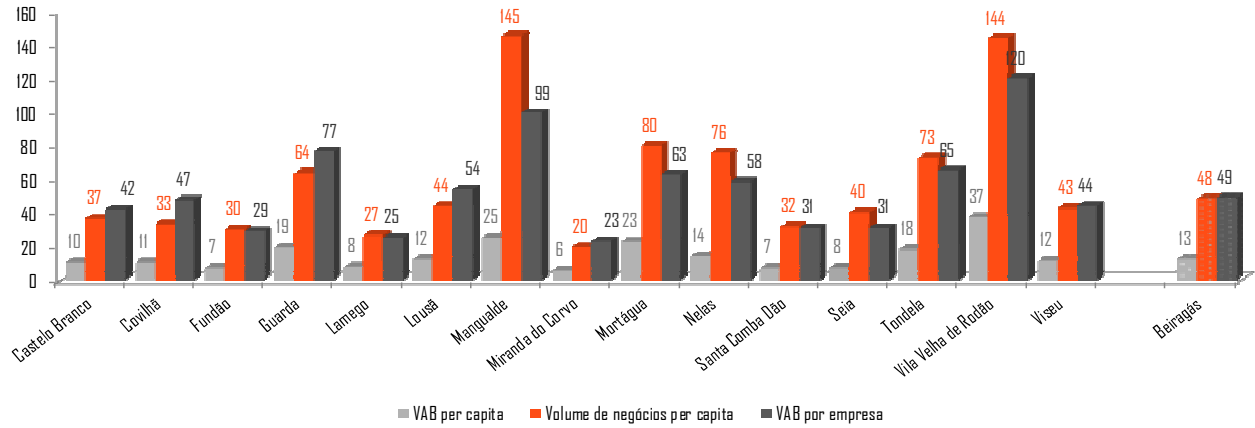


Fonte: Pordata

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 de Concessão da Beiragás. Da análise pode-se concluir que os Concelhos de Mangualde e de Vila Velha de Rodão são aqueles que apresentam indicadores mais elevados. Os Concelhos de Miranda do Corvo, Lamego e Fundão são os que apresentam os indicadores mais baixos. O VAB produzido na Área de Concessão da Duriensegás representa cerca de 3% 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

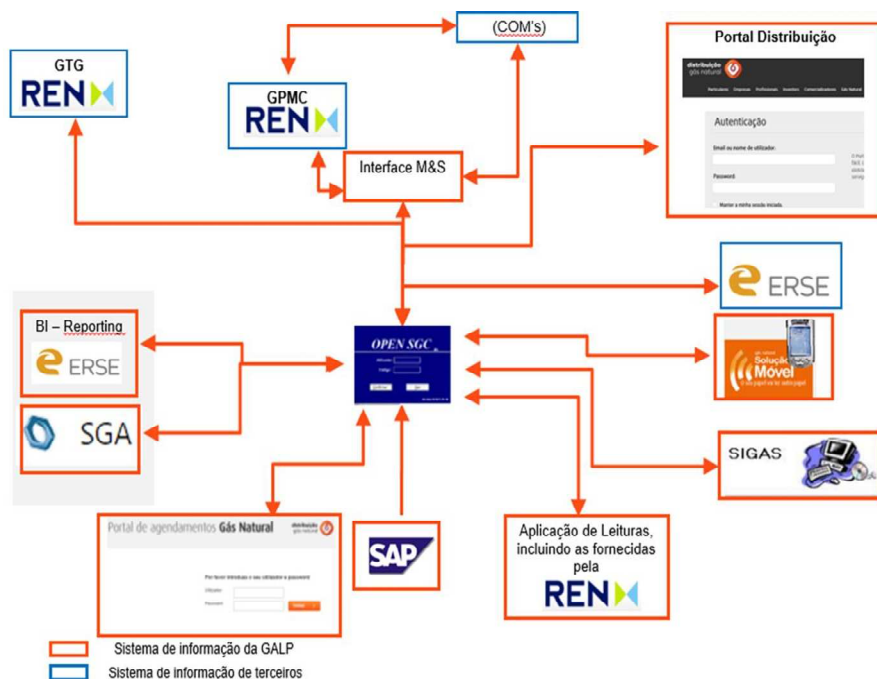


“A decisão de investimento baseia-se em um racional económico e num contexto de preocupação da sustentabilidade do sistema considerando as variáveis que condicionam o nível das tarifas (custos, investimento, pontos de consumo e volumes de GN).”

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 impacto do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas⁶, 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.

⁶ Pela diferença na magnitude da ordem de grandeza dos consumos domésticos unitários (que correspondem a mais de 99% do número de pontos de entrega), vs. os consumos industriais (<0,04% dos pontos de entrega, mas >61% do consumo total)

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 nacional⁷.

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.

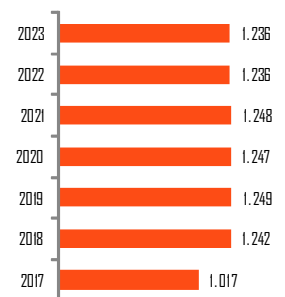
Este *driver* de investimento está condicionado por características específicas de cada área geográfica dos ORDs e potenciais futuras expansões.

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 infraestruturação e ligação de cliente e dos custos unitários de construção de rede e ramais, nomeadamente agravados pelas taxas municipais e outras exigências dos Municípios para a realização de obras.
- ◊ A estrutura do segmento existente (conversão ou reconversão).

Gráfico 10

Investimento DN / novo cliente ligado (€)



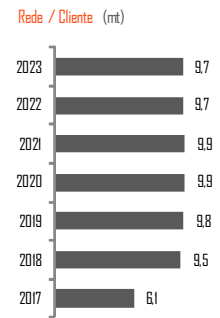
⁷ Conforme mencionado no ponto 7.3

🔗 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 II



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 investimento⁸.

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<	53.620	54.532	968	968	968	933	933	4.770
BP>	249	254	6	5	5	2	2	20
MP	24	24	0	0	0	0	0	0
Total	53.893	54.810	974	973	973	935	935	4.790

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

⁸ Conforme capítulo 7 do documento

06.2 Pressupostos da procura de GN

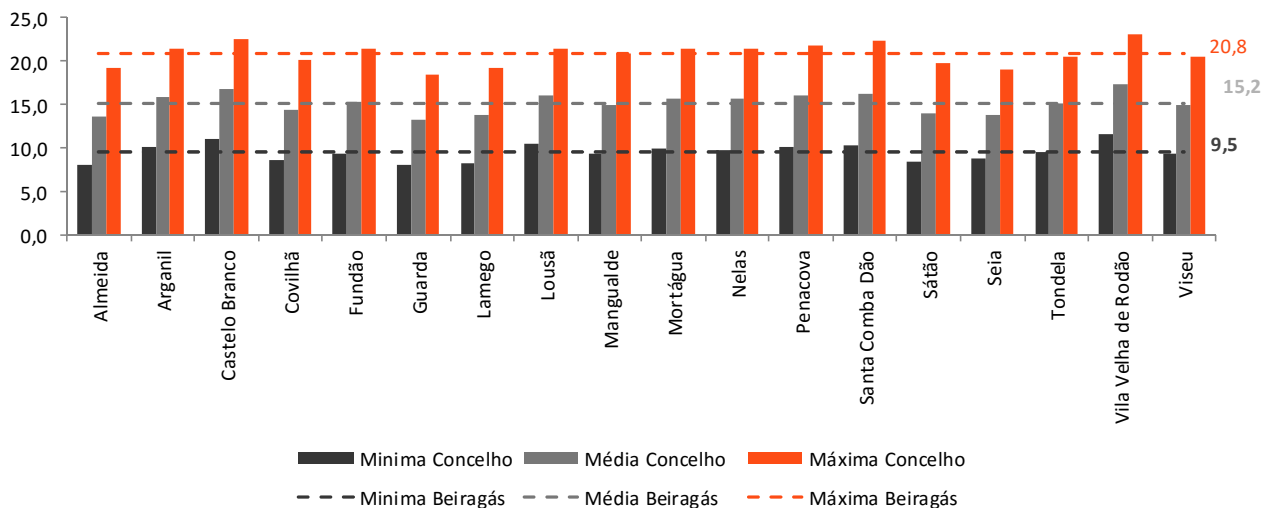
A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

◀ 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<	110	113	115	117	117	572
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
Total	110	113	115	117	117	572

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

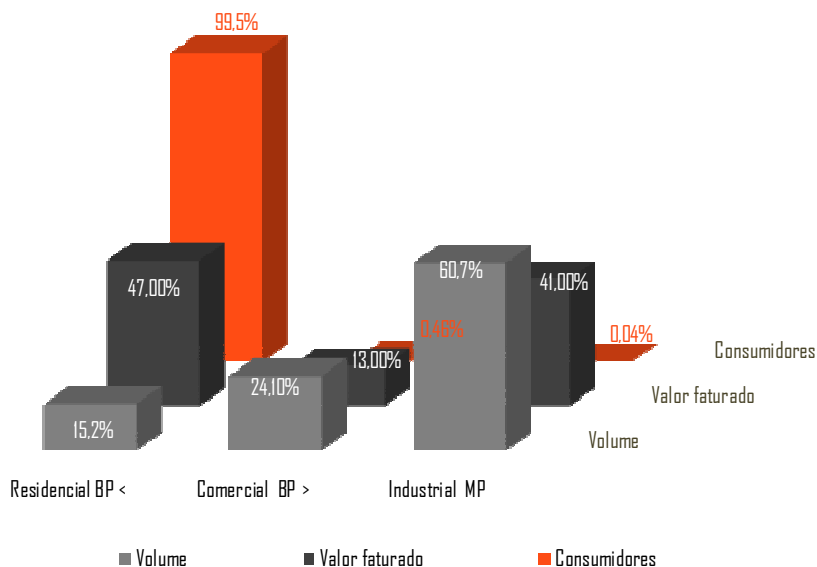
Condicionismos regionais


- 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 Beiragás.






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.

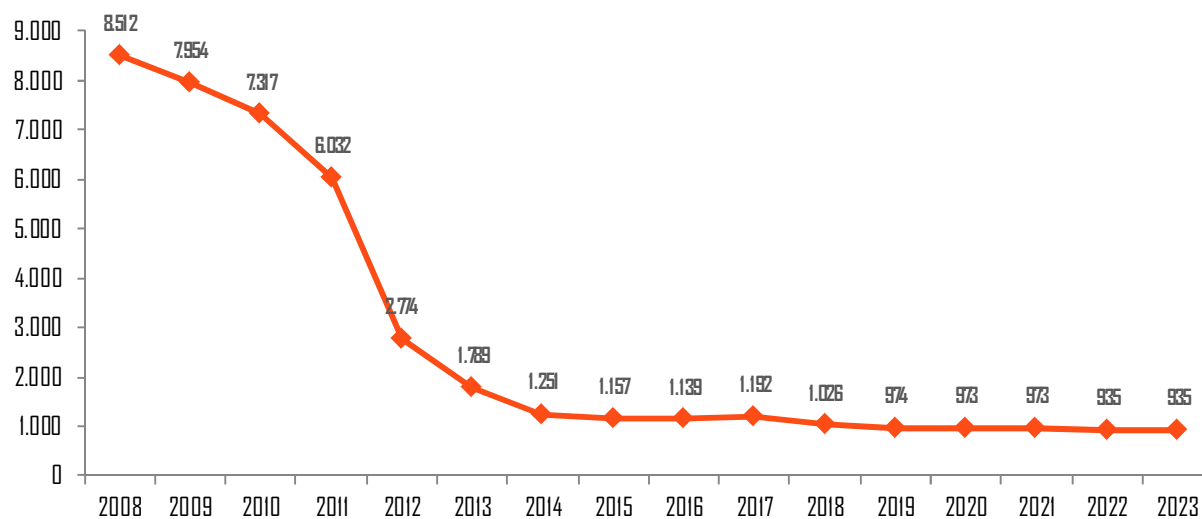
Quadro 16	Freguesia com GN - 2017	Freguesia com GN - 2023
 Castelo Branco	25,5%	42,9%
 Covilhã	21,1%	37,6%
 Fundão	9,2%	31,6%
 Guarda	24,2%	45,3%
 Lamego	21,8%	44,8%
 Lousã	24,1%	33,0%
 Mangualde	10,3%	22,0%
 Mortágua	7,2%	20,9%
 Nelas	10,6%	32,9%
 Santa Comba Dão	12,2%	20,5%
 Seia	13,3%	38,2%
 Tondela	8,2%	20,9%
 Viseu	26,7%	40,1%
BEIRAGÁS	17,2%	36,4%

 **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<	3,00	2,95	2,91	2,59	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
BP>	998	998	902	868	906	906	906	906	906	906
MP	30.645	29.364	26.151	24.457	24.457	24.457	24.457	24.457	24.457	24.457
Total	18,96	17,90	16,81	17,01	17,77	17,60	17,44	17,28	17,12	16,96

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

pele 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.

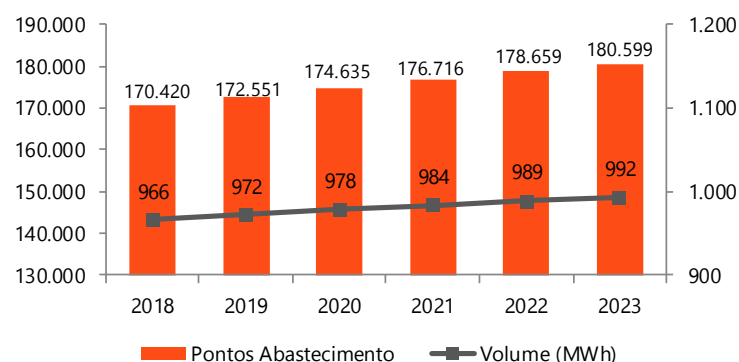
Apesar do esforço reforçado para captar volumes de potenciais clientes industriais, por prudência só foram considerados consumos nos segmentos do doméstico, do terciário e do pequeno industrial nos níveis de pressão BP< e BP>, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos 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<	149	150	151	137	162	165	167	169	171
BP>	247	250	229	218	228	232	236	239	242	244
MP	552	514	497	550	575	575	575	575	575	575
Total	948	914	876	906	966	972	978	984	989	992

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.”

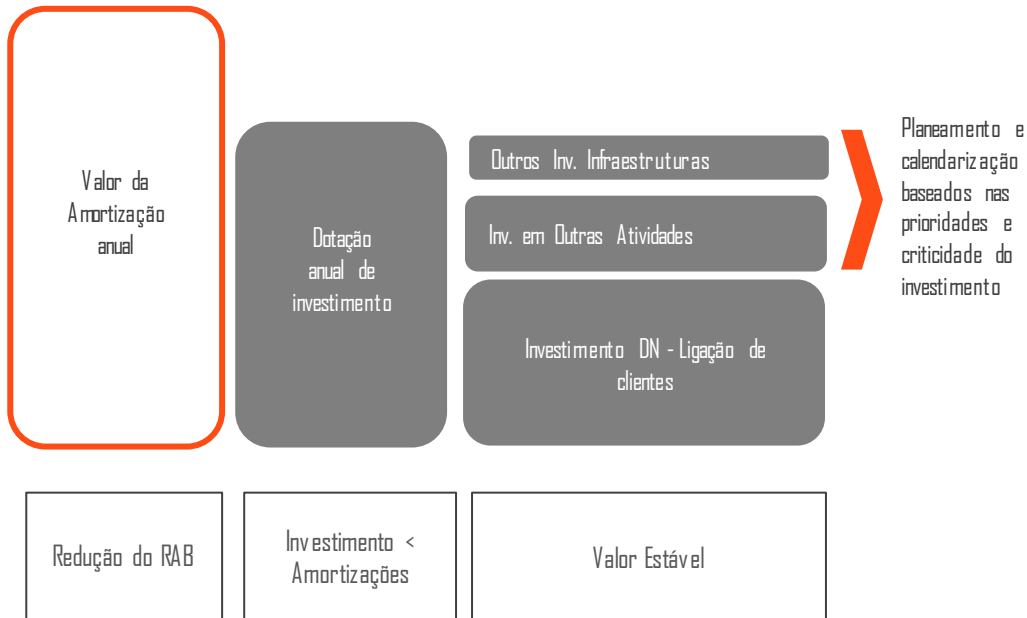
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

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

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

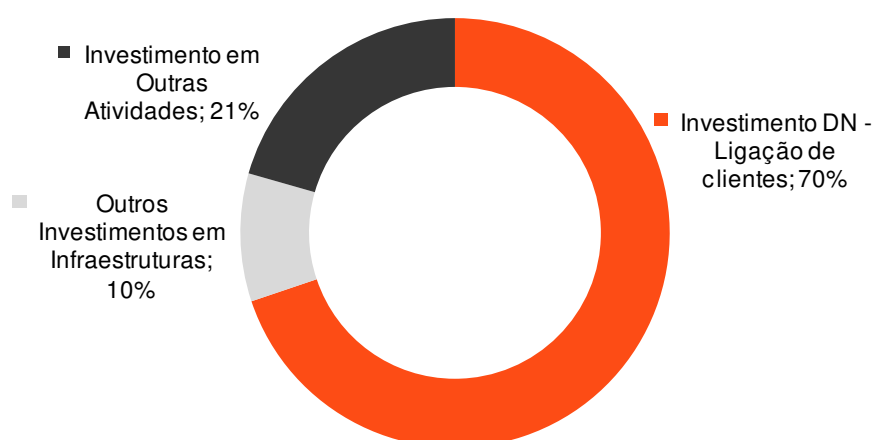
Investimento (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento DN - Ligação de clientes	1.217	1.214	1.214	1.156	1.156	5.957
Outros Investimentos em Infraestruturas	162	171	162	163	163	821
Investimento em Outras Atividades	287	259	421	392	392	1.751
Total Investimento	1.666	1.644	1.798	1.711	1.711	8.529
Investimento não remunerado	26	25	119	126	126	421
Total Investimento remunerado	1.639	1.620	1.679	1.585	1.585	8.108

O impacte do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 0,4 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 GN⁹.

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

Gráfico 16



⁹ 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 4.790 novos pontos de consumo com a construção de 47 quilómetros rede de distribuição e 1.699 ramais nos 15 concelhos da concessão 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	512	517	518	491	491	2.528
Ramais	168	190	190	148	148	844
Infraestruturação / clientes	383	356	356	373	373	1.840
<i>Conversão</i>	284	273	273	284	284	1.398
<i>Reconversão</i>	99	82	82	89	89	441
Contadores / cadeias medida	154	151	151	144	144	745
Total	1.217	1.214	1.214	1.156	1.156	5.957

Quadro 21

Agregados operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Novos clientes de GN	#	974	973	973	935	935	4.790
Rede Secundária (kms)	km	10	10	10	9	9	47
Ramais (#)	#	339	384	384	296	296	1.699
Infraestruturação / clientes	#	816	748	748	788	788	3.888
<i>Conversão</i>	#	524	504	504	524	524	2.580
<i>Reconversão</i>	#	292	244	244	264	264	1.308

Quadro 22

Métricas operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Inv DN / Cliente	€ / PA	1.249	1.247	1.248	1.236	1.236	1.236
Rede / Cliente	mts / PA	9,8	9,9	9,9	9,7	9,7	9,7
Cientes / km rede	PA / km	102	101	101	103	103	103
Cientes / Ramal	PA	2,87	2,53	2,53	3,16	3,16	3,16

Quadro 23

Custos unitários	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede	€ / metro	53,9	53,7	53,8	54,0	54,0	54,0
Ramal	€	495,4	495,5	496,0	499,3	499,3	499,3
Infraestruturação	€	468,8	475,3	475,3	473,5	473,5	473,5
<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	€	157,87	155,12	155,12	154,50	154,50	155,43

🔍 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	43	48	59	66	54	54	54	54	54	54
Ramal	€	367	437	397	403	493	495	495	496	499	499

🔍 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:

- ◀ Regularização de servidões.
- ◀ Anelagens e reestruturação de redes.

Quadro 25

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede Primária (outros: Servidões, ...)	12	12	12	12	12	60
RS - Anelagens e Reestruturação	105	131	131	132	132	631
RS - Outros	45	28	19	19	19	130
Total	162	171	162	163	163	821

A principal rubrica de investimento consiste na anelagem e reestruturação de rede de distribuição para garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço.

O investimento em servidões resulta da necessidade de prosseguir com a regularização das servidões devidas pela construção de infraestruturas em terrenos particulares, com especial relevância para as que foram adquiridas à ex-Transgás, em 2007, no âmbito do processo de *unbundling*.

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	5	9	209	220	220	663
Investimento remunerado	3	6	112	115	115	351
Investimento não remunerado	2	3	97	105	105	312
Sistemas Informação	19	19	19	19	19	94
Equipamento de Transporte	78	60	39	35	35	246
Proj. Cadastro	7	7	7	7	7	35
TPE's	67	68	69	70	70	343
Outros	111	98	78	41	41	369
Total	287	259	421	392	392	1.751

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

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

Verifica-se que **38%** 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 concessão e títulos de licença outorgados às empresas. É uma situação que urge ser ultrapassada repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras.

O gráfico 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

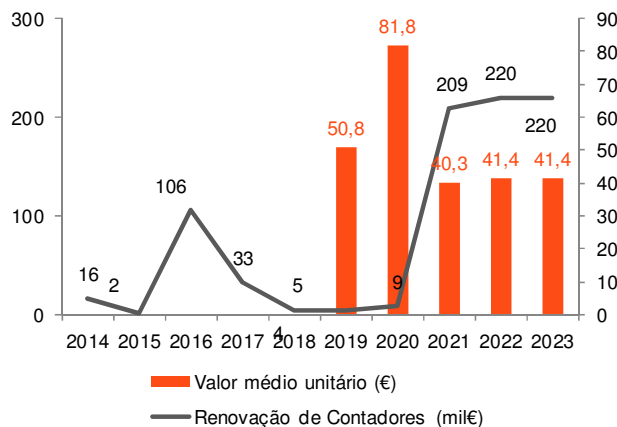
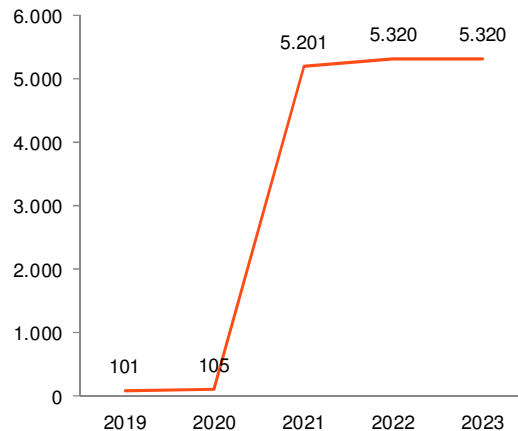


Gráfico 18
Plano de Substituição de Contadores (#)



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.

07.2.4 Ligações à RNTGN

Não está previsto nenhum pedido de expansão ou de nova ligação ao ORT, considerando:

- ◀ A estratégia para o desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural basear-se essencialmente na construção de pequenas extensões de rede sobre a infraestrutura existente de forma a permitir a otimização dos ativos através da saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de GN.
- ◀ O conhecimento atual de necessidades de ligação de futuros clientes industriais que resultam de pedidos de acesso à rede.
- ◀ Pode surgir a implementação de uma nova indústria ou um aumento de capacidade de um cliente existente que requer um reforço nas condições da GRMS.

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 concessão ou das licenças.
- ◀ Permitir reforçar a **segurança de abastecimento**, incluindo reforços de capacidade e contribuindo para o cumprimento dos níveis de **qualidade de serviço** exigidos.
- ◀ Melhorar as condições de **segurança** do sistema de distribuição e a **otimização** do seu funcionamento.
- ◀ Assegurar a melhoria da **eficiência operacional** da atividade de distribuição de GN.
- ◀ Assegurar a **longevidade, modernização** e o **bom funcionamento** dos ativos afetos à concessão.

◀ Para os projetos de desenvolvimento de negócio (tipologia 1) que consistem no investimento em ligação de novos pontos de consumo, os benefícios associados são de várias naturezas e dimensões|

◀ Desenvolvimento sustentado do mercado do GN

- ◊ Promoção racional da cobertura do território nacional com infraestruturas de GN.
- ◊ Desenvolvimento racional e eficiente do mercado de GN através da otimização dos ativos estruturantes já realizados com foco na saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de GN. Os projetos de ligação de novos pontos de consumo existem numa lógica de continuidade da atividade de ligação que permite consolidar os investimentos anteriormente realizados em ativos estruturantes nas áreas geográficas abastecidas com GN.
- ◊ Sustentabilidade do mercado de GN através da compensação 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 impacte negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de consumo.

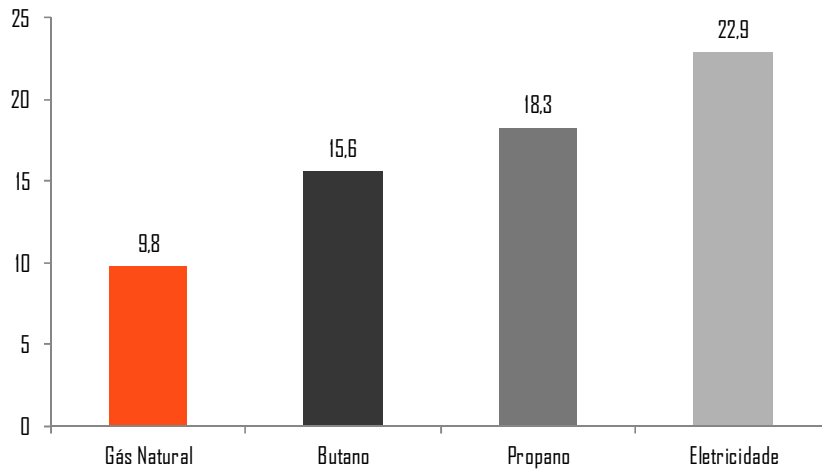
◀ Dimensão social, do bem-estar e segurança

- ◊ 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 *

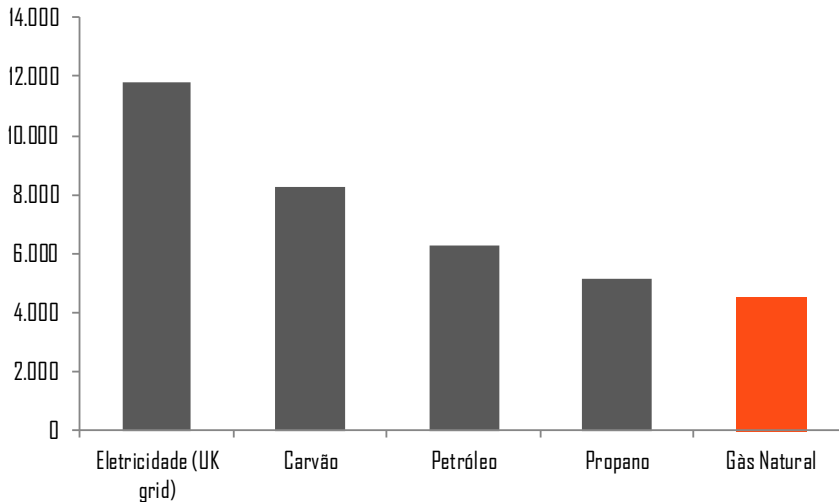
Fonte: Eurogas

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 receptividade 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 energias¹⁰

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.

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.

¹⁰ O GN concorre em posição desfavorável face a outras fontes de energia

	Eletricidade	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 eletricidade. 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 concorrência¹¹ do setor no mercado global de energia, atualmente pouco favoráveis para o Gás Natural.

De referir ainda que a ideia recorrente do que os clientes atuais do sistema não devem ser penalizados e suportar custos de adesão dos novos clientes não tem razão de ser. De facto, os clientes já ligados no sistema foram beneficiados em termos de condições de acesso ao GN com participações mais favoráveis que as atuais. É também de referir que estas participações fazem parte do investimento incluído no RAB para efeito de remuneração da atividade de distribuição até ao termo da concessão, o que faz com que os novos e futuros clientes suportarão, através das tarifas de uso da rede de distribuição (URD), as

¹¹O mercado e suas condições e regras desequilibradas de cada fonte de energia introduzem distorções na concorrência em detrimento do GN

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.

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 **77 postos de trabalho permanentes** e diretamente ligados a esta atividade.



Dimensão económica

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

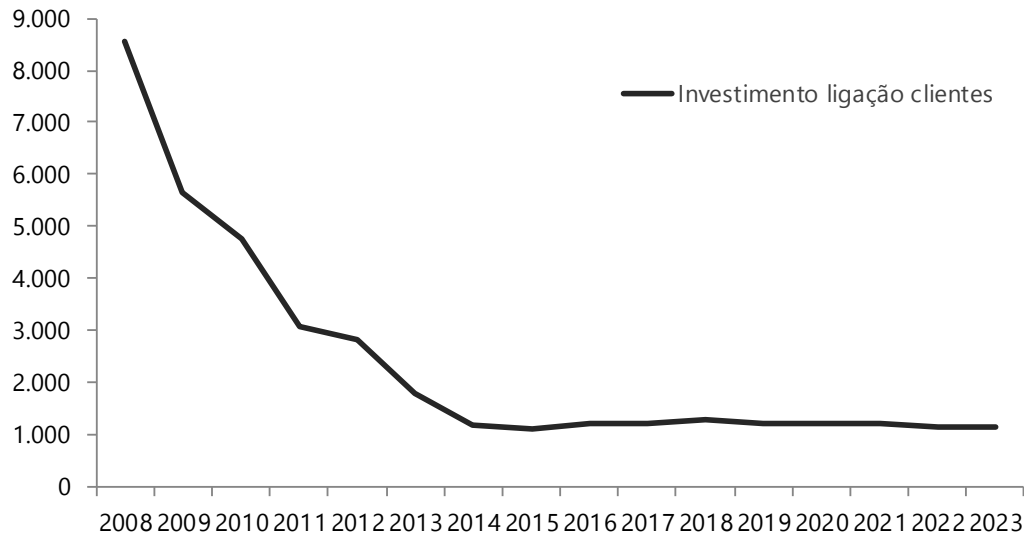
 **Manutenção de sinergias organizacionais** com impacte na contenção dos custos de operação da distribuição de GN.

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

A redução significativa do investimento em desenvolvimento de negócio (redes, ramais, conversões e reconversões), ilustrada no gráfico 21, pressiona o equilíbrio histórico da remuneração das operações de exploração e manutenção das infraestruturas, de serviços de piquete, assistência técnicas, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição.

Gráfico 21

Investimento ligação clientes (mil €)

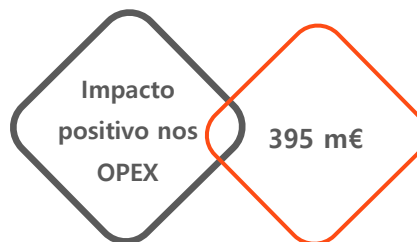


*

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

É expectável 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 **395 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 2¹²

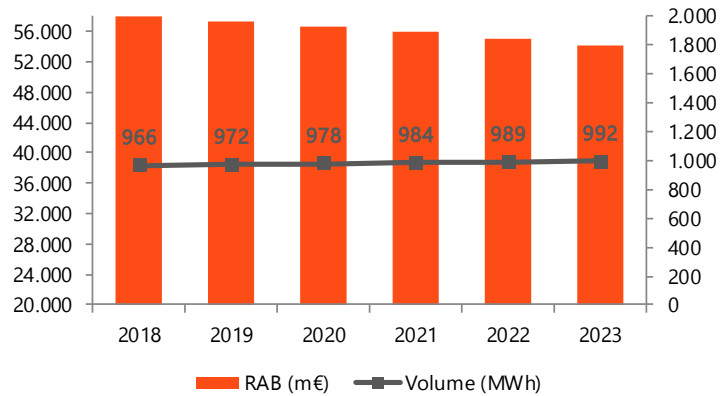
Esta evolução enquadra-se no princípio orientador da racionalidade económica dos investimentos como suporte da sustentabilidade tarifária do SNGN, permitindo uma expansão de mercado alicerçada na saturação dos locais já dotados de infraestruturização de distribuição de GN e na extensão gradual da cobertura geográfica para novos locais, o que promove uma otimização dos ativos estruturantes existentes e a manutenção de um nível reduzido do esforço de investimento unitário de desenvolvimento de negócio por novo ponto de consumo adicional.

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

¹² Ponto 2.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN

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 impacto 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 impactos positivos apreciáveis para a sociedade.

A avaliação dos impactos 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.

$$TOTEX = CAPEX + OPEX$$



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 impacto na tarifa induzido pela componente do OPEX.

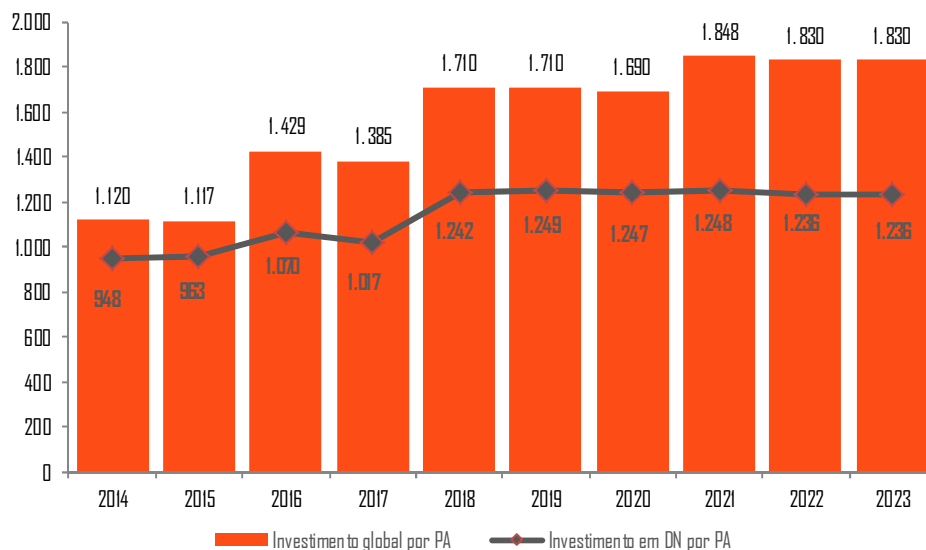
Tipologia do Investimento	Impacte na tarifa via	
	CAPEX	OPEX
Investimento DN - Ligação de clientes	<input type="checkbox"/> SIM	<input type="checkbox"/> SIM
Outros Investimentos em Infraestrutura	<input type="checkbox"/> SIM	<input type="checkbox"/> NÃO
Outros Investimentos	<input type="checkbox"/> SIM	<input type="checkbox"/> 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.

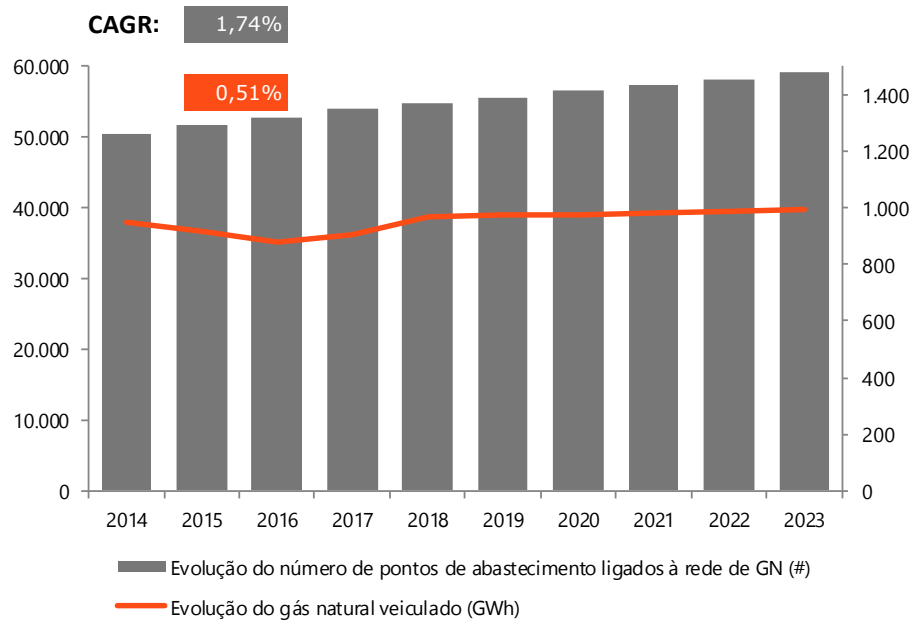
Considerando somente o custo unitário do investimento em DN verifica-se um nível bastante reduzido e estável que reflete as orientações da empresa para

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)

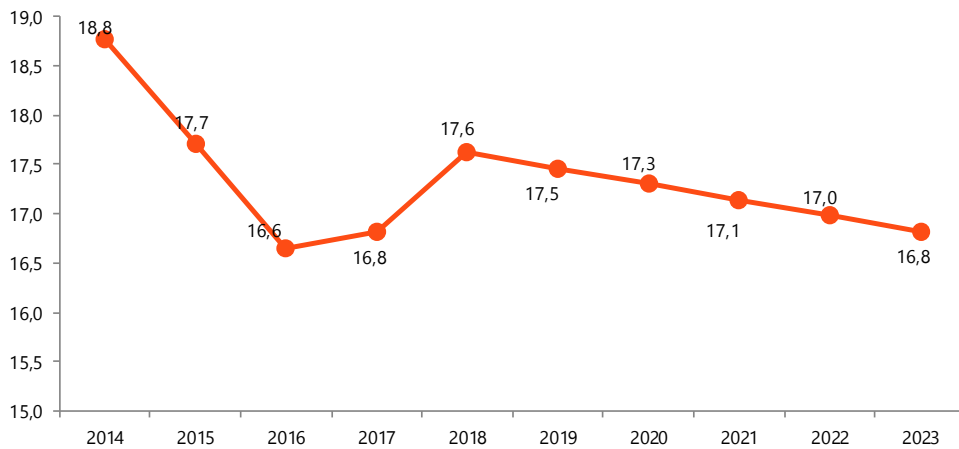


↻ Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)

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

Gráfico 25

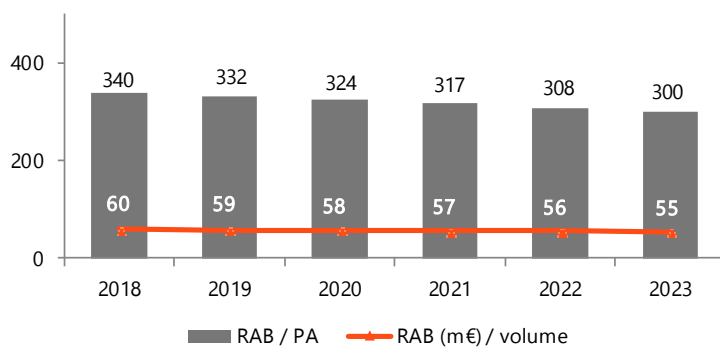
Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)



↶ 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

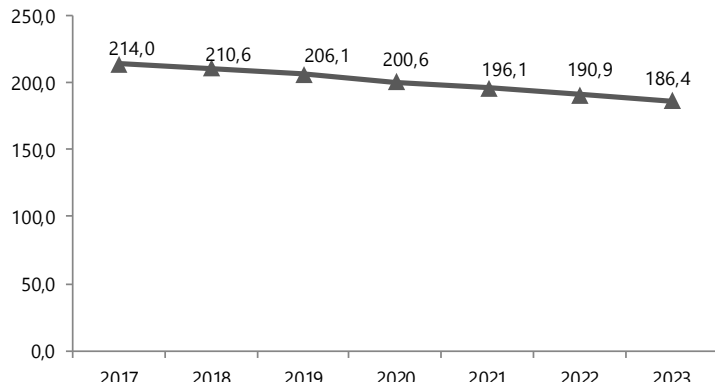
RAB / PA (euros)



↶ 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

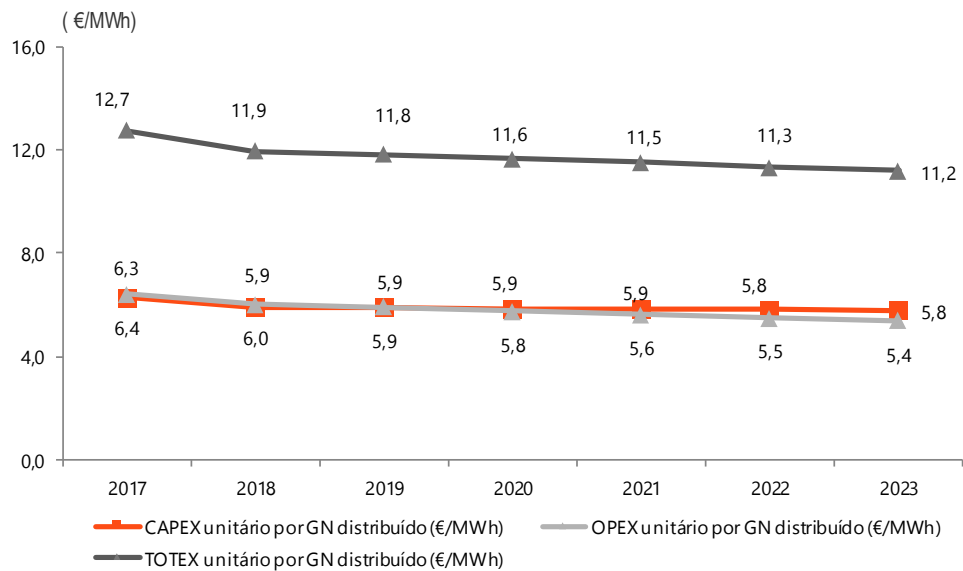
TOTEX unitário por cliente abastecido (€ / PA)



↻ 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 2017-2018¹³
- ◊ A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

Os pressupostos de suporte à avaliação constam do anexo 08.5.

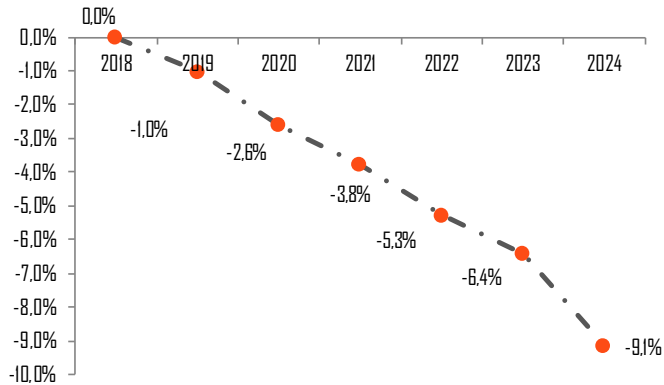
Quadro 27	2018
RAB (m€)	57.885
Taxa de remuneração do ativo	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	1.993
CAPEX (m€)	5.712
OPEX (m€)	5.829
TOTEX (m€)	11.541
Volume (MWh)	965.894
TOTEX / MWh	11,95

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.

¹³ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2017-2018” - junho 2017

Gráfico 29

Δ% Diferencial acumulado de custo unitário



Em 2024¹⁴ o custo unitário é de **10,87 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 1,08€ (-9 %) face ao valor de partida de **11,95 €/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.

¹⁴ Ano cruzeiro

Quadro 28

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RAB (m€)	57.885	57.300	56.627	55.937	55.081	54.158	51.654
Taxa de remuneração do ativo	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	1.993	2.066	2.101	2.178	2.217	2.284	2.248
CAPEX (m€)	5.712	5.748	5.739	5.772	5.756	5.764	5.567

Cenário base do PDIRD 2019-2023

OPEX (m€)	5.829	5.751	5.647	5.546	5.446	5.347	5.223
TOTEX (m€)	11.541	11.499	11.387	11.318	11.202	11.111	10.790
Volume (MWh)	965.894	971.961	977.931	983.680	988.524	992.466	992.466
TOTEX / MWh	11,95	11,83	11,64	11,51	11,33	11,20	10,87
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,12 €	-0,19 €	-0,14 €	-0,17 €	-0,14 €	-0,32 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-0,99%	-1,58%	-1,18%	-1,51%	-1,20%	-2,89%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,12 €	0,30 €	0,44 €	0,62 €	0,75 €	1,08 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-1%	-3%	-4%	-5%	-6%	-9%

CENÁRIO I

CAPEX (m€)	5.712	5.748	5.739	5.772	5.756	5.764	5.567
OPEX (m€)	5.826	5.780	5.699	5.598	5.499	5.401	5.302
TOTEX (m€)	11.538	11.528	11.438	11.370	11.255	11.165	10.870
Volume (MWh)	965.894	1.074.465	1.082.141	1.089.343	1.095.079	1.099.350	1.099.350
TOTEX / MWh	11,95	10,73	10,57	10,44	10,28	10,16	9,89
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-1,22 €	-0,16 €	-0,13 €	-0,16 €	-0,12 €	-0,27 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-10,18%	-1,48%	-1,25%	-1,53%	-1,19%	-2,64%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	1,22 €	1,38 €	1,51 €	1,67 €	1,79 €	2,06 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-10%	-12%	-13%	-14%	-15%	-17%

Cenário II

CAPEX (m€)	5.712	5.748	5.739	5.772	5.756	5.764	5.567
OPEX (m€)	5.826	5.712	5.632	5.531	5.433	5.335	5.238
TOTEX (m€)	11.538	11.460	11.371	11.304	11.189	11.099	10.805
Volume (MWh)	965.894	952.392	959.384	965.937	971.138	974.988	974.988
TOTEX / MWh	11,95	12,03	11,85	11,70	11,52	11,38	11,08
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,09 €	-0,18 €	-0,15 €	-0,18 €	-0,14 €	-0,30 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	0,73%	-1,50%	-1,27%	-1,54%	-1,20%	-2,65%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,09 €	0,09 €	0,24 €	0,42 €	0,56 €	0,86 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	1%	-1%	-2%	-4%	-5%	-7%

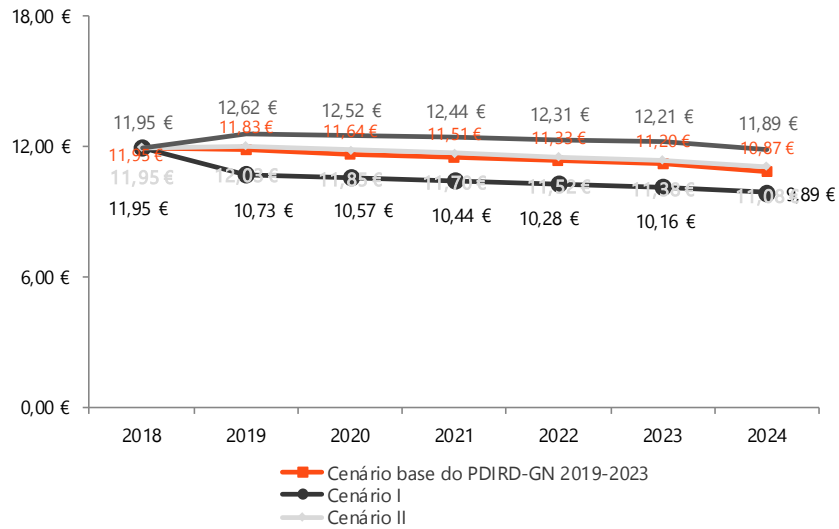
Cenário III

CAPEX (m€)	5.712	5.748	5.739	5.772	5.756	5.764	5.567
OPEX (m€)	5.826	5.686	5.602	5.499	5.398	5.299	5.202
TOTEX (m€)	11.538	11.434	11.342	11.271	11.154	11.063	10.769
Volume (MWh)	965.894	905.843	905.843	905.843	905.843	905.843	905.843
TOTEX / MWh	11,95	12,62	12,52	12,44	12,31	12,21	11,89
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,68 €	-0,10 €	-0,08 €	-0,13 €	-0,10 €	-0,32 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	5,67%	-0,81%	-0,62%	-1,04%	-0,82%	-2,65%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,68 €	0,58 €	0,50 €	0,37 €	0,27 €	0,06 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	6%	5%	4%	3%	2%	0%

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.

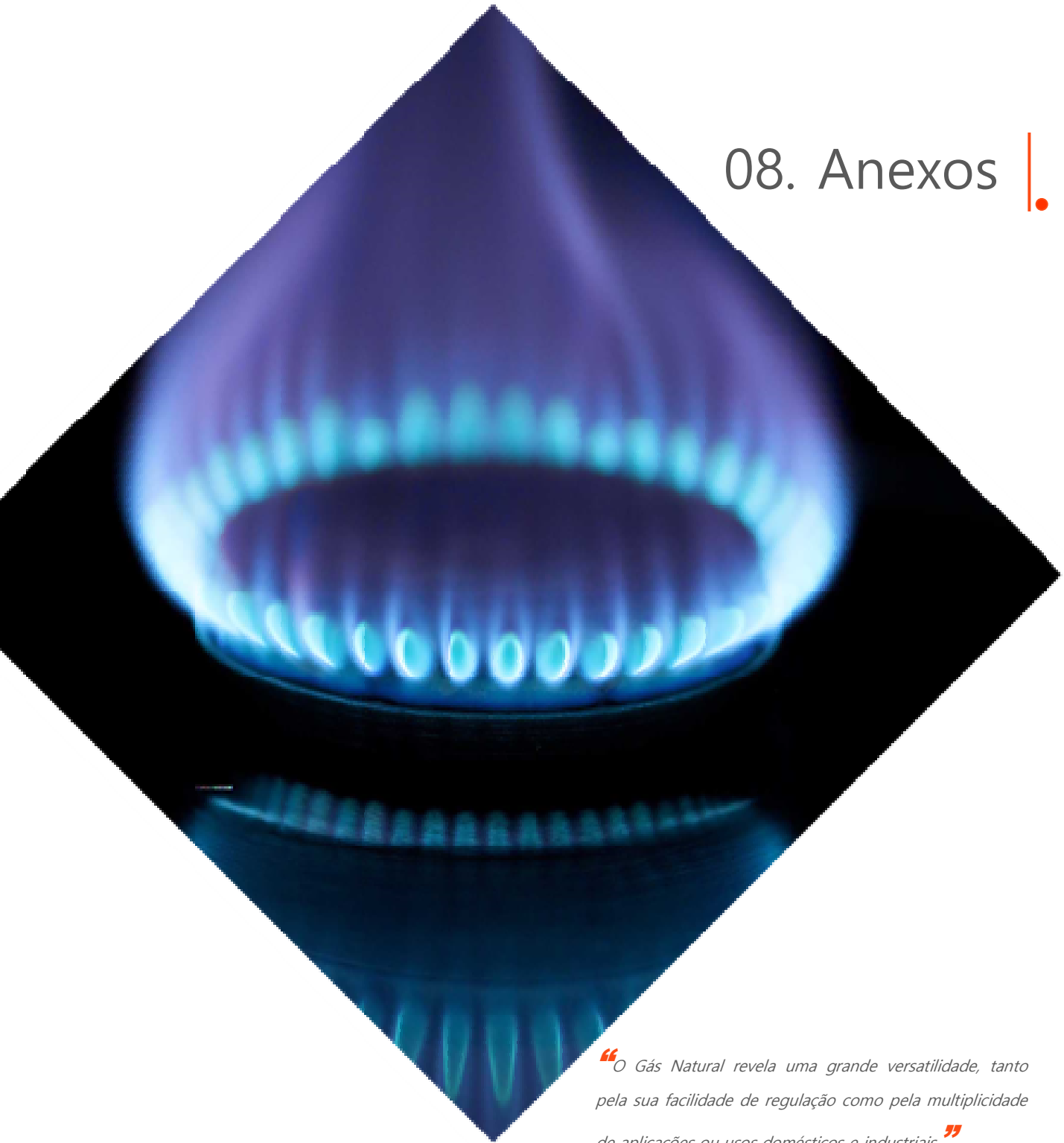
Quadro 29

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Castelo Branco	880	7,8	721	1.221
Projeto DN - Covilhã	651	1,5	541	1.203
Projeto DN - Fundão	210	0,5	163	1.291
Projeto DN - Guarda	629	2,0	488	1.289
Projeto DN - Lamego	484	0,9	342	1.416
Projeto DN - Lousã	527	0,6	263	2.003
Projeto DN - Mangualde	86	6,0	85	1.016
Projeto DN - Miranda do corvo	735	0,0	643	1.143
Projeto DN - Mortágua	34	0,1	30	1.143
Projeto DN - Nelas	69	0,2	80	856
Projeto DN - Santa Comba Dão	39	0,1	40	979
Projeto DN - Seia	256	0,7	235	1.090
Projeto DN - Tondela	122	0,3	100	1.223
Projeto DN - Viseu	1.234	7	1.059	1.165
Total Investimento DN	5.957	27	4.790	17.038
Outros investimentos	2.572	0,0	0	n.a.
Investimento global do PDIRD	8.529	27,3	4.790	1.781

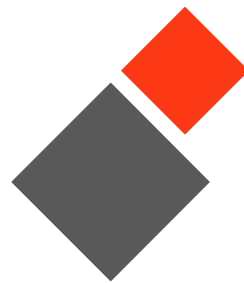
Em síntese as projeções de investimento para o período 2019-2023:

- ◀ 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 de concessão.

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€	1 213	1 236	-24	-2%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	302	128	174	136%
Investimento em Outras Atividades	m€	136	95	41	44%
Total	m€	1 651	1 459	192	13%
INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES					
Realização Financeira					
Rede Secundária	m€	476	422	54	13%
Ramais	m€	185	213	-28	-13%
Infraestruturação / clientes	m€	418	536	-119	-22%
Segmento Novo	m€	11		11	
Contadores / cadeias medida	m€	123	64	59	91%
Total	m€	1 213	1 236	-24	-2%
Realização Física Anual					
Clientes ligados	#	1 192	1 218	-26	-2%
Rede Secundária	kms	7	9	-1	-15%
Ramais	#	459	454	5	1%
Infraestruturação / clientes	#	904	999	-95	-10%
Métricas operacionais					
Inv DN / Cliente	€ / PA	1 017	1 015	2	0%
Rede / Cliente	metros / PA	6	7	-1	-13%
Clientes / km rede	PA / km	165	143	22	15%
Clientes / Ramal	PA	2,60	2,68	-0,09	-3%
Custos unitários					
Rede	€/metro	65,9	49,7	16,2	33%
Ramal	€	402,7	469,6	-66,9	-14%
Infraestruturação	€	462,1	536,9	-74,8	-14%
Agregados operacionais					
Pontos Abastecimento Acumulados	#	53 893	53 928	-35	0%
BP <	#	53 620	53 647	-27	0%
BP >	#	249	266	-17	-6%
MP	#	24	15	9	60%
Volume total	MWh	905 843	905 424	418	0%
BP <	MWh	137 267	166 765	-29 498	-18%
BP >	MWh	218 292	457 050	-238 758	-52%
MP	MWh	550 283,8	281 609,2	268 674,6	95%

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 <]	137 266,6	166 765,0	-17,7%	-29 498,4	-314,4	-29 239,1	55,1
Comercial [BP >]	218 292,1	457 050,0	-52,2%	-238 757,9	-19 985,1	-228 776,3	10 003,5
Industrial [MP]	550 283,8	281 609,2	95,4%	268 674,6	140 804,6	85 246,7	42 623,3
TOTAL BRG	905 843	905 424	0,046%	418	120 505	-172 769	52 682

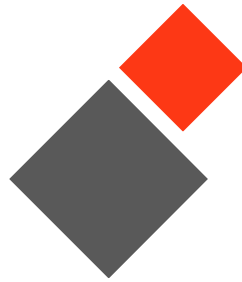
$\Delta f(\Delta cl)$ - Variação do consumo devido à variação do número de clientes

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

(i) Efeito base clientes

(ii) Efeito consumo médio unitário

(iii) Efeito combinado



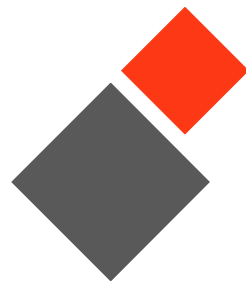
08.2 Anexo

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

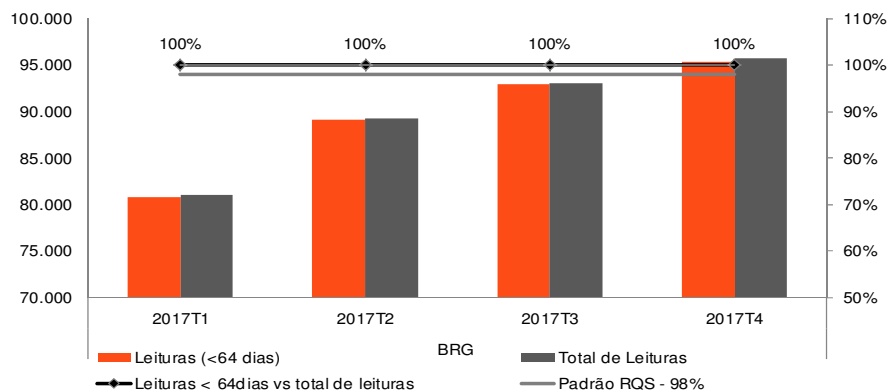
Notas: (p) - projetado; pp - pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias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



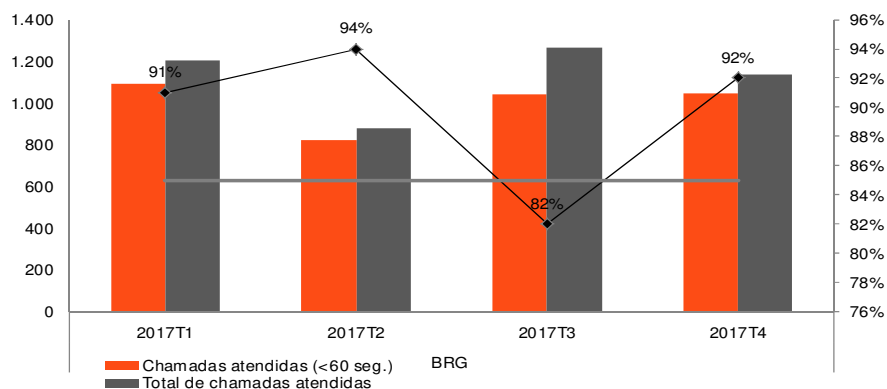
08.3 Anexo

INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

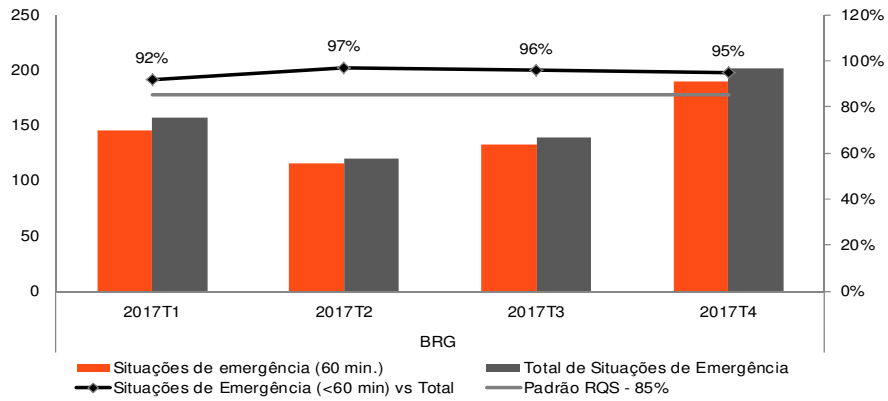
Leituras de Contadores (64 dias)



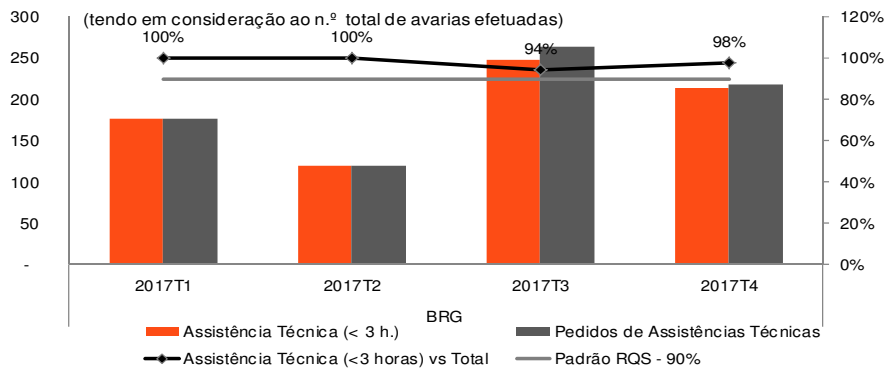
Atendimento telefônico de Emergências - Espera em segundos



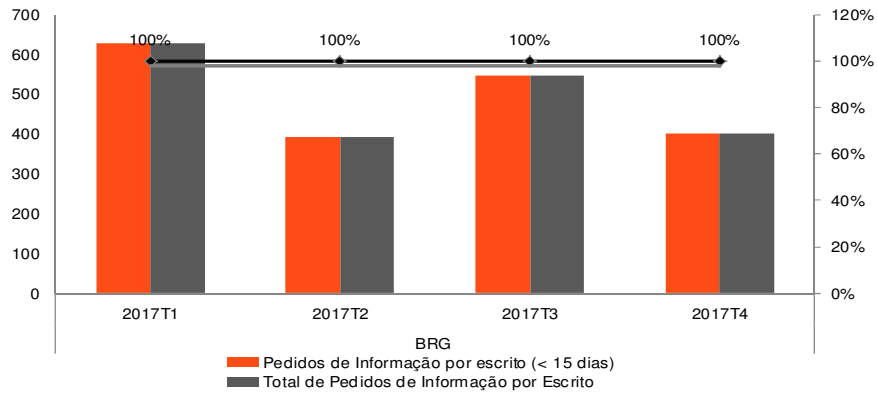
Resposta a situações de emergência (60 min.)



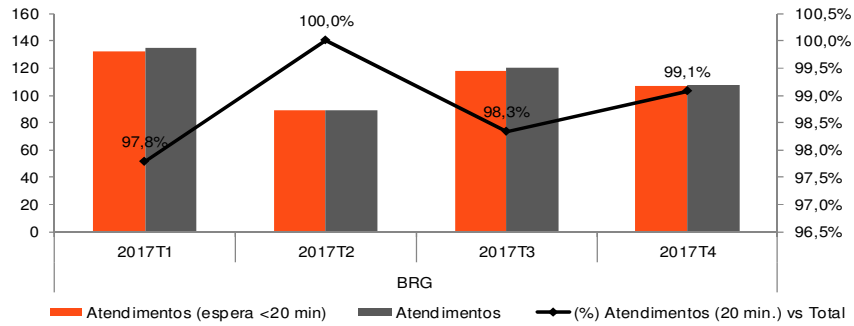
Assistência Técnica - Tempo de espera (3 horas)



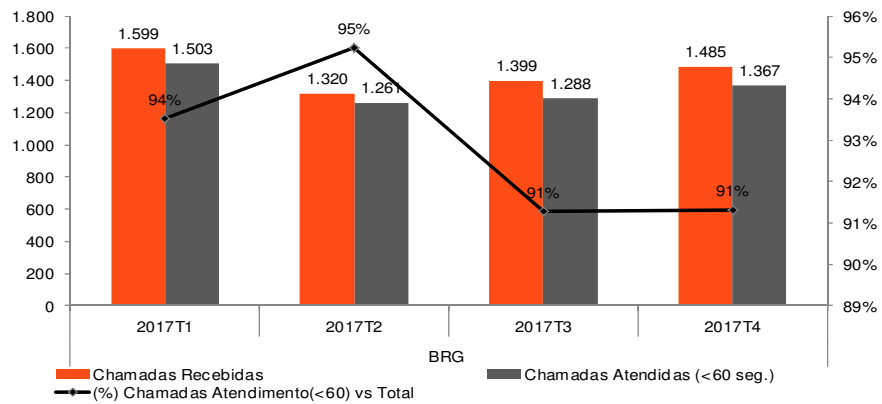
Pedidos de Informação por Escrito (15 dias)



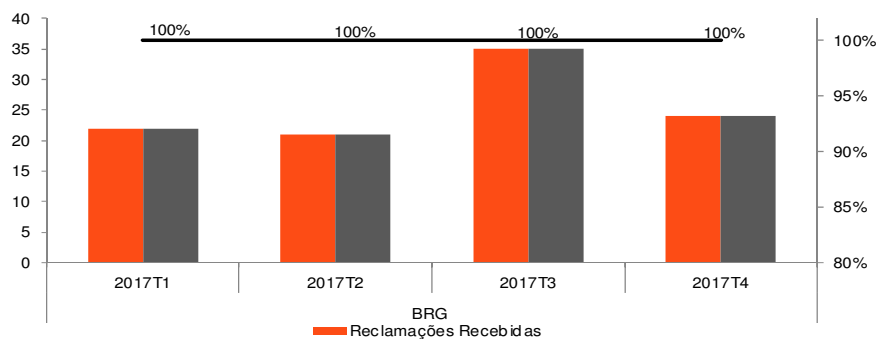
Atendimento Presencial

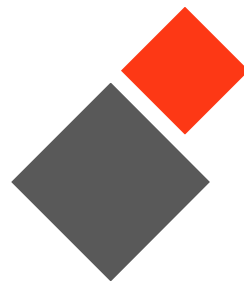


Atendimento telefônico âmbito Comercial



Reclamações





08.4 Anexo

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

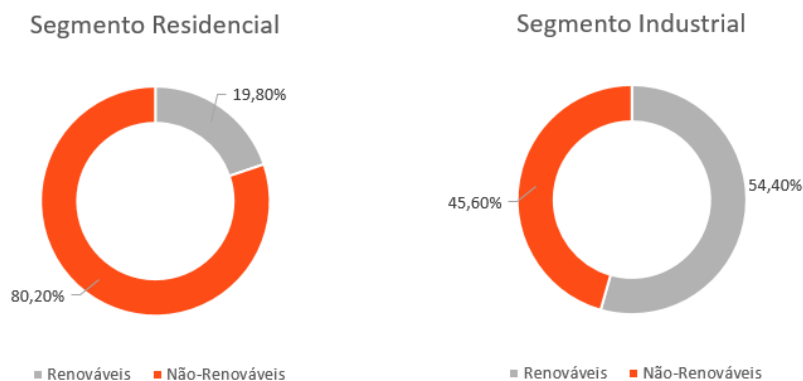
1. Fatores de Emissão

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

O portfólio de energias atualmente utilizadas em Portugal apresenta fatores de emissão de 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 os cenários (cenário com abastecimento a GN e sem GN). Desta forma, conseguimos

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

3.2 Clientes abastecidos num cenário sem Gás Natural

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

Emissões Evitadas (ton)			
Concelho	Emissões CO ₂ - GN (ton)	Emissões CO ₂ - Mix Sem GN (ton)	Emissões CO ₂ Totais Evitadas (ton)
CASTELO BRANCO	8.704	11.294	2.590
COVILHÃ	15.727	20.974	5.247
FUNDÃO	2.317	3.006	689
GUARDA	11.739	15.355	3.616
LAMEGO	3.682	4.791	1.109
LOUSÃ	9.071	12.240	3.170
MANGUALDE	7.113	9.603	2.490
MORTÁGUA	4.168	5.653	1.485
NELAS	17.540	23.875	6.335
PENACOVA	0	0	0
SANTA COMBA DÃO	7.225	9.799	2.574
SÁTÃO	2.737	3.737	999
SEIA	2.492	3.236	744
TONDELA	7.907	10.670	2.764
VILA VELHA DE RÓDÃO	42.250	57.676	15.427
UIVÉZEA	24.910	32.817	7.907
ALMEIDA	0	0	0
ARGANIL	0	0	0
TOTAL	167.581	224.726	57.145

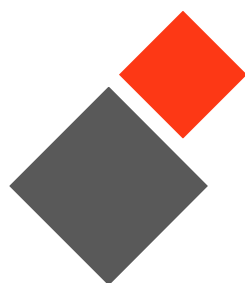
Globalmente, as emissões de CO₂ são cerca de 34% mais elevadas para o *mix* alternativo sem GN comparativamente ao cenário em que o GN é plenamente utilizado – equivalendo a um diferencial significativo de 57 mil toneladas de CO₂ por ano.

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).

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

Emissões Evitadas Por Segmento (ton)

Concelho	Doméstico	Industrial	Emissões CO₂ Totais Evitadas (ton)
CASTELO BRANCO	752	1.838	2.590
COVILHÃ	634	4.613	5.247
FUNDÃO	201	488	689
GUARDA	858	2.758	3.616
LAMEGO	301	807	1.109
LOUSÃ	182	2.987	3.170
MANGUALDE	137	2.353	2.490
MORTÁGUA	48	1.437	1.485
NELAS	89	6.246	6.335
PENACOVA	0	0	0
SANTA COMBA DÃO	82	2.492	2.574
SÁTÃO	0	999	999
SEIA	213	531	744
TONDELA	157	2.607	2.764
VILA VELHA DE RÓDÃO	0	15.427	15.427
WISEU	1.521	6.386	7.907
ALMEIDA	0	0	0
ARGANIL	0	0	0
TOTAL	5.175	51.970	57.145



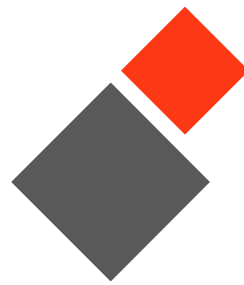
08.5 Anexo

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	0,031103
Termo variável - indutor volumes	0,000565
Eficiência - variável	3%
Eficiência - fixo	3%
Tarifas (€/Mkwh):	
BP<	34,82
BP>	13,38
MP	1,93



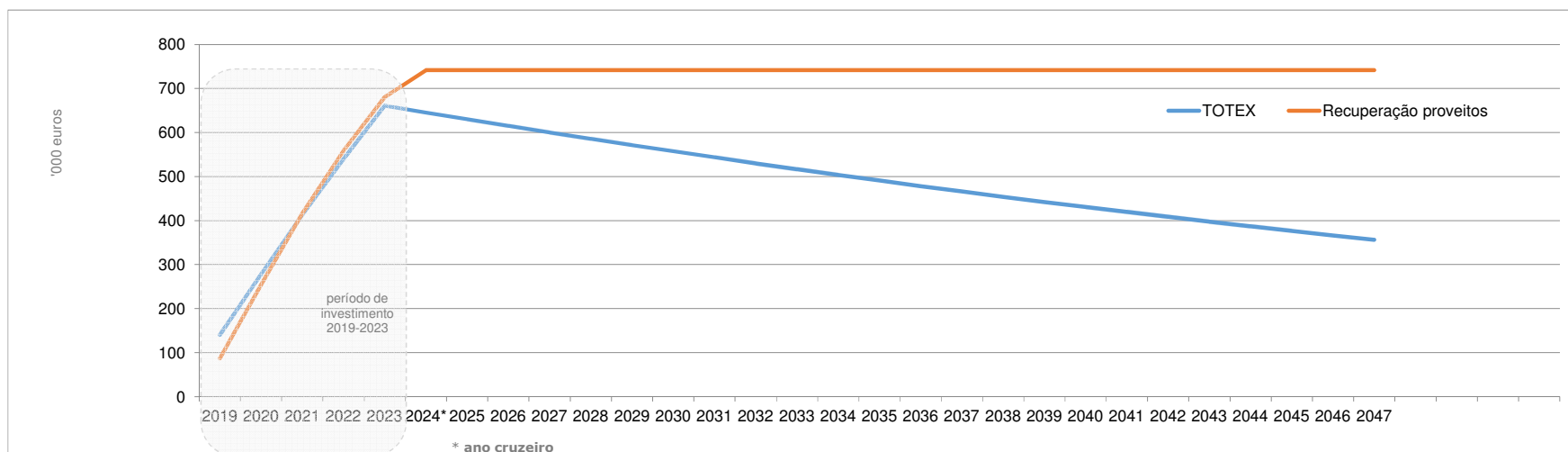
08.6 Anexo

BEIRAGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		2 828	1 777	1 186	1 114	1 218	1 213	1 275	1 217	1 214	1 214	1 156	1 156	5 957
Rede	m€	887	631	424	457	597	476	524	512	517	518	491	491	2 528
Ramais	m€	341	210	144	159	163	185	223	168	190	190	148	148	844
Infraestruturação / clientes	m€	1 408	826	547	433	392	418	368	383	356	356	373	373	1 840
Conversão		1 189	702	435	364	380	412	280	284	273	273	284	284	1 398
Reconversão		219	123	112	69	12	5	89	99	82	82	89	89	441
Segmento Novo	m€	44	22	9	9	9	11	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	147	88	62	55	58	123	159	154	151	151	144	144	745
Equipamento		58	36	27	22	25	22	23	25	22	22	20	20	109
Montagem		89	52	35	33	32	101	136	129	129	129	124	124	636
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								974	973	973	935	935	4 790
Doméstico									944	944	944	910	910	4 652
Terciário									24	24	24	23	23	118
Indústria									6	5	5	2	2	20
Volume ano	mil m³								292	856	1 401	1 869	2 262	6 680
Doméstico									119	358	596	830	1 060	2 963
Terciário									173	498	804	1 039	1 203	3 717
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	2 296	1 397	941	861	852	904	779	816	748	748	788	788	3 888
Conversão		1 813	1 108	685	660	809	884	516	524	504	504	524	524	2 580
Reconversão		483	289	256	201	43	20	263	292	244	244	264	264	1 308
Rede	km	20	15	10	9	10	7	10	10	10	10	9	9	47
Ramais	#	982	600	393	364	409	459	452	339	384	384	296	296	1 699
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	2 774	1 789	1 250	1 158	1 136	1 192	1 026	974	973	973	935	935	4 790
BP <		2 772	1 786	1 247	1 155	1 128	1 191	1 021	968	968	968	933	933	4 770
BP >		2	3	3	2	4	1	5	6	5	5	2	2	20
MP		0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-622	-410	-189	-92	-80	58	-110	-110	-113	-115	-117	-117	-572
BP <		-626	-409	-187	-95	-81	60	-110	-110	-113	-115	-117	-117	-572
BP >		4	2	-1	4	1	-5	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	-3	-1	-1	0	3	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	48 084	49 465	50 526	51 590	52 645	53 893	54 810	55 673	56 533	57 392	58 211	59 028	59 028
BP <		47 823	49 200	50 260	51 320	52 370	53 620	54 532	55 389	56 244	57 098	57 915	58 730	58 730
BP >		240	247	248	253	254	249	254	260	265	270	272	274	274
MP		21	18	18	17	21	24	24	24	24	24	24	24	24
Pontos Abastecimento Médios	#	48 084	48 775	49 996	51 058	52 118	53 269	54 351	55 241	56 103	56 962	57 801	58 619	
BP <		47 823	48 512	49 730	50 790	51 845	52 995	54 076	54 960	55 816	56 671	57 506	58 322	
BP >		240	244	248	251	254	252	252	257	263	268	271	273	
MP		21	20	18	18	19	23	24	24	24	24	24	24	
Consumo Médio	MWh	17,5	19,6	19,0	17,9	16,8	17,0	17,8	17,6	17,4	17,3	17,1	17,0	
BP <	/Pa	3,19	3,21	3,00	2,95	2,91	2,59	3,00	3,00	3,0	3,0	3,0	3,0	
BP >		855,4	930,0	998,3	998,1	902,0	868,0	906,5	906,5	906,5	906,5	906,5	906,5	
MP		22 958,4	29 372,2	30 644,9	29 364,3	26 151,2	24 457,1	24 457,1	24 457,1	24 457,1	24 457,1	24 457,1	24 457,1	
Volume adicional	MWh								3 405	9 988	16 343	21 813	26 396	
BP <									1 392	4 175	6 958	9 688	12 364	
BP >									2 013	5 813	9 385	12 125	14 032	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	840 129	954 863	947 829	913 900	876 243	905 843	965 894	972 285	978 532	984 547	989 671	993 904	
BP <		152 708	155 639	149 151	149 993	150 716	137 267	162 474	165 066	167 514	169 957	172 341	174 667	
BP >		205 294	226 465	247 069	250 031	228 655	218 292	227 974	231 773	235 573	239 145	241 885	243 792	
MP		482 127	572 758	551 609	513 875	496 872	550 284	575 445	575 445	575 445	575 445	575 445	575 445	

BEIRAGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 019	993	949	962	1 072	1 017	1 242	1 249	1 247	1 248	1 236	1 236	1 244
Mts Rede Sec / Cliente	mts	7	9	8	8	9	6	10	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	140,3	116,1	127,7	122,9	112,6	164,9	104,8	102,5	101,1	101,1	102,9	102,9	102,1
Clientes / Ramal	#	2,82	2,98	3,18	3,18	2,78	2,60	2,27	2,87	2,53	2,53	3,16	3,16	2,82
Custo unit RS (€/m)	€	44,9	41,0	43,3	48,5	59,2	65,9	53,5	53,9	53,7	53,8	54,0	54,0	54
Custo unit Ramal (€)	€	348	350	367	437	397	403	493	495	495	496	499	499	497
Custo unit infraestruturação (€)		613	591	581	503	460	462	473	469	475	475	473	473	473
Conversão	€	656	634	635	552	470	467	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	454	427	437	344	281	263	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	58	51	50	54	64	60	70	71	72	72	72	73	

Avaliação

		2024								
TOTEX (b)	m€				140	279	413	540	661	615
Proveito Recuperado (a)	m€				87	255	417	559	681	742
Margem tarifa	%									21%
Δ = (a) - (b)	m€				-53	-24	4	19	20	127
Acumulado	m€				-53	-77	-73	-55	-35	92

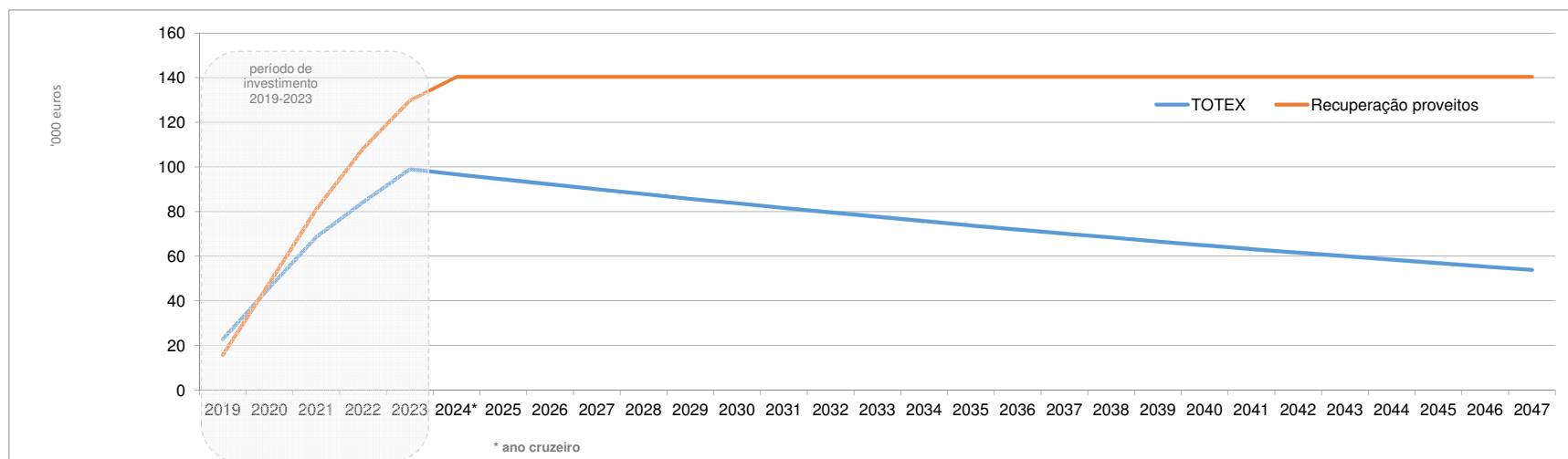


CASTELO BRANCO	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		525	339	269	211	222	183	273	203	202	203	136	136	880
Rede	m€	104	105	113	100	129	111	99	95	86	86	32	32	331
Ramais	m€	80	40	35	22	27	23	45	34	39	41	31	31	175
Infraestruturação / clientes	m€	300	172	108	78	57	35	91	52	52	52	52	52	262
Conversão		267	162	98	70	57	35	76	41	41	41	41	41	203
Reconversão		33	11	10	8	0	0	15	12	12	12	12	12	59
Segmento Novo	m€	12	5	1	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	29	17	12	10	8	11	38	21	24	24	21	21	112
Equipamento		10	6	5	4	4	2	6	3	4	4	3	3	17
Montagem		19	11	6	6	4	9	32	18	21	21	18	18	95
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								137	156	156	136	136	721
Doméstico									130	149	149	130	130	688
Terciário									5	5	5	5	5	25
Indústria									2	2	2	1	1	8
Volume ano	mil m³								79	238	399	526	618	1 859
Doméstico									14	44	75	105	133	371
Terciário									65	194	324	421	485	1 488
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	472	274	181	156	128	78	185	110	110	110	110	110	550
Conversão		396	248	157	132	127	78	140	75	75	75	75	75	375
Reconversão		76	26	24	24	1	0	45	35	35	35	35	35	175
Rede	km	2	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	6
Ramais	#	238	112	99	48	61	65	90	67	77	80	60	60	344
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	577	352	227	205	152	115	241	137	156	156	136	136	721
BP <		577	352	226	205	152	115	239	135	154	154	135	135	713
BP >		0	0	1	0	0	0	2	2	2	2	1	1	8
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-81	-73	-55	-16	-31	-29	-20	-20	-20	-21	-21	-21	-103
BP <		-81	-74	-59	-15	-31	-28	-20	-20	-20	-21	-21	-21	-103
BP >		0	2	3	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	8 934	9 213	9 384	9 574	9 695	9 781	10 002	10 119	10 254	10 390	10 505	10 619	10 619
BP <		8 902	9 180	9 347	9 537	9 658	9 745	9 964	10 079	10 212	10 346	10 460	10 573	10 573
BP >		31	33	36	37	37	36	38	40	42	44	45	46	46
MP		1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	8 934	9 074	9 299	9 479	9 635	9 738	9 788	10 060	10 187	10 322	10 447	10 562	
BP <		8 902	9 041	9 264	9 442	9 598	9 702	9 855	10 021	10 146	10 279	10 403	10 517	
BP >		31	32	35	37	37	37	37	39	41	43	45	46	
MP		1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	5,2	5,7	5,3	5,2	5,3	4,8	5,3	5,3	5,4	5,5	5,6	5,6	
BP <	/Pa	2,42	2,51	2,38	2,36	2,30	2,04	2,40	2,40	2,4	2,4	2,4	2,4	
BP >		541,9	711,6	793,4	732,2	792,1	745,6	755,0	755,0	755,0	755,0	755,0	755,0	
MP		7 977,5	12 189,8	19,6	439,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Volume adicional	MWh								917	2 774	4 653	6 133	7 212	
BP <									162	509	878	1 225	1 549	
BP >									755	2 265	3 775	4 908	5 663	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	46 279	51 534	49 469	49 273	51 359	47 048	51 586	53 496	55 304	57 135	58 564	59 592	
BP <		21 502	22 666	22 086	22 328	22 052	19 835	23 651	24 051	24 349	24 670	24 966	25 240	
BP >		16 799	22 773	27 373	26 726	29 307	27 214	27 935	29 445	30 955	32 465	33 598	34 353	
MP		7 977	6 095	10	220	0	0	0	0	0	0	0	0	

CASTELO BRANCO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	909	964	1 187	1 031	1 462	1 587	1 131	1 483	1 292	1 303	1 001	1 001	1 221
Mts Rede Sec / Cliente	mts	4	12	12	16	17	17	8	13	10	10	4	4	9
Clientes / km rede	#	257,8	80,2	86,9	61,5	57,9	57,7	128,5	76,1	96,0	96,0	226,7	226,7	115,4
Clientes / Ramal	#	2,42	3,14	2,29	4,27	2,49	1,77	2,68	2,04	2,03	1,95	2,27	2,27	2,10
Custo unit RS (€/m)	€	46,7	23,9	43,4	30,0	49,2	55,6	52,5	52,9	52,7	52,8	53,2	53,2	53
Custo unit Ramal (€)	€	334	356	350	457	448	355	505	509	507	508	512	512	509
Custo unit infraestruturação (€)		636	628	598	500	442	451	492	477	477	477	477	477	477
Conversão	€	674	651	627	528	446	451	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	440	407	409	343	0	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	176	170	223	198	274	328	215	279	238	235	179	177	

Avaliação

		2024								
TOTEX (b)	m€				23	46	69	84	99	97
Proveito Recuperado (a)	m€				16	48	81	108	130	140
Margem tarifa	%									45%
$\Delta = (a) - (b)$	m€				-7	2	13	24	31	44
Acumulado	m€				-7	-5	8	32	62	106

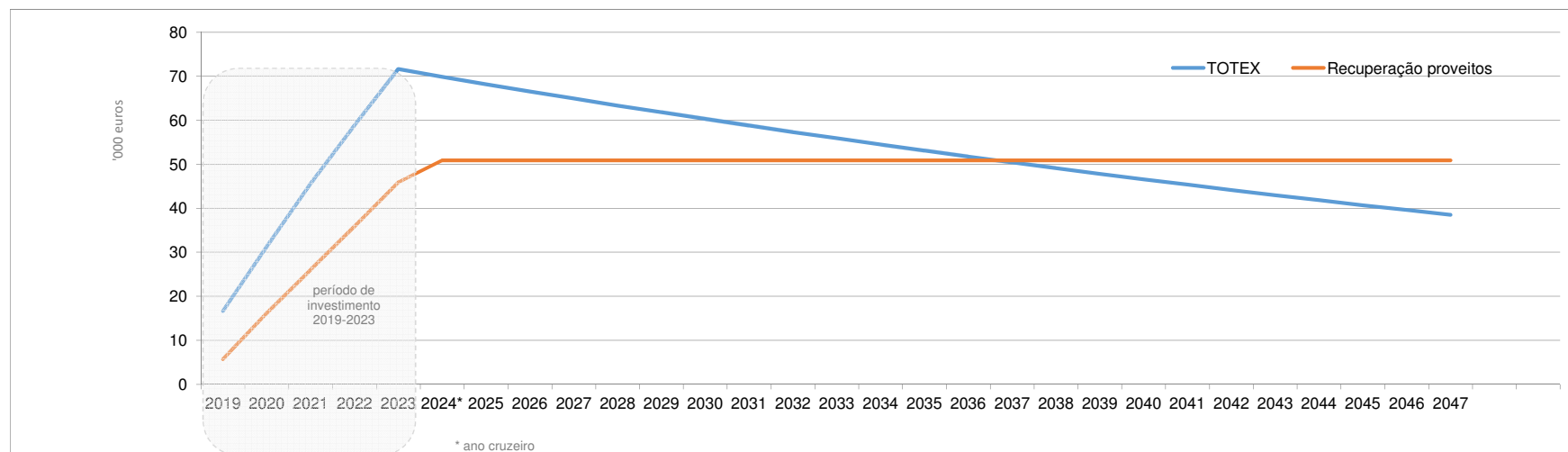


COVILHÃ	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		48	77	54	17	12	82	142	144	132	132	121	121	651
Rede	m€	1	24	21	-4	-3	63	50	54	54	54	40	40	242
Ramais	m€	4	11	5	2	3	3	23	19	23	23	20	20	105
Infraestruturação / clientes	m€	24	35	22	15	9	11	50	52	39	39	45	45	220
Conversão		22	26	19	15	9	11	41	41	33	33	41	41	190
Reconversão		2	9	3	1	0	0	9	11	6	6	4	4	30
Segmento Novo	m€	12	2	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	6	5	4	3	2	4	20	19	16	16	16	16	83
Equipamento		3	2	2	1	1	1	3	3	2	2	2	2	12
Montagem		4	3	2	2	1	3	17	16	14	14	14	14	72
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								121	104	104	106	106	541
Doméstico									118	101	101	103	103	526
Terciário									3	3	3	3	3	15
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								14	40	64	88	113	319
Doméstico									14	40	64	88	113	319
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	40	61	39	27	19	24	102	108	78	78	88	88	440
Conversão		36	41	32	25	19	24	75	76	61	61	76	76	350
Reconversão		4	20	7	2	0	0	27	32	17	17	12	12	90
Rede	km	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	4
Ramais	#	12	30	16	5	5	5	48	40	48	48	40	40	216
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	130	128	89	68	50	52	127	121	104	104	106	106	541
BP <		130	128	88	67	50	52	127	121	104	104	106	106	541
BP >		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-64	-41	-40	8	-42	-6	-15	-15	-15	-16	-16	-16	-78
BP <		-65	-38	-40	10	-42	-7	-15	-15	-15	-16	-16	-16	-78
BP >		1	-1	1	-3	0	1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	-2	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	7 163	7 252	7 302	7 376	7 384	7 430	7 542	7 648	7 736	7 825	7 915	8 005	8 005
BP <		7 126	7 216	7 264	7 341	7 349	7 394	7 506	7 612	7 700	7 789	7 879	7 969	7 969
BP >		34	35	37	33	33	34	34	34	34	34	34	34	34
MP		3	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	7 163	7 208	7 277	7 339	7 380	7 407	7 486	7 595	7 692	7 780	7 870	7 960	
BP <		7 126	7 171	7 240	7 303	7 345	7 372	7 450	7 559	7 656	7 744	7 834	7 924	
BP >		34	35	36	35	33	34	34	34	34	34	34	34	
MP		3	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	13,8	13,6	13,4	13,7	13,3	11,5	12,6	12,5	12,3	12,2	12,1	12,0	
BP <	/Pa	2,98	2,85	2,70	2,57	2,62	2,27	2,70	2,70	2,7	2,7	2,7	2,7	
BP >		1 285,9	1 422,8	1 577,4	1 528,1	1 407,3	1 289,3	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	1 445,0	
MP		11 395,9	14 092,2	21 493,2	18 725,0	16 116,6	12 552,7	12 552,7	12 552,7	12 552,7	12 552,7	12 552,7	12 552,7	
Volume adicional	MWh								163	467	748	1 031	1 318	
BP <									163	467	748	1 031	1 318	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	99 124	97 733	97 818	100 332	97 928	85 010	94 350	94 644	94 907	95 145	95 387	95 630	
BP <		21 216	20 461	19 538	18 760	19 253	16 713	20 115	20 409	20 671	20 910	21 151	21 395	
BP >		43 720	49 087	56 786	53 485	46 442	43 192	49 130	49 130	49 130	49 130	49 130	49 130	
MP		34 188	28 184	21 493	28 088	32 233	25 105	25 105	25 105	25 105	25 105	25 105	25 105	

COVILHÃ	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	366	602	606	245	237	1 571	1 120	1 193	1 271	1 272	1 140	1 140	1 203
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	5	4	0	0	21	7	8	10	10	7	7	8
Clientes / km rede	#	3 250,0	219,1	263,2	na	na	48,3	138,2	121,0	104,0	104,0	145,8	145,8	121,5
Clientes / Ramal	#	10,83	4,27	5,56	13,60	10,00	10,40	2,65	3,03	2,17	2,17	2,65	2,65	2,50
Custo unit RS (€/m)	€	32,9	41,5	62,1	na	0,0	58,4	53,9	54,3	54,1	54,2	54,6	54,6	54
Custo unit Ramal (€)	€	330	358	298	446	535	605	484	487	486	486	490	490	488
Custo unit infraestruturação (€)		601	577	572	570	499	463	488	481	497	497	514	514	500
Conversão	€	617	633	606	592	499	463	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	459	463	415	291	0	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	26	44	45	18	18	137	89	96	103	104	94	95	

Avaliação

		2024											
TOTEX (b)	m€							17	31	46	59	72	70
Proveito Recuperado (a)	m€							6	16	26	36	46	51
Margem tarifa	%												-27%
Δ = (a) - (b)	m€							-11	-15	-20	-23	-26	-19
Acumulado	m€							-11	-26	-46	-69	-94	-113

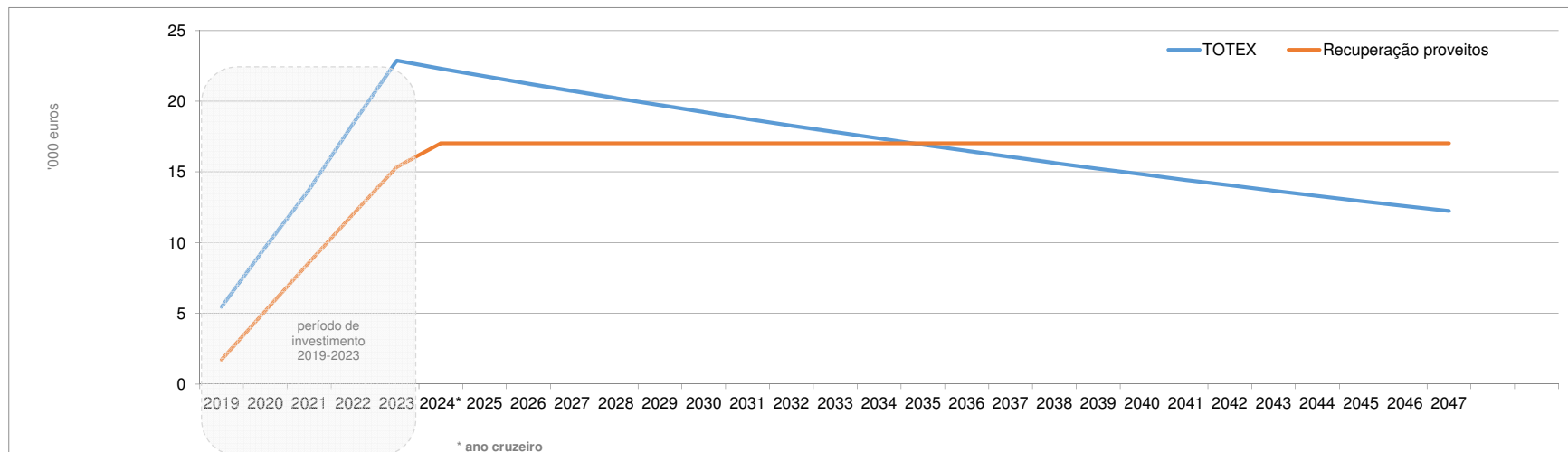


FUNDAÇÃO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		55	22	26	19	9	10	38	50	37	37	43	43	210
Rede	m€	14	12	20	2	0	4	12	26	12	12	21	21	92
Ramais	m€	3	3	1	5	1	2	7	6	7	7	5	5	29
Infraestruturação / clientes	m€	31	4	4	11	6	2	13	13	13	13	13	13	64
Conversão		26	4	3	9	6	2	11	11	11	11	11	11	54
Reconversão		5	0	1	2	0	0	2	2	2	2	2	2	10
Segmento Novo	m€	2	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	4	1	1	1	1	1	5	5	5	5	5	5	25
Equipamento		2	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	4
Montagem		2	1	0	1	1	1	4	4	4	4	4	4	21
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								33	33	33	32	32	163
Doméstico									32	32	32	31	31	158
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								4	13	21	30	38	106
Doméstico									4	13	21	30	38	106
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	57	8	8	25	16	5	27	26	26	26	26	26	130
Conversão		47	7	6	18	15	5	21	20	20	20	20	20	100
Reconversão		10	1	2	7	1	0	6	6	6	6	6	6	30
Rede	km	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2
Ramais	#	11	3	3	9	3	5	13	11	13	13	9	9	55
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	77	30	13	32	19	13	35	33	33	33	32	32	163
BP <		77	30	13	32	19	13	35	33	33	33	32	32	163
BP >		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-37	-19	8	-12	11	-24	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-20
BP <		-37	-17	8	-12	11	-25	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-20
BP >		0	-2	0	0	0	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	#	1 948	1 959	1 980	2 000	2 030	2 019	2 050	2 079	2 108	2 136	2 164	2 192	2 192
BP <		1 935	1 948	1 969	1 989	2 019	2 007	2 038	2 067	2 096	2 124	2 152	2 180	2 180
BP >		13	11	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	1 948	1 954	1 970	1 990	2 015	2 025	2 034	2 064	2 093	2 122	2 150	2 178	
BP <		1 935	1 942	1 959	1 979	2 004	2 013	2 022	2 052	2 081	2 110	2 138	2 166	
BP >		13	12	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	6,9	7,3	6,8	6,4	6,9	6,2	6,9	6,9	6,8	6,8	6,7	6,7	
BP <	/Pa	3,20	3,15	3,01	2,90	3,00	2,63	3,00	3,00	3,0	3,0	3,0	3,0	
BP >		560,1	684,3	675,4	633,8	715,2	628,2	667,4	667,4	667,4	667,4	667,4	667,4	
MP		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Volume adicional	MWh								50	149	248	345	441	
BP <									50	149	248	345	441	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	13 466	14 328	13 327	12 714	13 874	12 526	14 076	14 166	14 252	14 339	14 423	14 506	
BP <		6 185	6 116	5 898	5 742	6 006	5 302	6 067	6 157	6 244	6 330	6 414	6 497	
BP >		7 281	8 212	7 429	6 972	7 867	7 224	8 009	8 009	8 009	8 009	8 009	8 009	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

FUNDAÇÃO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	712	723	2 000	587	476	748	1 076	1 504	1 120	1 121	1 356	1 356	1 291
Mts Rede Sec / Cliente	mts	4	10	37	1	0	8	7	15	7	7	13	13	11
Clientes / km rede	#	222,2	100,7	27,2	1 600,0	na	128,1	148,3	66,0	139,8	139,8	80,0	80,0	92,0
Clientes / Ramal	#	7,00	10,00	4,33	3,56	6,33	2,60	2,69	3,00	2,54	2,54	3,56	3,56	2,96
Custo unit RS (€/m)	€	40,7	41,5	42,2	81,2	0,0	40,1	51,4	51,7	51,6	51,6	52,0	52,0	52
Custo unit Ramal (€)	€	303	924	339	517	495	482	526	530	528	529	533	533	530
Custo unit infraestruturação (€)		548	498	522	446	396	325	497	495	495	495	495	495	495
Conversão	€	559	506	560	488	405	325	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	496	443	410	337	262	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	103	99	296	92	69	121	156	219	165	166	202	204	

Avaliação

		2024											
TOTEX (b)	m€							5	10	14	18	23	22
Proveito Recuperado (a)	m€							2	5	9	12	15	17
Margem tarifa	%												-24%
Δ = (a) - (b)	m€							-4	-5	-5	-6	-8	-5
Acumulado	m€							-4	-8	-13	-20	-27	-33

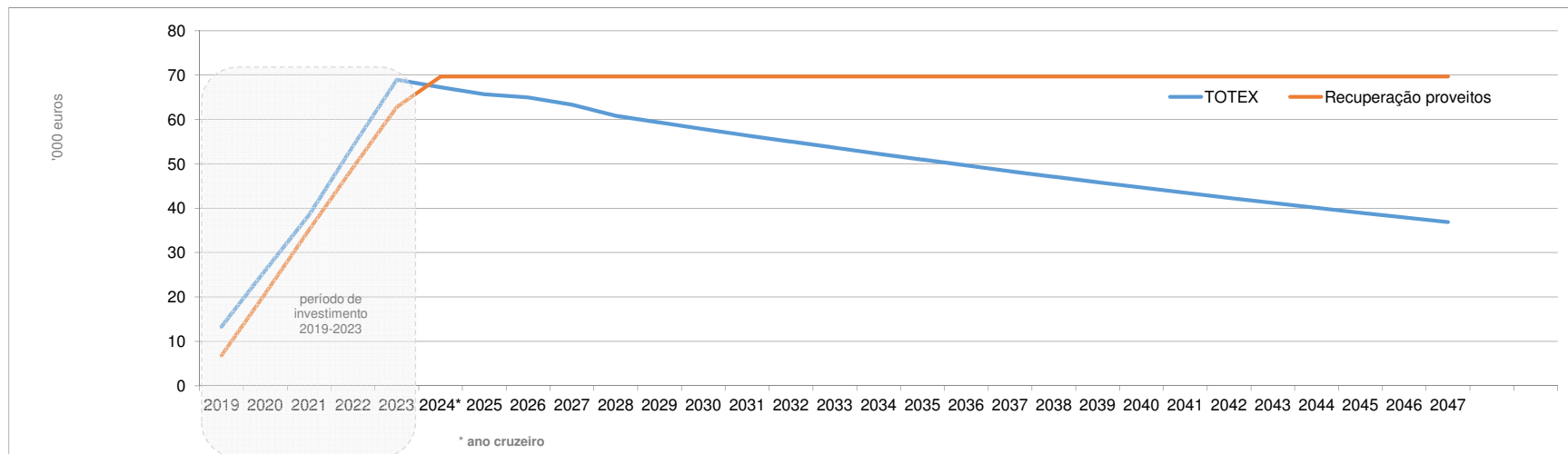


GUARDA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		144	192	76	157	111	116	113	115	110	110	147	147	629
Rede	m€	9	24	1	75	32	43	51	47	42	42	79	79	287
Ramais	m€	21	27	14	25	19	23	18	15	18	19	15	15	82
Infraestruturação / clientes	m€	102	126	55	49	53	36	30	38	35	35	38	38	185
Conversão		95	103	41	44	52	36	22	28	28	28	28	28	138
Reconversão		6	22	14	5	1	0	7	11	7	7	11	11	47
Segmento Novo	m€	4	3	1	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	9	13	6	6	7	12	14	15	15	15	15	15	75
Equipamento		2	5	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	11
Montagem		6	8	3	4	4	10	12	13	13	13	13	13	64
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								96	100	100	96	96	488
Doméstico									93	97	97	93	93	473
Terciário									3	3	3	3	3	15
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								17	51	86	121	155	430
Doméstico									17	51	86	121	155	430
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	153	210	93	89	111	89	63	83	73	73	83	83	395
Conversão		140	157	61	76	105	89	41	51	51	51	51	51	255
Reconversão		13	53	32	13	6	0	22	32	22	22	32	32	140
Rede	km	0	1	0	2	0	1	1	1	1	1	2	2	6
Ramais	#	58	70	38	53	39	46	35	28	35	35	28	28	154
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	198	256	123	131	140	126	90	96	100	100	96	96	488
BP <		198	256	123	131	140	126	90	96	100	100	96	96	488
BP >		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-103	-36	-33	-46	-35	6	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-70
BP <		-105	-37	-32	-47	-37	9	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-70
BP >		2	1	-1	1	2	-3	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	6 108	6 328	6 418	6 503	6 609	6 740	6 816	6 899	6 985	7 071	7 152	7 234	7 234
BP <		6 060	6 279	6 370	6 454	6 558	6 692	6 768	6 851	6 937	7 023	7 104	7 186	7 186
BP >		48	49	48	49	51	48	48	48	48	48	48	48	48
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	6 108	6 218	6 373	6 461	6 556	6 675	6 778	6 858	6 942	7 028	7 112	7 193	
BP <		6 060	6 170	6 325	6 412	6 506	6 625	6 730	6 810	6 894	6 980	7 064	7 145	
BP >		48	49	49	49	50	50	48	48	48	48	48	48	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	9,9	10,0	9,7	10,0	10,6	9,5	9,6	9,6	9,5	9,4	9,4	9,3	
BP <	/Pa	4,58	4,63	4,09	3,99	4,03	3,41	4,10	4,10	4,1	4,1	4,1	4,1	
BP >		682,4	692,9	738,7	810,1	860,7	824,9	785,5	785,5	785,5	785,5	785,5	785,5	
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								197	599	1 009	1 410	1 804	
BP <									197	599	1 009	1 410	1 804	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	60 518	62 160	61 703	64 846	69 601	63 453	65 298	65 623	65 968	66 321	66 665	67 000	
BP <		27 765	28 552	25 874	25 554	26 193	22 620	27 594	27 919	28 264	28 617	28 961	29 296	
BP >		32 754	33 608	35 829	39 292	43 033	40 833	37 704	37 704	37 704	37 704	37 704	37 704	
MP		0	0	0	0	375	0	0	0	0	0	0	0	

GUARDA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	730	751	620	1 199	792	918	1 254	1 196	1 104	1 105	1 527	1 527	1 289
Mts Rede Sec / Cliente	mts	1	2	0	13	2	5	11	9	8	8	16	16	11
Clientes / km rede	#	975,4	457,6	16 400,0	na	496,5	189,0	91,2	106,7	125,0	125,0	64,0	64,0	88,7
Clientes / Ramal	#	3,41	3,66	3,24	2,47	3,59	2,74	2,57	3,43	2,86	2,86	3,43	3,43	3,17
Custo unit RS (€/m)	€	44,5	42,0	121,7	42,6	113,5	64,4	51,7	52,0	51,9	51,9	52,3	52,3	52
Custo unit Ramal (€)	€	367	390	362	466	483	508	526	530	528	529	533	533	531
Custo unit infraestruturação (€)		665	599	591	547	474	408	471	463	480	480	463	463	470
Conversão	€	681	658	670	576	493	408	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	497	423	439	375	134	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	74	75	64	119	75	97	130	125	116	117	163	164	

Avaliação

		2024											
TOTEX (b)	m€							13	26	38	54	69	67
Proveito Recuperado (a)	m€							7	21	35	49	63	70
Margem tarifa	%												4%
Δ = (a) - (b)	m€							-6	-5	-3	-5	-6	2
Acumulado	m€							-6	-12	-15	-20	-26	-24

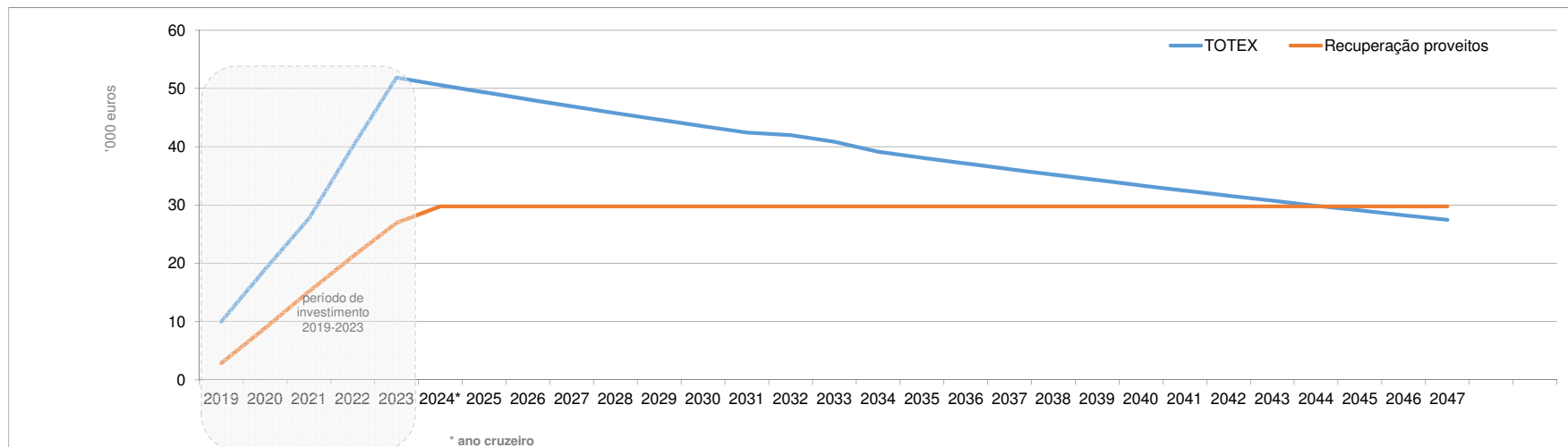


LAMEGO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		562	325	177	138	122	125	140	88	78	78	119	119	484
Rede	m€	52	80	48	52	69	42	68	33	27	27	68	68	224
Ramais	m€	48	33	16	19	10	20	29	19	19	19	15	15	88
Infraestruturação / clientes	m€	416	193	102	60	37	48	28	26	21	21	26	26	121
Conversão		331	164	76	45	32	44	18	22	17	17	22	22	100
Reconversão		85	29	26	15	6	4	10	4	4	4	4	4	20
Segmento Novo	m€	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	45	18	11	7	5	14	15	10	11	11	10	10	52
Equipamento		20	7	5	3	2	2	2	1	2	2	1	1	8
Montagem		25	11	6	4	3	12	13	9	9	9	9	9	45
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								66	72	72	66	66	342
Doméstico									63	69	69	63	63	327
Terciário									3	3	3	3	3	15
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								7	22	37	52	66	184
Doméstico									7	22	37	52	66	184
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	714	333	190	136	82	112	63	53	43	43	53	53	245
Conversão		534	265	132	90	67	97	34	41	31	31	41	41	185
Reconversão		180	68	58	46	15	15	29	12	12	12	12	12	60
Rede	km	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	4
Ramais	#	150	99	40	44	27	49	60	40	40	40	30	30	180
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	742	353	215	142	101	128	97	66	72	72	66	66	342
BP <		741	353	215	142	101	128	97	66	72	72	66	66	342
BP >		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-38	-35	-14	-23	7	38	-7	-7	-8	-8	-8	-8	-39
BP <		-38	-35	-16	-22	8	38	-7	-7	-8	-8	-8	-8	-39
BP >		0	0	2	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	2 650	2 968	3 169	3 288	3 396	3 562	3 652	3 710	3 775	3 839	3 897	3 955	3 955
BP <		2 642	2 960	3 159	3 279	3 388	3 554	3 644	3 702	3 767	3 831	3 889	3 947	3 947
BP >		7	7	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	2 650	2 809	3 069	3 229	3 342	3 479	3 470	3 681	3 743	3 807	3 868	3 926	
BP <		2 642	2 801	3 060	3 219	3 334	3 471	3 599	3 673	3 735	3 799	3 860	3 918	
BP >		7	7	8	9	8	7	7	7	7	7	7	7	
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	5,5	7,3	6,5	6,1	6,1	5,7	5,8	5,5	5,4	5,4	5,3	5,3	
BP <	/Pa	2,35	2,53	2,42	2,58	2,42	2,29	2,50	2,50	2,5	2,5	2,5	2,5	
BP >		1 153,4	1 411,2	1 282,5	1 089,8	1 395,8	1 469,9	1 329,9	1 329,9	1 329,9	1 329,9	1 329,9	1 329,9	
MP		236,8	3 465,3	2 371,1	1 967,7	1 863,2	1 663,5	1 663,5	1 663,5	1 663,5	1 663,5	1 663,5	1 663,5	
Volume adicional	MWh								83	255	435	608	773	
BP <									83	255	435	608	773	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	14 509	20 424	20 031	19 543	20 398	19 904	19 970	20 155	20 309	20 470	20 623	20 769	
BP <		6 199	7 081	7 401	8 312	8 067	7 951	8 997	9 182	9 336	9 497	9 650	9 796	
BP >		8 074	9 878	10 260	9 264	10 468	10 289	9 309	9 309	9 309	9 309	9 309	9 309	
MP		237	3 465	2 371	1 968	1 863	1 663	1 663	1 663	1 663	1 663	1 663	1 663	

LAMEGO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	758	920	826	972	1 210	973	1 443	1 340	1 089	1 089	1 810	1 810	1 416
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	6	7	8	16	6	13	9	7	7	19	19	12
Clientes / km rede	#	384,3	164,0	152,6	122,0	62,0	166,8	77,3	110,0	144,0	144,0	52,8	52,8	83,4
Clientes / Ramal	#	4,95	3,57	5,38	3,23	3,74	2,61	1,62	1,65	1,80	1,80	2,20	2,20	1,90
Custo unit RS (€/m)	€	27,1	37,0	33,8	44,3	42,1	54,8	54,0	54,4	54,2	54,3	54,7	54,7	55
Custo unit Ramal (€)	€	323	336	392	435	383	401	484	487	486	486	490	490	488
Custo unit infraestruturação (€)		582	579	538	442	453	429	448	496	485	485	496	496	492
Conversão	€	620	619	575	504	470	454	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	470	422	453	319	374	269	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	138	127	126	161	198	170	251	245	201	203	339	342	

Avaliação

		2024										
TOTEX (b)	m€						10	19	28	40	52	51
Proveito Recuperado (a)	m€						3	9	15	21	27	30
Margem tarifa	%											-41%
Δ = (a) - (b)	m€						-7	-10	-13	-19	-25	-21
Acumulado	m€						-7	-17	-30	-49	-74	-94

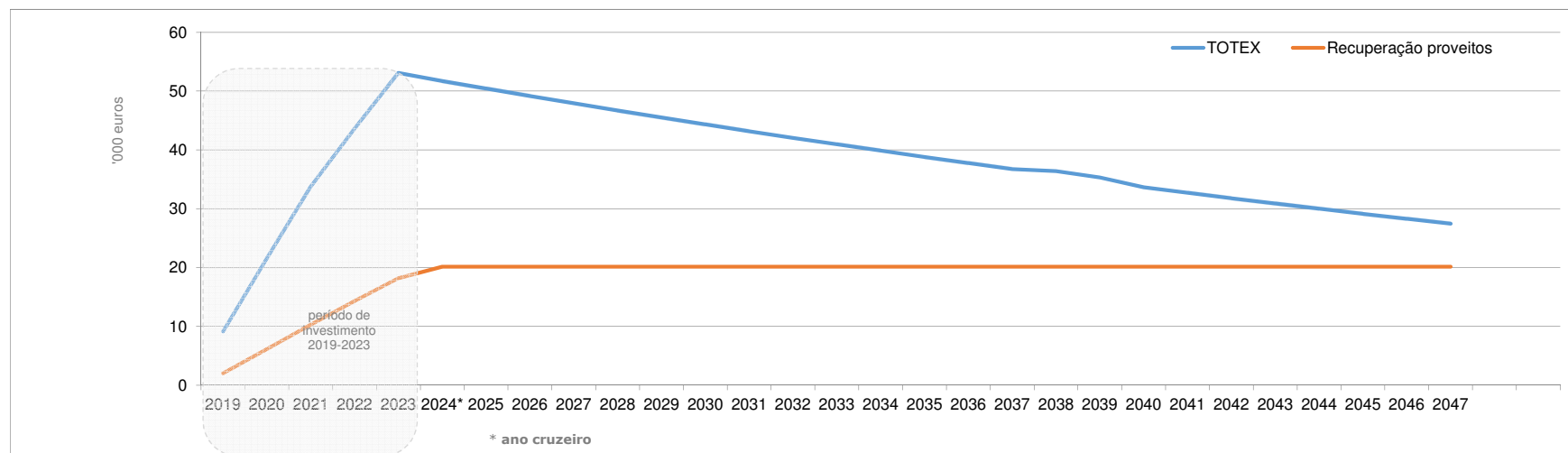


LOUSÃ	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		375	107	31	33	36	30	63	84	122	122	99	99	527
Rede	m€	180	73	3	6	26	0	25	42	81	81	60	60	325
Ramais	m€	31	6	9	5	3	10	12	12	12	12	10	10	55
Infraestruturação / clientes	m€	146	25	18	19	7	15	18	22	21	21	21	21	106
Conversão		97	16	12	19	6	14	11	16	19	19	16	16	87
Reconversão		49	9	6	1	1	1	7	5	2	2	5	5	20
Segmento Novo	m€	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	17	3	2	2	1	4	8	8	8	8	8	8	41
Equipamento		8	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	5
Montagem		9	2	1	1	1	3	7	7	7	7	7	7	35
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								53	54	54	51	51	263
Doméstico									52	53	53	51	51	260
Terciário									1	1	1	0	0	3
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								5	15	25	35	45	125
Doméstico									5	15	25	35	45	125
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	280	53	33	38	19	33	41	46	41	41	45	45	218
Conversão		162	31	19	36	12	30	20	30	35	35	30	30	160
Reconversão		118	22	14	2	7	3	21	16	6	6	15	15	58
Rede	km	4	1	0	0	1	0	0	1	2	2	1	1	6
Ramais	#	78	19	10	13	6	23	24	24	24	24	20	20	112
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	297	58	41	41	21	34	54	53	54	54	51	51	263
BP <		296	58	40	41	21	34	54	53	54	54	51	51	263
BP >		1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-34	-10	-28	5	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-27
BP <		-34	-11	-28	5	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-27
BP >		0	1	0	0	0	-3	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	2 396	2 444	2 457	2 503	2 520	2 550	2 599	2 647	2 695	2 744	2 789	2 834	2 834
BP <		2 389	2 436	2 448	2 494	2 511	2 541	2 590	2 638	2 686	2 735	2 780	2 825	2 825
BP >		6	7	8	8	8	5	5	5	5	5	5	5	5
MP		1	1	1	1	1	4	4	4	4	4	4	4	4
Pontos Abastecimento Médios	#	2 396	2 420	2 451	2 480	2 512	2 535	2 574	2 623	2 671	2 719	2 766	2 812	
BP <		2 389	2 413	2 442	2 471	2 503	2 526	2 565	2 614	2 662	2 710	2 757	2 803	
BP >		6	7	8	8	8	7	5	5	5	5	5	5	
MP		1	1	1	1	1	3	4	4	4	4	4	4	
Consumo Médio	MWh	20,3	18,9	17,4	19,0	19,5	19,3	28,9	28,4	28,0	27,5	27,1	26,7	
BP <	/Pa	2,14	2,20	2,19	2,17	2,11	1,90	2,20	2,20	2,2	2,2	2,2	2,2	
BP >		350,5	417,3	322,9	302,2	302,5	351,9	339,4	339,4	339,4	339,4	339,4	339,4	
MP		41 416,0	37 752,2	34 928,3	39 260,3	41 333,2	16 774,3	16 774,3	16 774,3	16 774,3	16 774,3	16 774,3	16 774,3	
Volume adicional	MWh								58	176	295	410	523	
BP <									58	176	295	410	523	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	48 642	45 776	42 689	47 042	49 034	49 031	74 438	74 544	74 650	74 757	74 860	74 960	
BP <		5 123	5 312	5 339	5 364	5 281	4 808	5 644	5 750	5 856	5 963	6 066	6 166	
BP >		2 103	2 712	2 422	2 417	2 420	2 287	1 697	1 697	1 697	1 697	1 697	1 697	
MP		41 416	37 752	34 928	39 260	41 333	41 936	67 097	67 097	67 097	67 097	67 097	67 097	

LOUSÃ	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 264	1 844	759	798	1 738	888	1 171	1 578	2 263	2 265	1 948	1 948	2 003
Mts Rede Sec / Cliente	mts	14	14	7	3	31	0	9	15	28	28	22	22	23
Clientes / km rede	#	71,9	72,8	151,6	353,4	31,8	na	115,6	68,4	36,0	36,0	46,2	46,2	44,0
Clientes / Ramal	#	3,81	3,05	4,10	3,15	3,50	1,48	2,25	2,21	2,25	2,25	2,55	2,55	2,35
Custo unit RS (€/m)	€	43,5	91,1	9,8	49,1	38,6	0,0	54,2	54,3	54,1	54,2	54,6	54,6	54
Custo unit Ramal (€)	€	403	317	864	416	441	452	484	487	486	486	490	490	488
Custo unit infraestruturação (€)		521	471	533	512	387	466	437	471	512	512	474	474	488
Conversão	€	601	529	636	524	494	472	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	411	390	394	310	202	407	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	62	97	44	42	89	46	40	56	81	82	72	73	

Avaliação

		2024										
TOTEX (b)	m€						9	22	34	44	53	52
Proveito Recuperado (a)	m€						2	6	10	14	18	20
Margem tarifa	%											-61%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						-7	-15	-23	-29	-35	-32
Acumulado	m€						-7	-23	-46	-75	-110	-142



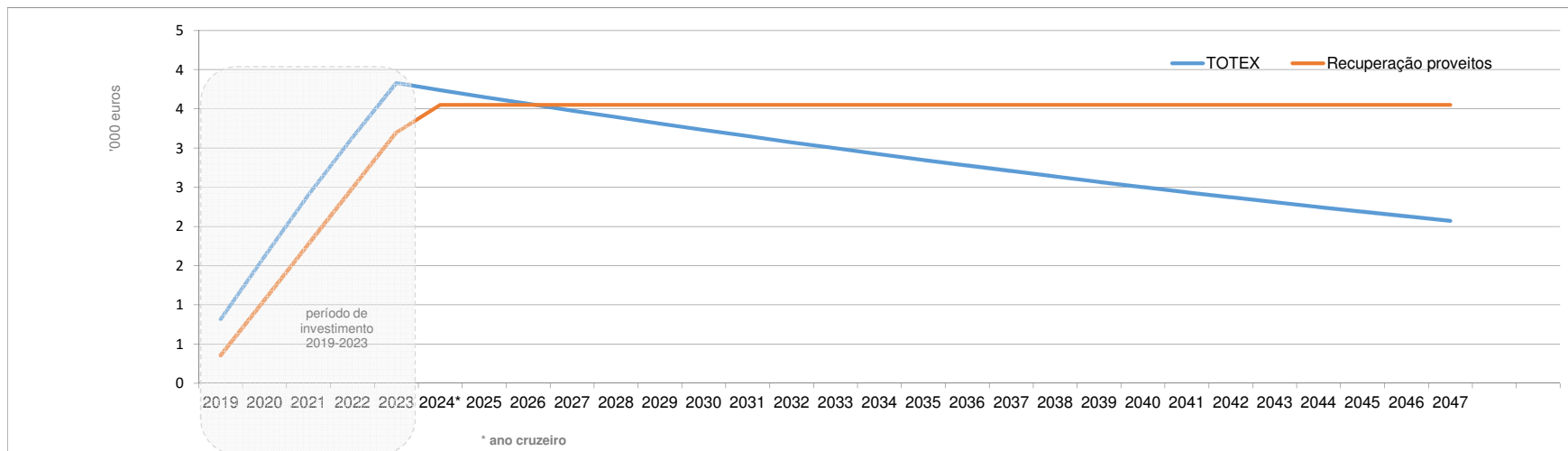
MANGUALDE	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		47	18	13	26	29	71	20	18	18	18	17	17	86
Rede	m€	30	6	7	9	23	18	7	6	6	6	6	6	29
Ramais	m€	4	1	1	4	3	15	3	3	3	3	2	2	11
Infraestruturação / clientes	m€	10	9	5	12	3	29	7	6	6	6	6	6	32
Conversão		8	7	2	11	2	29	5	5	5	5	5	5	27
Reconversão		2	2	2	1	1	0	1	1	1	1	1	1	5
Segmento Novo	m€	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	2	1	1	1	1	8	3	3	3	3	3	3	14
Equipamento		1	1	0	1	0	2	1	1	1	1	1	1	3
Montagem		1	1	0	1	0	7	2	2	2	2	2	2	12
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								17	17	17	17	17	85
Doméstico									16	16	16	16	16	80
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m³								52	155	258	361	464	1 290
Doméstico									2	7	11	15	20	55
Terciário									49	148	247	346	444	1 235
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	16	16	10	22	5	56	14	13	13	13	13	13	65
Conversão		12	12	4	20	5	56	10	10	10	10	10	10	50
Reconversão		4	4	6	2	0	0	4	3	3	3	3	3	15
Rede	km	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
Ramais	#	11	4	2	10	8	39	7	6	6	6	4	4	26
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	40	30	14	26	14	64	19	17	17	17	17	17	85
BP <		40	30	14	26	13	63	18	16	16	16	16	16	80
BP >		0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	5
MP		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-9	-24	-20	10	-19	1	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-15
BP <		-8	-24	-20	10	-19	1	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-15
BP >		-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	1 263	1 269	1 263	1 299	1 295	1 360	1 376	1 391	1 405	1 419	1 433	1 447	1 447
BP <		1 252	1 258	1 252	1 288	1 284	1 348	1 363	1 377	1 390	1 403	1 416	1 429	1 429
BP >		8	8	8	9	8	9	10	11	12	13	14	15	15
MP		3	3	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Pontos Abastecimento Médios	#	1 263	1 266	1 266	1 281	1 297	1 328	1 338	1 383	1 398	1 412	1 426	1 440	
BP <		1 252	1 255	1 255	1 270	1 286	1 316	1 356	1 370	1 383	1 396	1 409	1 423	
BP >		8	8	8	9	9	9	10	11	12	13	14	15	
MP		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Consumo Médio	MWh	53,2	54,3	49,8	35,9	29,9	29,0	34,6	34,3	34,8	35,3	35,8	36,3	
BP <	/Pa	3,57	3,54	3,31	3,10	3,10	2,75	3,20	3,20	3,2	3,2	3,2	3,2	
BP >		578,2	617,2	790,6	2 120,0	1 779,3	455,1	1 152,5	1 152,5	1 152,5	1 152,5	1 152,5	1 152,5	
MP		19 361,5	19 767,3	17 515,9	9 604,7	7 845,3	10 321,2	10 321,2	10 321,2	10 321,2	10 321,2	10 321,2	10 321,2	
Volume adicional	MWh								602	1 806	3 009	4 213	5 417	
BP <									26	77	128	179	230	
BP >									576	1 729	2 881	4 034	5 186	

MORTÁGUA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		4	15	7	35	52	24	7	7	7	7	7	7	34
Rede	m€	0	11	0	9	39	11	2	2	2	2	2	2	10
Ramais	m€	1	1	1	10	3	5	2	2	2	2	1	1	7
Infraestruturação / clientes	m€	2	1	5	15	10	5	3	3	3	3	3	3	13
Conversão		1	1	4	11	10	5	2	2	2	2	2	2	11
Reconversão		1	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Segmento Novo	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	0	2	0	2	1	2	1	1	1	1	1	1	5
Equipamento		0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Montagem		0	0	0	1	1	2	1	1	1	1	1	1	4
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								6	6	6	6	6	30
Doméstico									6	6	6	6	6	30
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								1	3	4	6	8	22
Doméstico									1	3	4	6	8	22
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	4	1	9	31	20	14	5	5	5	5	5	5	25
Conversão		2	1	7	20	20	14	4	4	4	4	4	4	20
Reconversão		2	0	2	11	0	0	1	1	1	1	1	1	5
Rede	km	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ramais	#	3	2	4	20	6	15	3	3	3	2	2	2	13
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	5	3	9	33	21	15	6	6	6	6	6	6	30
BP <		5	2	9	33	20	15	6	6	6	6	6	6	30
BP >		0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	1	-1	-2	-4	-2	7	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-5
BP <		1	-2	-1	-2	-2	6	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-5
BP >		0	0	-1	-1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	356	357	364	394	413	435	440	445	450	455	461	466	466
BP <		347	347	355	386	404	425	430	435	440	445	451	456	456
BP >		7	7	6	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8
MP		2	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	356	357	361	379	404	424	438	443	448	453	458	463	
BP <		347	347	351	371	395	415	428	433	438	443	448	453	
BP >		7	7	7	6	7	8	8	8	8	8	8	8	
MP		2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	59,7	56,4	55,7	45,4	49,1	53,1	52,1	51,5	51,0	50,4	49,9	49,4	
BP <	/Pa	4,11	3,34	3,77	3,50	3,11	3,05	3,40	3,40	3,4	3,4	3,4	3,4	
BP >		418,1	477,1	516,5	526,0	515,6	540,3	515,2	515,2	515,2	515,2	515,2	515,2	
MP		8 446,9	6 245,5	5 136,4	5 103,7	7 613,3	8 607,4	8 607,4	8 607,4	8 607,4	8 607,4	8 607,4	8 607,4	
Volume adicional	MWh								10	31	51	71	92	
BP <									10	31	51	71	92	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	21 247	20 111	20 088	17 211	19 805	22 531	22 790	22 808	22 825	22 842	22 860	22 877	
BP <		1 426	1 158	1 322	1 296	1 227	1 264	1 454	1 471	1 489	1 506	1 523	1 541	
BP >		2 927	3 340	3 357	3 156	3 351	4 052	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	
MP		16 894	15 614	15 409	12 759	15 227	17 215	17 215	17 215	17 215	17 215	17 215	17 215	

MORTÁGUA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	755	4 834	754	1 055	2 486	1 581	1 182	1 169	1 184	1 185	1 087	1 087	1 143
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	90	0	5	36	14	7	7	7	7	7	7	
Clientes / km rede	#	na	11,1	na	219,1	27,4	72,0	142,9	150,0	142,9	142,9	150,0	150,0	147,1
Clientes / Ramal	#	1,67	1,50	2,25	1,65	3,50	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00	3,00	2,31
Custo unit RS (€/m)	€	na	40,1	0,0	57,6	51,2	53,4	50,8	51,2	51,0	51,1	51,5	51,5	51
Custo unit Ramal (€)	€	335	299	324	492	419	342	505	509	507	508	512	512	509
Custo unit infraestruturação (€)		578	504	555	468	477	378	501	501	501	501	501	501	501
Conversão	€	728	504	606	546	477	378	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	428	0	373	328	0	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	13	86	14	23	51	30	23	23	23	23	22	22	

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						1	2	2	3	4	4
Proveito Recuperado (a)	m€						0	1	2	2	3	4
Margem tarifa	%											-5%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						0	-1	-1	-1	-1	0
Acumulado	m€						0	-1	-2	-2	-3	-3

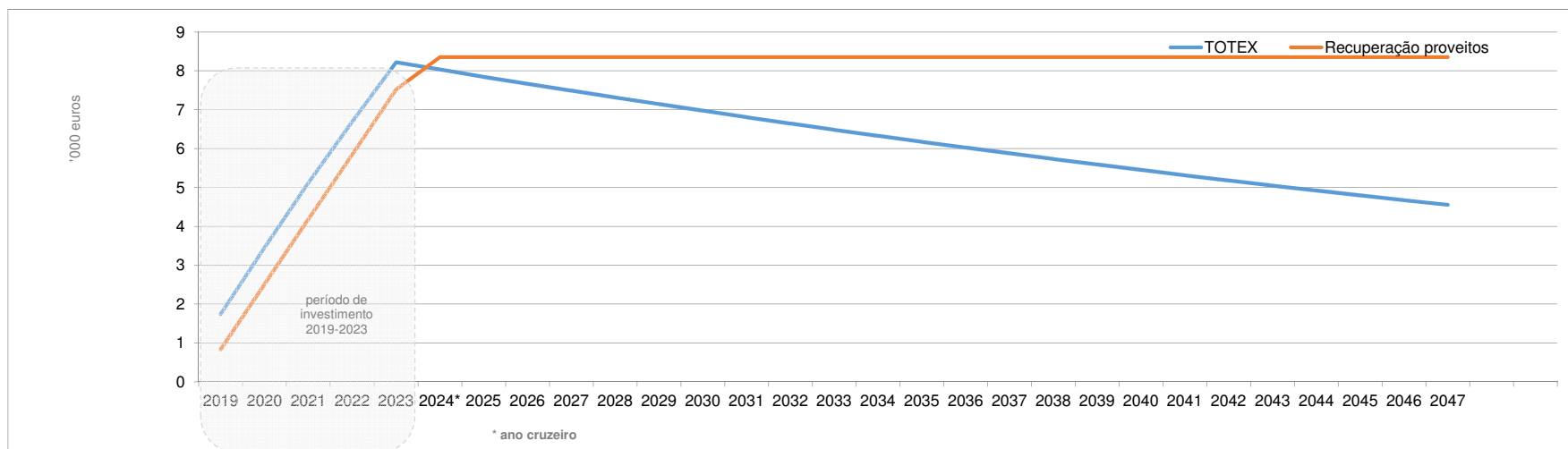


NELAS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		28	15	13	43	17	14	9	14	14	14	13	13	69
Rede	m€	0	3	1	24	6	5	3	3	3	3	3	3	14
Ramais	m€	6	1	3	4	4	3	2	2	2	2	1	1	7
Infraestruturação / clientes	m€	20	10	7	13	6	5	3	7	7	7	7	7	36
Conversão		7	3	2	7	6	5	3	5	5	5	5	5	27
Reconversão		13	7	6	7	0	0	1	2	2	2	2	2	8
Segmento Novo	m€	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	2	1	1	2	1	1	1	2	2	2	2	2	12
Equipamento		1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Montagem		1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	11
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								16	16	16	16	16	80
Doméstico									16	16	16	16	16	80
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								2	6	10	14	19	51
Doméstico									2	6	10	14	19	51
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	34	19	15	29	11	9	7	15	15	15	15	15	75
Conversão		9	4	3	12	10	9	5	10	10	10	10	10	50
Reconversão		25	15	12	17	1	0	2	5	5	5	5	5	25
Rede	km	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ramais	#	13	4	8	12	10	8	3	3	3	3	2	2	13
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	42	20	22	36	19	9	8	16	16	16	16	16	80
BP <		42	20	22	35	19	9	8	16	16	16	16	16	80
BP >		0	0	0	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	#	1	-9	-1	0	3	6	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-10
BP <		0	-7	-1	-2	4	5	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-10
BP >		1	-2	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	822	833	854	889	911	926	932	946	960	974	988	1 002	1 002
BP <		816	829	850	883	906	920	926	940	954	968	982	996	996
BP >		5	3	3	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4
MP		1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	822	828	844	872	900	919	929	939	953	967	981	995	
BP <		816	823	840	867	895	913	923	933	947	961	975	989	
BP >		5	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
MP		1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	22,4	22,7	25,3	44,1	69,6	103,2	102,8	101,7	100,3	98,9	97,5	96,1	
BP <	/Pa	3,05	3,08	3,01	3,24	2,91	2,56	3,00	3,00	3,0	3,0	3,0	3,0	
BP >		188,8	280,4	306,1	301,8	287,4	246,8	284,5	284,5	284,5	284,5	284,5	284,5	
MP		14 949,7	15 092,9	17 888,0	23 042,3	29 521,6	45 802,4	45 802,4	45 802,4	45 802,4	45 802,4	45 802,4	45 802,4	
Volume adicional	MWh								24	72	120	168	216	
BP <									24	72	120	168	216	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	18 379	18 745	21 331	38 431	62 652	94 808	95 512	95 542	95 585	95 627	95 669	95 711	
BP <		2 485	2 531	2 525	2 811	2 603	2 340	2 769	2 800	2 842	2 884	2 926	2 968	
BP >		944	1 122	918	1 056	1 006	864	1 138	1 138	1 138	1 138	1 138	1 138	
MP		14 950	15 093	17 888	34 563	59 043	91 605	91 605	91 605	91 605	91 605	91 605	91 605	

NELAS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	663	745	584	1 202	874	1 566	1 123	874	873	873	830	830	856
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	2	1	14	8	12	7	3	3	3	3	3	3
Clientes / km rede	#	na	425,5	1 000,0	69,7	130,1	85,3	148,1	296,3	296,3	296,3	320,0	320,0	305,3
Clientes / Ramal	#	3,23	5,00	2,75	3,00	1,90	1,13	2,67	5,33	5,33	5,33	8,00	8,00	6,15
Custo unit RS (€/m)	€	na	55,4	50,3	45,8	43,3	50,0	52,5	52,9	52,7	52,8	53,2	53,2	53
Custo unit Ramal (€)	€	448	310	340	351	353	383	505	509	507	508	512	512	509
Custo unit infraestruturação (€)		583	536	496	462	526	529	484	474	474	474	474	474	474
Conversão	€	728	783	593	561	554	529	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	531	470	471	392	252	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	30	33	23	27	13	15	11	9	9	9	9	9	9

Avaliação

		2024											
TOTEX (b)	m€							2	3	5	7	8	8
Proveito Recuperado (a)	m€							1	3	4	6	8	8
Margem tarifa	%												4%
$\Delta = (a) - (b)$	m€							-1	-1	-1	-1	-1	0
Acumulado	m€							-1	-2	-3	-4	-4	-4

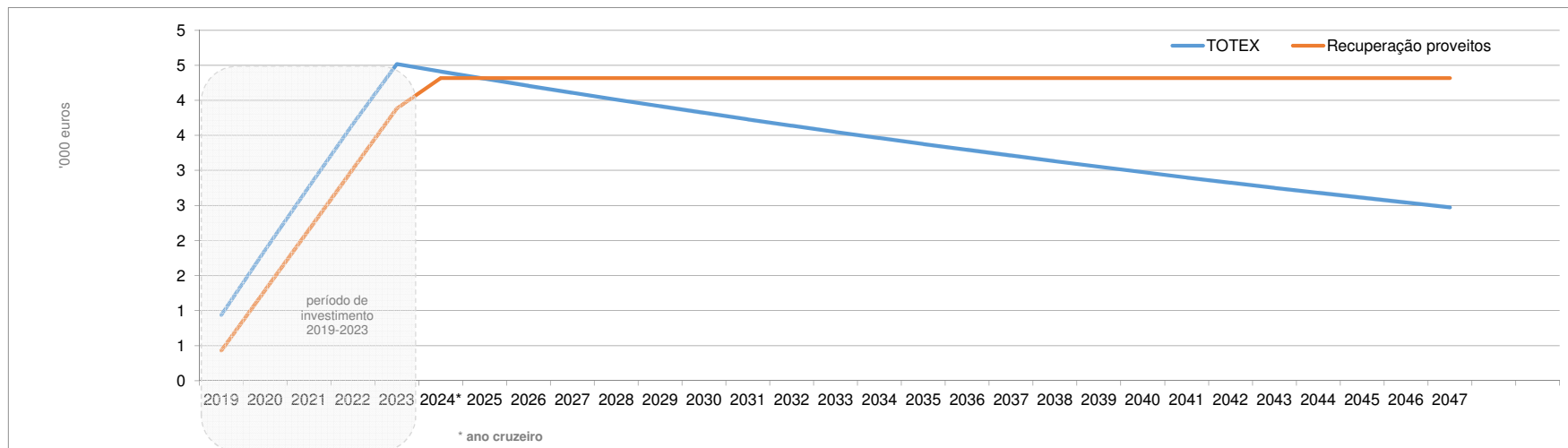


SANTA COMBA DÃO	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		18	17	3	14	71	29	8	8	8	8	8	8	39
Rede	m€	6	6	0	0	38	13	2	2	2	2	2	2	10
Ramais	m€	3	3	0	5	12	4	2	2	2	2	2	2	8
Infraestruturação / clientes	m€	8	6	2	8	20	9	3	3	3	3	3	3	15
Conversão		4	6	2	8	20	9	3	3	3	3	3	3	14
Reconversão		3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Segmento Novo	m€	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	1	1	0	1	2	3	1	1	1	1	1	1	6
Equipamento		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
Montagem		1	0	0	0	1	3	1	1	1	1	1	1	5
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								8	8	8	8	8	40
Doméstico									7	7	7	7	7	35
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								1	3	5	7	10	27
Doméstico									1	3	5	7	10	27
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	15	10	3	15	37	20	6	6	6	6	6	6	30
Conversão		6	9	3	15	37	20	5	5	5	5	5	5	25
Reconversão		9	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	5
Rede	km	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ramais	#	7	9	1	12	35	11	3	3	3	3	3	3	15
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	17	18	10	16	42	23	8	8	8	8	8	8	40
BP <		17	18	10	16	40	23	8	8	8	8	8	8	40
BP >		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-14	-15	-6	-16	9	-5	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-10
BP <		-15	-14	-6	-14	8	-4	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-10
BP >		1	0	0	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	-1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	788	792	796	797	846	864	870	877	883	889	895	901	901
BP <		779	783	787	789	837	856	862	869	875	881	887	893	893
BP >		7	8	8	8	7	6	6	6	6	6	6	6	6
MP		2	1	1	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	788	790	794	797	822	855	867	873	880	886	892	898	
BP <		779	781	785	788	813	847	859	865	872	878	884	890	
BP >		7	8	8	8	8	7	6	6	6	6	6	6	
MP		2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	45,0	42,6	36,5	45,6	48,3	45,9	50,7	50,4	50,0	49,7	49,4	49,1	
BP <	/Pa	3,46	3,27	3,11	3,15	2,86	2,81	3,10	3,10	3,1	3,1	3,1	3,1	
BP >		652,6	884,1	1 632,2	2 136,4	2 042,7	680,5	1 475,2	1 475,2	1 475,2	1 475,2	1 475,2	1 475,2	
MP		14 086,6	16 330,7	13 451,2	33 447,7	22 009,6	16 233,6	16 233,6	16 233,6	16 233,6	16 233,6	16 233,6	16 233,6	
Volume adicional	MWh								12	37	62	87	112	
BP <									12	37	62	87	112	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	35 440	33 679	28 953	36 296	39 651	39 270	43 982	44 001	44 020	44 040	44 059	44 078	
BP <		2 698	2 552	2 444	2 481	2 321	2 380	2 663	2 683	2 702	2 721	2 741	2 760	
BP >		4 568	6 631	13 057	17 092	15 320	4 423	8 851	8 851	8 851	8 851	8 851	8 851	
MP		28 173	24 496	13 451	16 724	22 010	32 467	32 467	32 467	32 467	32 467	32 467	32 467	

SANTA COMBA DÃO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 036	940	272	875	1 694	1 280	983	974	985	985	976	976	979
Mts Rede Sec / Cliente	mts	5	22	0	0	20	14	5	5	5	5	5	5	5
Clientes / km rede	#	198,8	45,8	na	na	50,2	70,5	190,5	200,0	190,5	190,5	200,0	200,0	196,1
Clientes / Ramal	#	2,43	2,00	10,00	1,33	1,20	2,09	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
Custo unit RS (€/m)	€	66,5	14,7	0,0	0,0	45,6	39,8	50,8	51,2	51,0	51,1	51,5	51,5	51
Custo unit Ramal (€)	€	427	333	331	436	329	379	505	509	507	508	512	512	509
Custo unit infraestruturação (€)		522	612	525	530	528	458	508	508	508	508	508	508	508
Conversão	€	736	637	525	530	528	458	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	379	389	0	0	0	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	23	22	7	19	35	28	19	19	20	20	20	20	20

Avaliação

								2024					
TOTEX (b)	m€							1	2	3	4	5	4
Proveito Recuperado (a)	m€							0	1	2	3	4	4
Margem tarifa	%												-2%
Δ = (a) - (b)	m€							-1	-1	-1	-1	-1	0
Acumulado	m€							-1	-1	-2	-2	-3	-3

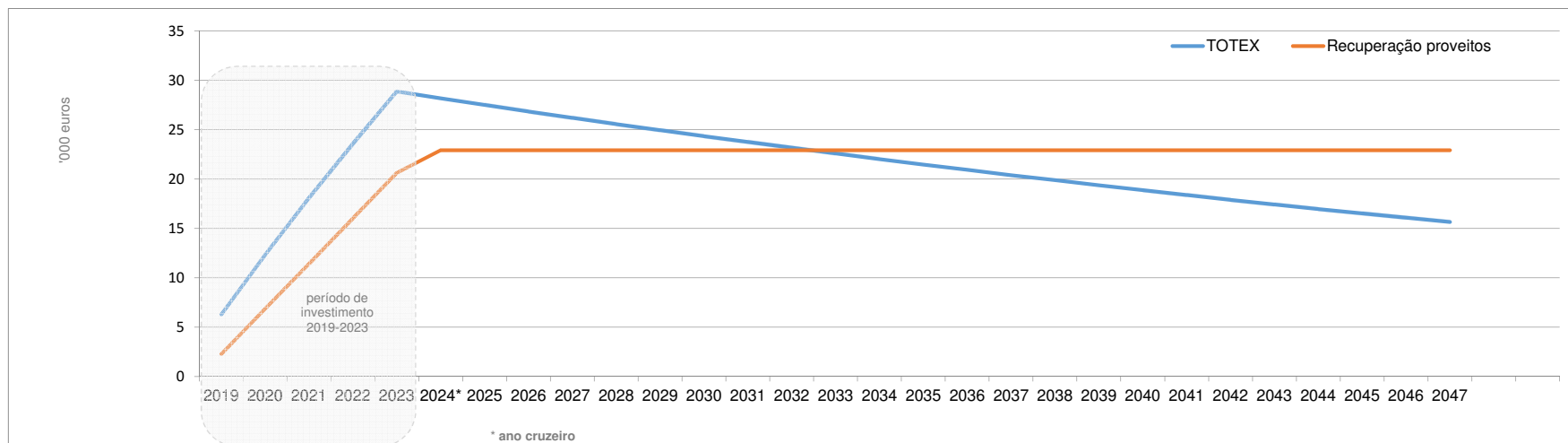


SEIA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		309	209	98	65	29	37	60	54	53	51	49	49	256
Rede	m€	125	80	32	15	2	20	22	21	19	19	19	19	96
Ramais	m€	38	28	15	12	5	4	11	8	9	8	5	5	35
Infraestruturação / clientes	m€	136	91	47	34	19	9	18	18	18	18	18	18	90
Conversão		135	74	41	27	19	9	11	11	11	11	11	11	54
Reconversão		1	17	6	7	0	0	7	7	7	7	7	7	35
Segmento Novo	m€	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	9	9	4	4	2	3	8	7	7	7	7	7	36
Equipamento		3	5	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	5
Montagem		6	5	2	2	1	3	7	6	6	6	6	6	31
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								47	47	47	47	47	235
Doméstico									46	46	46	46	46	230
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								6	17	28	39	51	141
Doméstico									6	17	28	39	51	141
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	181	138	76	69	42	26	42	41	41	41	41	41	205
Conversão		178	101	63	48	39	24	21	20	20	20	20	20	100
Reconversão		3	37	13	21	3	2	21	21	21	21	21	21	105
Rede	km	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Ramais	#	106	74	46	27	14	11	22	15	18	15	10	10	68
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	191	148	81	73	42	27	54	47	47	47	47	47	235
BP <		191	146	81	73	42	27	54	47	47	47	47	47	235
BP >		0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-69	-33	-15	-24	-10	-2	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-25
BP <		-69	-33	-12	-27	-10	-3	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-25
BP >		0	0	-3	3	0	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	#	2 062	2 177	2 243	2 292	2 324	2 349	2 398	2 440	2 482	2 524	2 566	2 608	2 608
BP <		2 052	2 165	2 234	2 280	2 312	2 336	2 385	2 427	2 469	2 511	2 553	2 595	2 595
BP >		10	12	9	12	12	13	13	13	13	13	13	13	13
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Médios	#	2 062	2 120	2 210	2 268	2 308	2 337	2 374	2 419	2 461	2 503	2 545	2 587	
BP <		2 052	2 109	2 200	2 257	2 296	2 324	2 361	2 406	2 448	2 490	2 532	2 574	
BP >		10	11	11	11	12	13	13	13	13	13	13	13	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo Médio	MWh	6,7	6,6	6,3	6,5	6,3	6,0	6,7	6,7	6,6	6,5	6,5	6,4	
BP <	/Pa	2,82	2,85	2,67	2,84	2,71	2,66	2,80	2,80	2,8	2,8	2,8	2,8	
BP >		798,4	721,9	759,9	804,5	689,3	628,6	720,9	720,9	720,9	720,9	720,9	720,9	
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								66	197	329	461	592	
BP <									66	197	329	461	592	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	13 773	13 941	13 851	14 846	14 487	14 037	15 981	16 109	16 227	16 345	16 462	16 579	
BP <		5 790	6 001	5 871	6 399	6 215	6 179	6 610	6 738	6 855	6 973	7 090	7 208	
BP >		7 984	7 940	7 979	8 447	8 271	7 858	9 372	9 372	9 372	9 372	9 372	9 372	
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

SEIA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 620	1 411	1 208	892	690	1 359	1 103	1 150	1 124	1 092	1 042	1 042	1 090
Mts Rede Sec / Cliente	mts	13	12	10	5	4	12	8	9	7	7	7	7	8
Clientes / km rede	#	75,9	83,3	104,7	204,8	269,2	80,9	131,1	117,5	134,3	134,3	134,3	134,3	130,6
Clientes / Ramal	#	1,80	2,00	1,76	2,70	3,00	2,45	2,45	3,13	2,61	3,13	4,70	4,70	3,46
Custo unit RS (€/m)	€	49,6	44,8	41,3	42,9	15,0	59,3	52,7	53,1	53,0	53,0	53,4	53,4	53
Custo unit Ramal (€)	€	363	383	318	441	387	351	505	509	507	508	512	512	509
Custo unit infraestruturação (€)		751	660	615	487	455	362	440	437	437	437	437	437	437
Conversão	€	756	732	645	562	484	392	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	450	461	471	316	87	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	242	215	193	136	110	226	164	173	171	167	161	163	

Avaliação

		2024											
TOTEX (b)	m€							6	12	18	24	29	28
Proveito Recuperado (a)	m€							2	7	11	16	21	23
Margem tarifa	%												-19%
$\Delta = (a) - (b)$	m€							-4	-5	-7	-8	-8	-5
Acumulado	m€							-4	-9	-16	-24	-32	-37

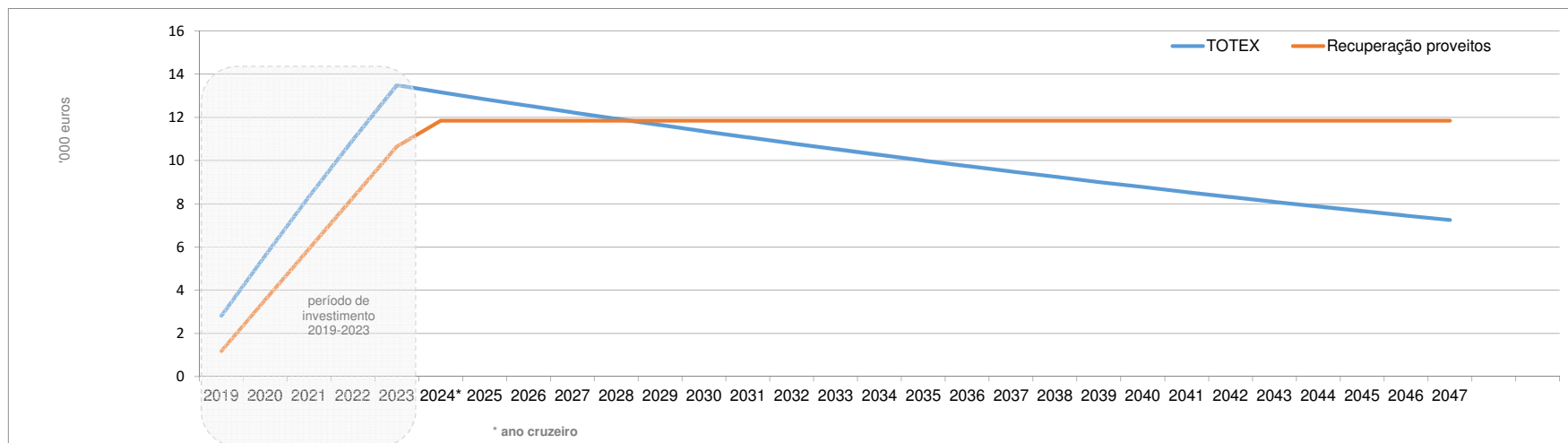


TONDELA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		109	60	92	111	71	17	25	24	25	25	24	24	122
Rede	m€	37	9	68	91	37	6	10	10	10	10	10	10	49
Ramais	m€	33	11	4	3	5	5	5	5	5	4	4	4	22
Infraestruturação / clientes	m€	35	36	17	14	24	1	7	7	7	7	7	7	36
Conversão		31	33	11	10	24	1	5	5	5	5	5	5	27
Reconversão		4	3	6	4	0	0	2	2	2	2	2	2	8
Segmento Novo	m€	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	4	3	2	2	4	4	3	3	3	3	3	3	16
Equipamento		1	1	1	1	2	1	0	0	0	0	0	0	2
Montagem		2	2	1	1	2	3	3	3	3	3	3	3	14
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								20	20	20	20	20	100
Doméstico									20	20	20	20	20	100
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								3	9	15	20	26	73
Doméstico									3	9	15	20	26	73
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	57	63	31	33	71	25	15	15	15	15	15	15	75
Conversão		49	56	16	21	70	25	10	10	10	10	10	10	50
Reconversão		8	7	15	12	1	0	5	5	5	5	5	5	25
Rede	km	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Ramais	#	112	45	11	7	14	10	9	9	9	9	8	8	43
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	70	71	43	39	75	35	20	20	20	20	20	20	100
BP <		70	71	43	39	74	35	20	20	20	20	20	20	100
BP >		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-2	-8	0	3	-5	5	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-15
BP <		-2	-7	2	1	-4	6	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-15
BP >		0	-1	-1	2	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	1 182	1 245	1 289	1 331	1 401	1 441	1 458	1 475	1 492	1 509	1 526	1 543	1 543
BP <		1 168	1 232	1 277	1 317	1 387	1 428	1 445	1 462	1 479	1 496	1 513	1 530	1 530
BP >		12	11	11	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12
MP		2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	1 182	1 214	1 267	1 310	1 366	1 421	1 450	1 467	1 484	1 501	1 518	1 535	
BP <		1 168	1 200	1 255	1 297	1 352	1 408	1 437	1 454	1 471	1 488	1 505	1 522	
BP >		12	12	11	12	13	13	12	12	12	12	12	12	
MP		2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	33,5	33,7	31,2	31,3	29,8	30,1	30,9	30,6	30,3	30,0	29,7	29,4	
BP <	/Pa	3,55	3,65	3,38	3,49	3,25	2,95	3,40	3,40	3,4	3,4	3,4	3,4	
BP >		698,8	787,0	1 279,2	2 123,8	1 911,3	1 318,7	1 484,1	1 484,1	1 484,1	1 484,1	1 484,1	1 484,1	
MP		13 556,4	13 748,2	14 184,5	10 962,0	11 477,0	22 103,2	22 103,2	22 103,2	22 103,2	22 103,2	22 103,2	22 103,2	
Volume adicional	MWh								34	102	170	238	306	
BP <									34	102	170	238	306	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	39 649	40 931	39 590	40 980	40 717	42 738	44 797	44 855	44 913	44 971	45 028	45 086	
BP <		4 151	4 384	4 242	4 532	4 393	4 151	4 884	4 942	5 000	5 058	5 116	5 174	
BP >		8 385	9 051	14 071	25 486	24 847	16 484	17 809	17 809	17 809	17 809	17 809	17 809	
MP		27 113	27 496	21 277	10 962	11 477	22 103	22 103	22 103	22 103	22 103	22 103	22 103	

TONDELA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 561	844	2 141	2 839	951	477	1 242	1 223	1 245	1 246	1 202	1 202	1 223
Mts Rede Sec / Cliente	mts	17	10	37	9	3	3	9	9	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	60,5	102,0	27,4	116,2	303,9	327,1	105,8	111,1	105,8	105,8	111,1	111,1	108,9
Clientes / Ramal	#	0,63	1,58	3,91	5,57	5,36	3,50	2,22	2,22	2,22	2,50	2,50	2,33	
Custo unit RS (€/m)	€	31,9	12,7	43,4	271,8	151,7	55,2	53,3	53,7	53,5	53,5	54,0	54,0	54
Custo unit Ramal (€)	€	296	238	379	456	388	511	505	509	507	508	512	512	509
Custo unit infraestruturação (€)		623	579	563	418	338	54	474	474	474	474	474	474	474
Conversão	€	636	595	708	470	343	54	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	543	455	409	328	0	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	47	25	69	91	32	16	40	40	41	42	41	41	

Avaliação

									2024						
TOTEX (b)	m€								3	6	8	11	13	13	
Proveito Recuperado (a)	m€								1	4	6	8	11	12	
Margem tarifa	%														-10%
Δ = (a) - (b)	m€								-2	-2	-2	-3	-3	-1	
Acumulado	m€								-2	-4	-6	-9	-12	-13	

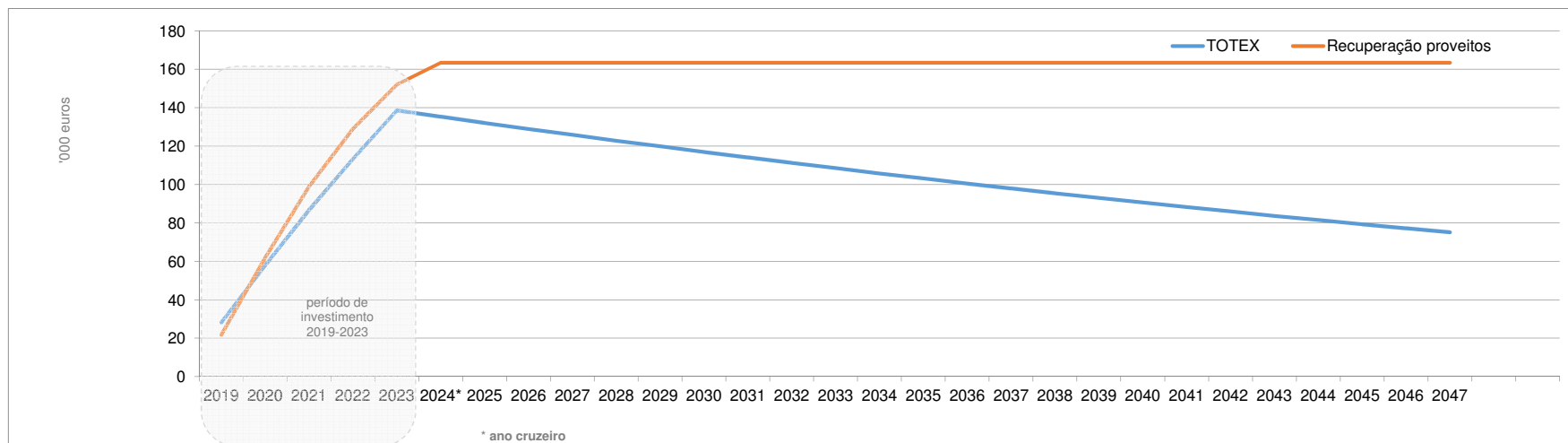


VISEU	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		603	382	326	245	436	477	244	238	256	256	242	242	1 234
Rede	m€	329	200	109	79	199	140	100	90	106	106	107	107	515
Ramais	m€	68	45	42	43	68	66	51	31	38	38	28	28	163
Infraestruturação / clientes	m€	178	118	154	106	141	211	65	80	78	78	76	76	389
Conversão		163	104	123	89	139	211	48	55	55	55	55	55	274
Reconversão		14	14	31	16	3	0	17	25	24	24	22	22	115
Segmento Novo	m€	9	7	3	4	5	4	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	19	13	18	15	23	55	29	37	34	34	31	31	167
Equipamento		7	4	8	6	11	10	4	8	5	5	4	4	26
Montagem		12	9	10	9	12	45	24	30	29	29	27	27	141
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								223	218	218	200	200	1 059
Doméstico									215	211	211	195	195	1 027
Terciário									5	5	5	5	5	25
Indústria									3	2	2	0	0	7
Volume ano	mil m³								90	249	388	486	542	1 754
Doméstico									31	93	154	213	269	760
Terciário									58	156	234	273	273	994
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	273	211	253	191	291	413	138	175	171	171	165	165	847
Conversão		242	176	182	147	283	413	89	101	101	101	101	101	505
Reconversão		31	35	71	44	8	0	49	74	70	70	64	64	342
Rede	km	6	3	2	1	2	1	2	2	2	2	2	2	10
Ramais	#	183	129	115	104	181	172	100	60	75	75	55	55	320
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	388	322	363	316	440	551	185	223	218	218	200	200	1 059
BP <		388	322	363	315	437	551	183	220	216	216	200	200	1 052
BP >		0	0	0	1	2	0	2	3	2	2	0	0	7
MP		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-173	-106	17	23	38	63	-29	-29	-30	-30	-31	-31	-151
BP <		-173	-110	18	20	37	66	-29	-29	-30	-30	-31	-31	-151
BP >		0	4	-1	2	1	-3	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	12 407	12 623	13 003	13 341	13 818	14 432	14 588	14 781	14 970	15 157	15 327	15 496	15 496
BP <		12 355	12 567	12 948	13 283	13 757	14 374	14 528	14 718	14 905	15 090	15 260	15 429	15 429
BP >		49	53	52	54	56	53	55	58	60	62	62	62	62
MP		3	3	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Pontos Abastecimento Médios	#	12 407	12 515	12 813	13 172	13 580	14 125	14 510	14 685	14 875	15 063	15 242	15 411	
BP <		12 355	12 461	12 758	13 116	13 520	14 066	14 451	14 623	14 811	14 997	15 175	15 344	
BP >		49	51	53	53	55	55	54	57	59	61	62	62	
MP		3	3	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	
Consumo Médio	MWh	11,8	12,9	12,3	11,8	10,5	9,5	9,7	9,7	9,7	9,7	9,6	9,6	
BP <	/Pa	3,54	3,56	3,33	3,24	3,19	2,85	3,30	3,30	3,3	3,3	3,3	3,3	
BP >		465,3	492,8	434,6	418,1	455,7	472,6	454,8	454,8	454,8	454,8	454,8	454,8	
MP		26 443,9	30 601,4	30 697,0	25 882,2	16 431,6	13 757,3	13 757,3	13 757,3	13 757,3	13 757,3	13 757,3	13 757,3	
Volume adicional	MWh								1 045	2 902	4 524	5 665	6 325	
BP <									363	1 082	1 795	2 482	3 142	
BP >									682	1 819	2 729	3 184	3 184	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	145 833	161 320	157 358	155 220	142 128	134 649	141 034	142 739	144 498	146 021	147 062	147 620	
BP <		43 700	44 385	42 451	42 476	43 121	40 108	47 688	48 256	48 878	49 491	50 077	50 636	
BP >		22 801	25 131	22 815	22 157	25 064	25 754	24 559	25 696	26 833	27 743	28 198	28 198	
MP		79 332	91 804	92 091	90 588	73 942	68 787	68 787	68 787	68 787	68 787	68 787	68 787	

VISEU	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 555	1 187	899	776	991	865	1 321	1 067	1 175	1 175	1 210	1 210	1 165
Mts Rede Sec / Cliente	mts	15	10	6	4	5	2	10	8	9	9	10	10	9
Clientes / km rede	#	68,5	97,0	171,1	227,9	201,0	431,5	97,1	131,2	109,0	109,0	100,0	100,0	109,2
Clientes / Ramal	#	2,12	2,50	3,16	3,04	2,43	3,20	1,85	3,72	2,91	2,91	3,64	3,64	3,31
Custo unit RS (€/m)	€	58,1	60,3	51,4	56,9	90,8	109,9	52,6	53,0	52,8	52,9	53,3	53,3	53
Custo unit Ramal (€)	€	370	350	367	411	373	387	505	509	507	508	512	512	509
Custo unit infraestruturação (€)		651	559	610	553	486	511	469	456	458	458	463	463	459
Conversão	€	675	589	676	608	490	511	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	458	403	443	368	338	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	132	92	73	66	95	91	136	110	121	121	125	126	

Avaliação

		2024										
TOTEX (b)	m€						28	58	87	113	139	135
Proveito Recuperado (a)	m€						22	62	99	129	152	163
Margem tarifa	%											21%
Δ = (a) - (b)	m€						-7	4	12	16	13	28
Acumulado	m€						-7	-2	10	25	39	67



VILA VELHA RODÃO	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rede	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ramais	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Infraestruturação / clientes	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conversão		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reconversão		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Segmento Novo	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipamento		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Montagem		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								0	0	0	0	0	0
Doméstico									0	0	0	0	0	0
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								0	0	0	0	0	0
Doméstico									0	0	0	0	0	0
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conversão		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reconversão		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rede	km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ramais	#	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BP <		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BP >		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
BP <		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BP >		0	0	0	0	0	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	#	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
BP <		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BP >		0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
MP		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	
BP <		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
BP >		0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	
MP		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	86 881,6	131 727,8	140 071,3	127 366,2	101 596,3	91 350,4	74 138,0	74 138,0	74 138,0	74 138,0	74 138,0	74 138,0	
BP <	/Pa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
BP >		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19 873,6	3 974,8	3 974,8	3 974,8	3 974,8	3 974,8	3 974,8	
MP		86 881,6	131 727,8	140 071,3	127 366,2	109 877,9	109 219,6	109 219,6	109 219,6	109 219,6	109 219,6	109 219,6	109 219,6	
Volume adicional	MWh								0	0	0	0	0	
BP <									0	0	0	0	0	
BP >									0	0	0	0	0	
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	173 763	263 456	280 143	254 732	203 193	228 376	222 414	222 414	222 414	222 414	222 414	222 414	
BP <		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
BP >		0	0	0	0	-16 563	9 937	3 975	3 975	3 975	3 975	3 975	3 975	
MP		173 763	263 456	280 143	254 732	219 756	218 439	218 439	218 439	218 439	218 439	218 439	218 439	

VILA VELHA RODÃO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Clientes / km rede	#	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Clientes / Ramal	#	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custo unit RS (€/m)	€	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
Custo unit Ramal (€)	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo unit infraestruturação (€)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conversão	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reconversão	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento Novos PA/Mkwh	€	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na

Avaliação										2024				
TOTEX (b)	m€									0	0	0	0	0
Proveito Recuperado (a)	m€									0	0	0	0	0
Margem tarifa	%													#DIV/0!
Δ = (a) - (b)	m€									0	0	0	0	0
Acumulado	m€									0	0	0	0	0

