

Lisboagás

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	18
02.4 Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN	19
02.5 Acompanhamento do PDIRD-GN (2017-2021)	22
03. CARATERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GN	24
03.1 Implantação e cobertura geográfica	26
03.2 Dados históricos da Concessão	28
04. CONTEXTO GEOGRÁFICO E CONJUNTURA SOCIOECONÓMICA.....	34
04.1 Distribuição GN no contexto Europeu.....	36
04.2 Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa	37
04.3 Contexto regional da concessão	40
05. ENQUADRAMENTO DA GESTÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO	44
05.1 Tipologia de projetos de investimento.....	47
05.2 Projetos de investimento em DN Ligação de novos PA	48
05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes	51
05.4 Projetos de investimento em outras atividades	51
06. PREVISÃO DE CONSUMOS DE GÁS NATURAL	52
06.1 Evolução de consumidores	55
06.2 Pressupostos da procura de GN	56
06.3 Projeção de consumos	60
07. PLANO DE INVESTIMENTO	62
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento	64
07.2 Caracterização do plano de investimento.....	65
07.2.1 Investimento em desenvolvimento de negócio projeto de ligação de novos PA.....	67
07.2.2 Investimento em infraestruturas existentes de distribuição	69
07.2.3 Investimento em outras atividades.....	71

07.2.4 Ligações à RNTGN	74
07.3 Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto	77
07.4 Avaliação do investimento.....	90
07.4.1 Evolução dos principais indicadores	91
07.4.2. Avaliação global do impacto do plano	95
07.4.3 Análise Individual por projeto de DN de cada concelho.....	99

08 ANEXOS 102

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 Lisboagás, 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 Lisboagás 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	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Investimento DN - Ligação de clientes	24.214	58%	25.551	51%	1.337	6%
Outros Investimentos em Infraestruturas	8.766	21%	10.475	21%	1.709	19%
Investimento em Outras Atividades	8.613	21%	13.628	27%	5.015	58%
Total	41.593	100%	49.654	100%	8.061	19%

O investimento para o próximo quinquénio é superior ao anterior PDIRD-GN para o período 2017-2021 em cerca de 8,1 M€, que representa um acréscimo anual de 1,6 M€.

A rubrica do investimento em “Outras Atividades” deve-se à necessidade de investimento em sistemas de informação, *upgrade* da base cartográfica, renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa e TPE's.

02.1 Enquadramento legislativo do PDIRD-GN

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

Os ORDs devem elaborar, nos anos pares, um PDIRD-GN. Este deve basear-se na caracterização técnica das redes e na oferta e procura, atuais e previstas, aferidas com base na análise do mercado, e que devem estar coordenados com o PDIRGN e ter em conta o objetivo de facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura.

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

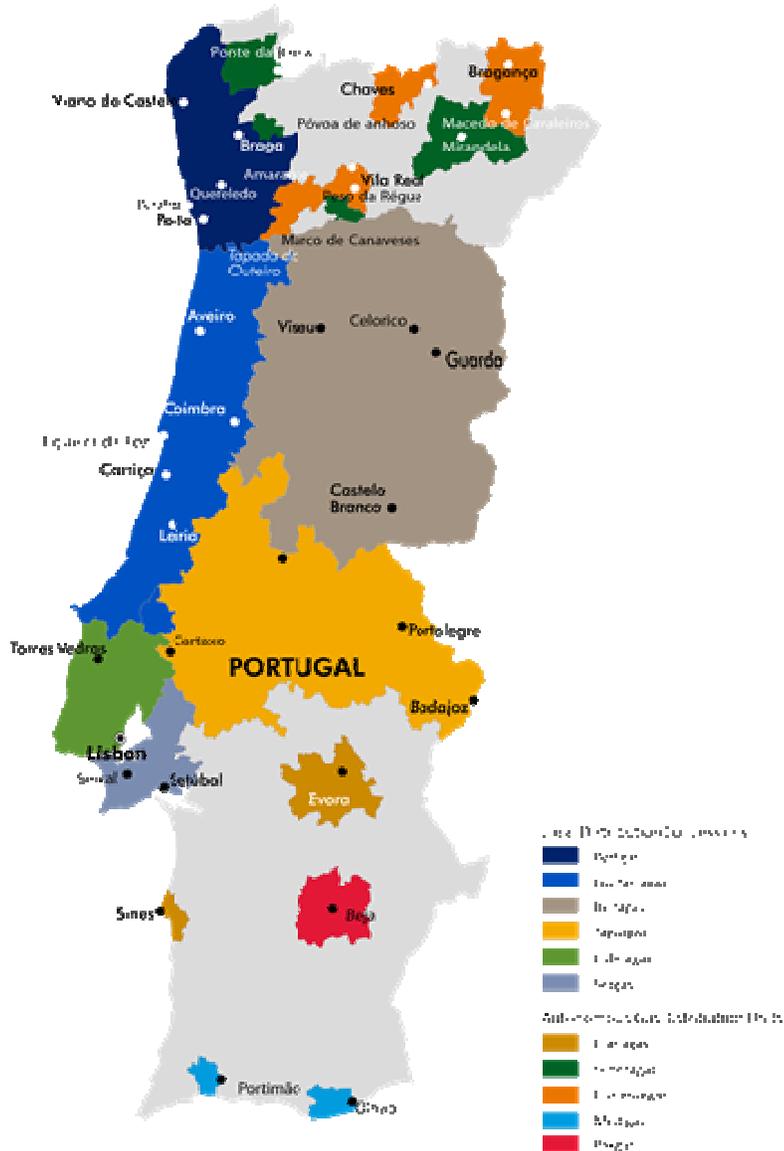
O plano de investimento e os seus objetivos têm em consideração as obrigações do ORD previstas no Contrato de Concessão, na legislação nacional e nos regulamentos do setor, especialmente no RRC e RARII.

- ◊ **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.



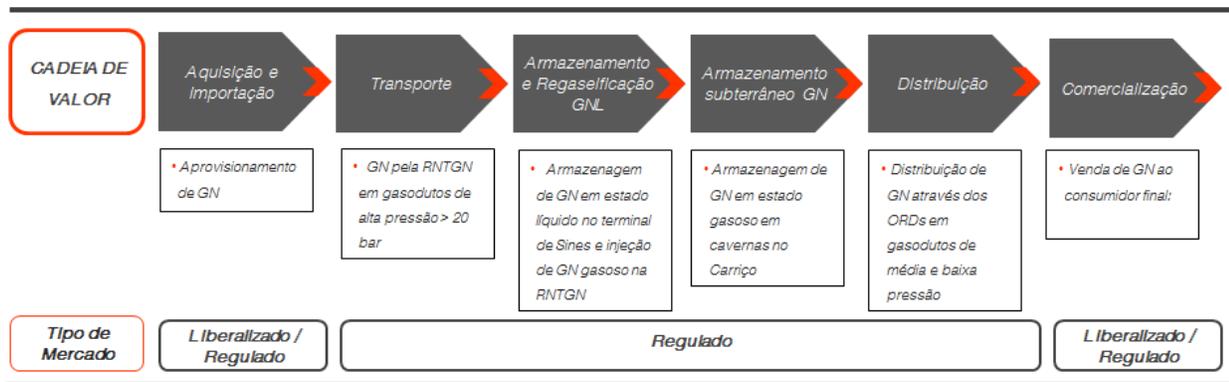
Estas empresas podem ser agrupadas em 3 grupos de acordo com as suas especificidades e o ano de início da atividade de distribuição.

- 🔗 4 empresas com atividade de ORD que formalizaram as suas concessões no ano de 1993: LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás.
Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás pertencem ao grupo GGND.
- 🔗 2 empresas integradas (ORD + CURr) que iniciaram a concessão em 1998: Beiragás e Tagusgás.
A Beiragás pertence ao grupo GGND.
- 🔗 5 empresas integradas (ORD + CURr) de menor dimensão, têm a sua atividade regida por licenças locais de distribuição atribuídas entre os anos 2002 e 2008: Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás.
Dianagás, Duriensegás, Medigás e Paxgás pertencem ao grupo GGND.



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

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



02.3 Caracterização da atividade de distribuição de GN

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

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

A Lisboagás 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 Lisboagás 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 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 Lisboagás, 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.

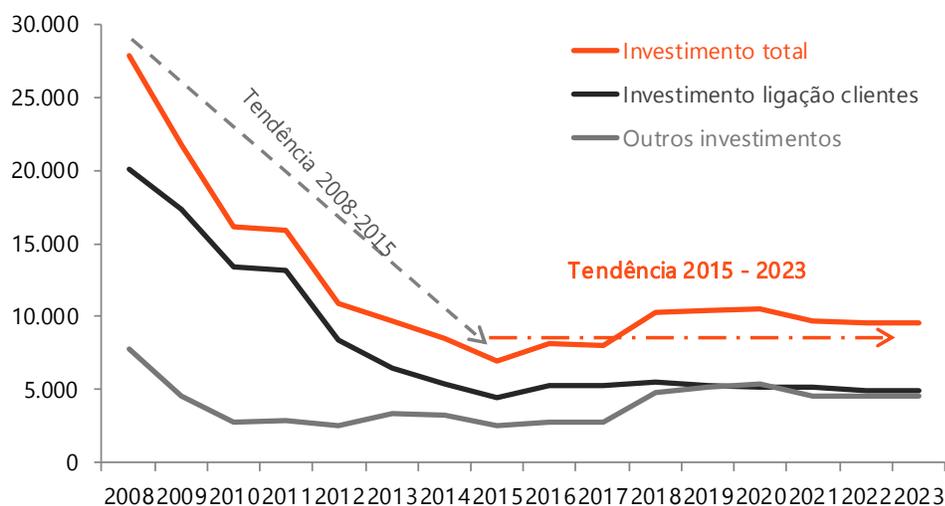
Este esforço de nivelamento do investimento anual favorece igualmente a estabilidade de todas as empresas envolvidas, nomeadamente quanto à manutenção de postos de trabalho locais relacionados com as atividades que suportam o investimento do ORD.

O investimento programado da Lisboagás, 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 **9,2 M€** para o período 2015-2023, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **27,9 M€**, ou seja, menos 67% 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	5.291	5.199	91	2%
Outros Investimentos em Infraestruturas	1.542	1.639	-97	-6%
Investimento em Outras Atividades	1.200	1.280	-79	-6%
Total	8.033	8.118	-85	-1%

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.

O investimento realizado ficou praticamente alinhado com o previsto, contudo foi possível ligar mais 5% de clientes face ao plano.

Quadro 3

Realização Física	Real	PDIRD-GN	Varição	
PA ligados no ano	5.854	5.598	256	5%
PA totais	532.448	534.804	-2.356	0%
Volume total (MWh)	4.565.197	4.709.503	-144.306	-3%

O volume ficou 3% abaixo da projeção para 2017 devido sobretudo ao comportamento do segmento de consumo mais baixo (BP<) decorrente das condições climatéricas.

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.”

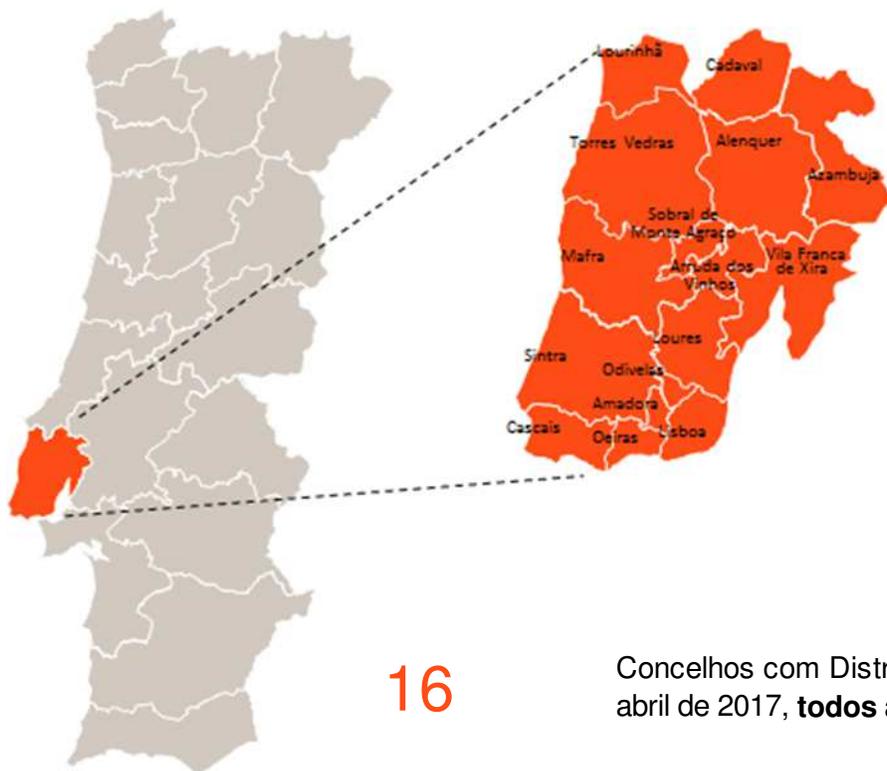
(Fonte: Contrato de Concessão)

03.1 Implantação e cobertura geográfica

A Concessão da LisboaGás abrange 16 concelhos dos quais 12 já têm distribuição de GN disponível para todos os segmentos de mercado (residencial, terciário e grandes consumidores). Encontra-se em curso a ligação à área urbana do concelho de Arruda dos Vinhos e em avaliação o concelho de Sobral de Monte Agraço.

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Alenquer	304	142	43.267	23.574
Amadora	24	7.362	175.136	88.002
Arruda dos Vinhos	78	172	13.391	6.705
Azambuja	263	83	21.814	11.918
Cadaval	175	81	14.228	8.749
Cascais	97	2.120	206.479	108.998
Lisboa	101	5.044	506.892	323.076
Loures	167	1.226	205.054	99.262
Lourinhã	147	175	25.735	17.035
Mafra	292	263	76.685	42.895
Odivelas	27	5.446	144.549	69.198
Oeiras	46	3.774	173.149	86.056
Sintra	319	1.196	381.728	182.673
Sobral de Monte Agraço	52	195	10.156	5.297
Torres Vedras	407	195	79.465	45.285
Vila Franca de Xira	318	430	136.886	65.075

Fonte INE: Censos 2011



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.

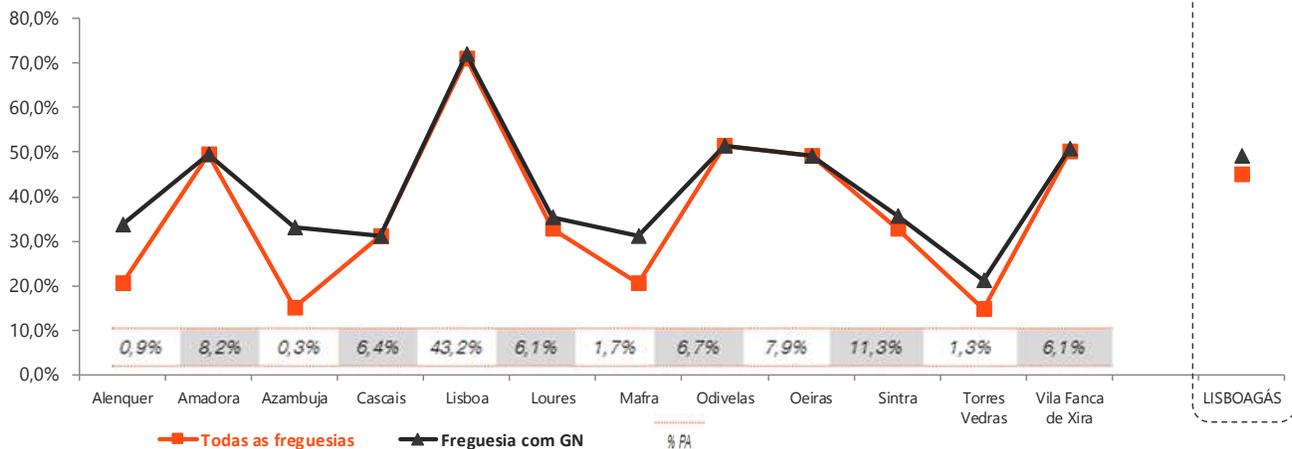
O gráfico 2 reflete o nível de cobertura dos 16 concelhos da área de concessão da Lisboagás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

A taxa de cobertura foi apurada com base na informação dos pontos de abastecimento ligados e número de alojamentos familiares⁴ existentes em

⁴ Fonte: INE – Censos 2011

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).

Quadro 4

(unid.)	RP	PRM	RS	Ramais	Pontos de Abastecimento Ativos	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG
	kms	#	kms	#	#	#
Alenquer	4	1	95	1.218	4.857	GRMS 1189 / 1319 / 1259
Amadora	2	1	272	6.877	43.450	GRMS 1209
Azambuja	5	0	42	715	1.784	GRMS 1259
Cadaval	0	2	2	0	1	GRMS 1369
Cascais	4	0	606	12.658	33.933	GRMS 1209
Lisboa	6	5	1.192	46.947	229.964	GRMS 1209
Loures	30	1	286	5.991	32.406	GRMS 1209 / 1229 / 1239 / 1279
Mafra	2	0	193	2.443	8.789	GRMS 1209
Odivelas	0	3	186	5.097	35.537	GRMS 1209
Oeiras	7	5	432	10.644	42.247	GRMS 1209
Sintra	40	5	684	14.251	60.141	GRMS 1209
Torres Vedras	17	2	153	2.193	6.663	GRMS 1369
Vila Franca de Xira	21	0	259	5.554	32.676	GRMS 1189 / 1279 / 1239 / 1189 / 1229 / 1209 / 1259
Total	138	25	4.402	114.588	532.448	

 Investimento Anual

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

Quadro 5

Investimento (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Investimento DN - Ligação de clientes	5.354	4.419	5.300	5.291	5.480
Outros Investimentos em Infraestruturas	2.188	1.483	1.499	1.542	2.006
Investimento em Outras Atividades	1.008	1.042	1.300	1.200	2.759
Total	8.549	6.944	8.099	8.033	10.246

⁵ Os valores de 2018 são previsionais

O detalhe do investimento em DN (Desenvolvimento de Negócio) de Ligação de novos Pontos de Abastecimento (PA), do investimento em infraestruturas existentes e os outros investimentos é ilustrado, respetivamente nos quadros 6, 7 e 8.

Quadro 6

Investimento DN - Ligação de clientes (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Secundária	2.048	2.483	3.414	3.146	3.025
Ramais	474	448	441	464	422
Conversões e reconversões	2.496	1.241	1.220	1.188	1.284
Contadores / cadeias medida	335	247	225	492	749
Total	5.354	4.419	5.300	5.291	5.480
Novos clientes de GN (#)	6.586	4.895	4.800	5.853	4.686
Conversões e reconversões (#)	4.010	2.427	2.546	3.008	3.173
Rede Secundária (kms)	29	32	42	33	36
Ramais (#)	1.144	1.021	1.032	1.048	875

Quadro 7

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Primária (construção)	581	0	0	0	0
Rede Primária (outos: PRM, Servidões, ...)	355	123	54	33	60
Anelagens e reestruturação	148	292	552	469	748
Renov. Rede e ramais	1.104	1.068	894	1.040	1.199
Total	2.188	1.483	1.499	1.542	2.006

Quadro 8

Investimento em Outras Atividades (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Renovação contadores / redutores	652	605	595	564	1.388
Sist. Informação	311	92	36	52	320
Edifícios e construções	0	0	0	0	0
Proj. Cadastro	0	0	18	45	42
Outros	44	345	651	539	1.010
Total	1.008	1.042	1.300	1.200	2.759

 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	505 402	508 696	511 402	513 311	516 270
Terciário	14 689	15 904	16 683	17 822	18 569
Indústria	1 251	1 294	1 291	1 315	1 335
Total	521 342	525 894	529 376	532 448	536 174

Quadro 10

Pontos de Abastecimento por nível de pressão (#)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	520.091	524.600	528.084	531.130	534.839
BP>	1.197	1.234	1.235	1.260	1.277
MP	54	60	57	58	58
AP	0	0	0	0	0
Total	521.342	525.894	529.376	532.448	536.174

 Quantidades de gás distribuídas|

Quadro 11

Volumes veiculados por nível de pressão
(GWh)

	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	1.467	1.480	1.461	1.454	1.521
BP>	749	768	720	788	804
MP	2.629	2.420	2.440	2.323	2.311
AP	0	0	0	0	0
Total	4.846	4.667	4.620	4.565	4.636

 Consumos médios por nível de pressão|

Quadro 12

Consumo médio por nível de pressão
(MWh/PA)

	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	2,83	2,83	2,78	2,75	2,85
BP>	630	632	583	632	634
MP	48.689	42.449	41.707	40.404	40.404
AP	0	0	0	0	0
Total	9,33	8,91	8,76	8,60	8,68

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

04. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica



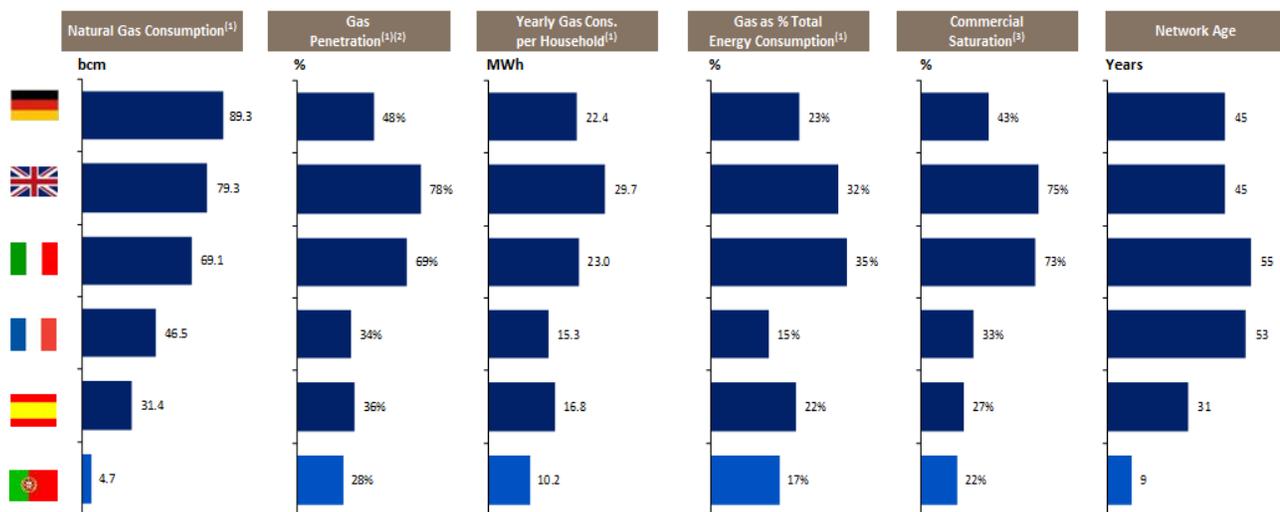
“O Gás Natural é uma solução energética de referência a nível europeu para os setores terciário e industrial devido aos seus benefícios.”

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

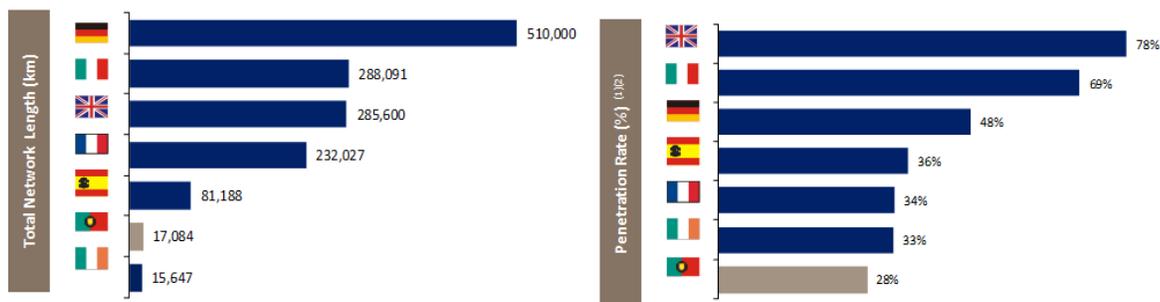
(1) Source: Eurogas Statistical report 2014.

(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

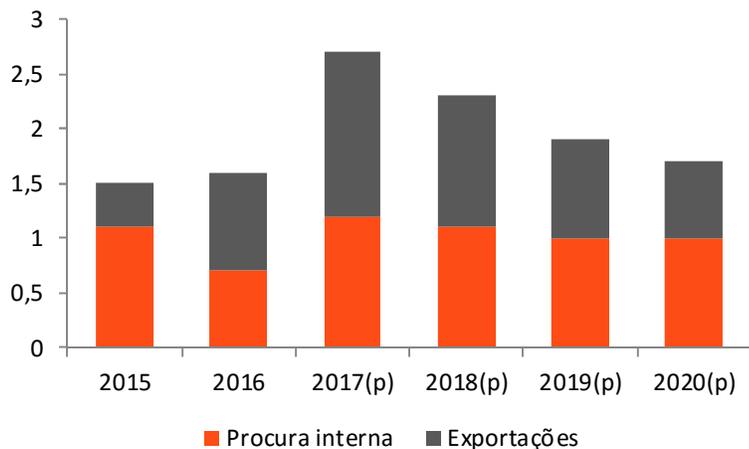
De acordo com as projeções para a Economia Portuguesa do INE e do Banco de Portugal é esperado um desaceleramento moderado da atividade económica.

◀ 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

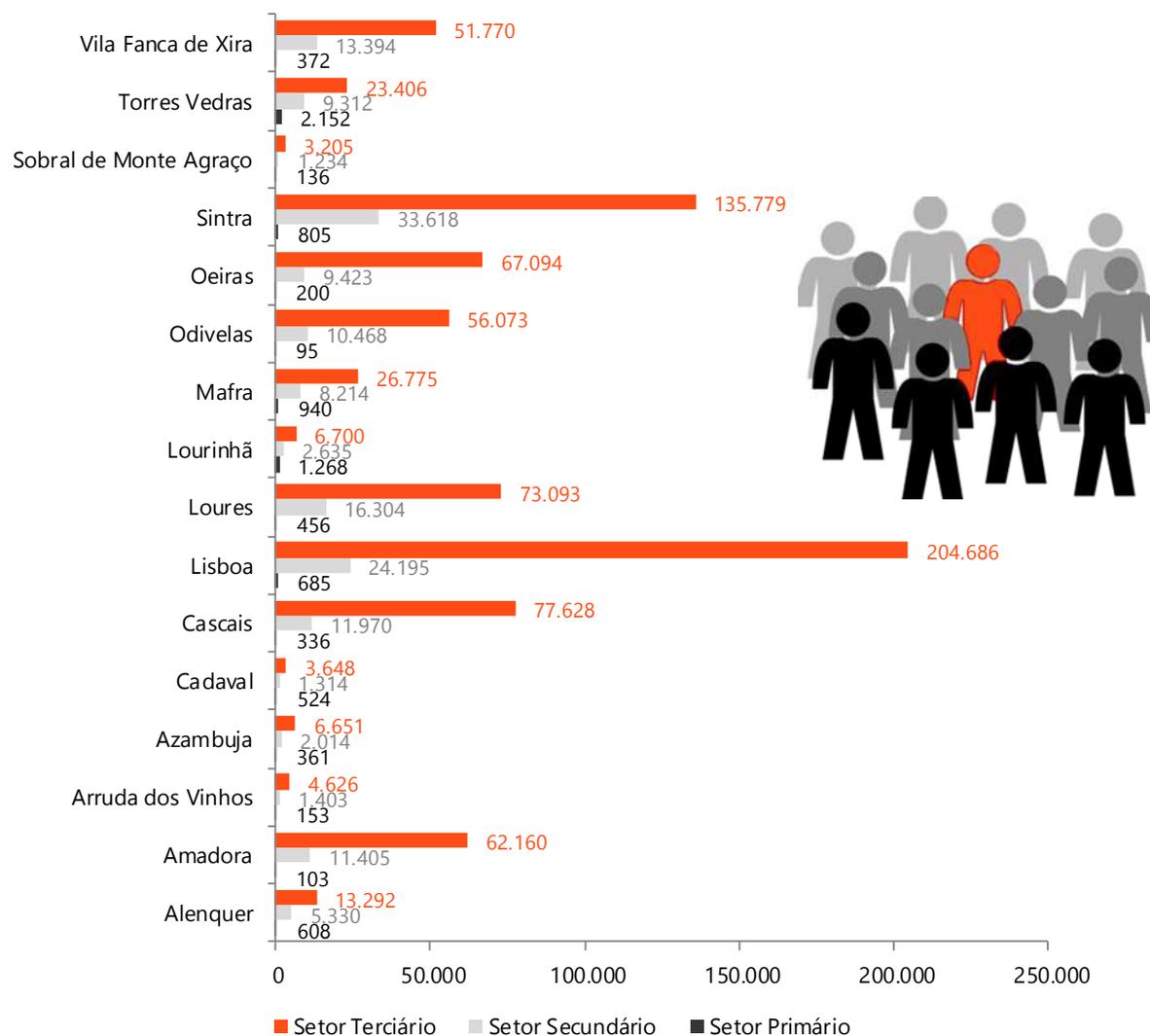
	Pesos 2016	BE dezembro de 2017					BE outubro 2017	BE junho 2017		
		2016	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)	2020 ^(p)	2017 ^(p)	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)
Produto Interno Bruto	100	1,50	2,60	2,30	1,90	1,70	2,50	2,50	2,00	1,80
Consumo Privado	66	2,10	2,20	2,10	1,80	1,70	1,90	2,30	1,70	1,70
Consumo Público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



Fonte - Pordata - censos 2011

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de concessão da Lisboagás. Como é possível observar, 83% da população presta atividade no setor terciário, 16% presta atividade no setor secundário e apenas 1% da população serve no setor primário da economia.

Investimento

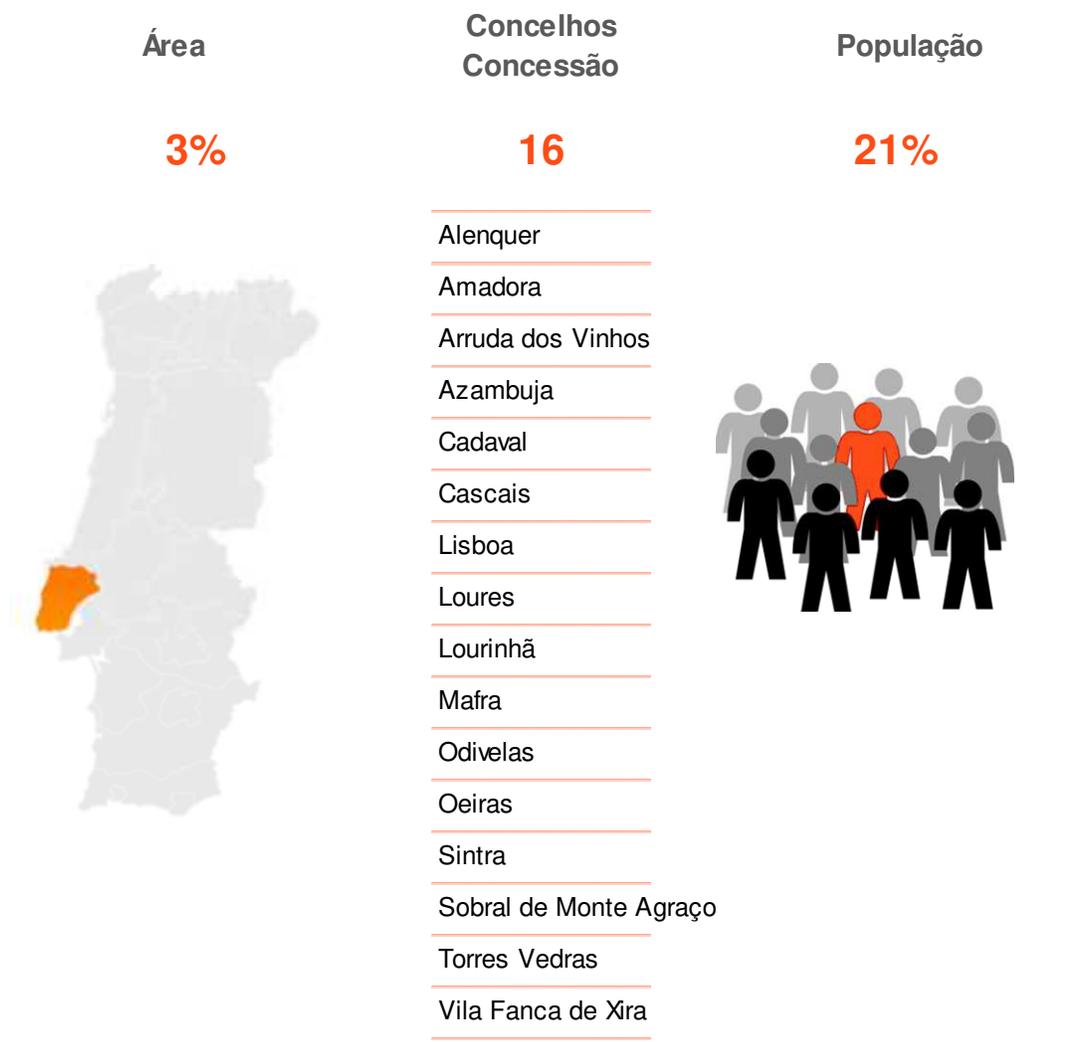
Na sequência da aceleração da FBCF para 8,3%, prevê-se que esta mantenha um ritmo de crescimento significativo, embora progressivamente mais

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 Lisboagás abrange 16 concelhos e numa área de 2.800 km², e possui uma população de cerca de 2,2 milhões de habitantes, que representa, respetivamente, 3% do território nacional e 21% da população total.

Peso da Região no país



A Concessão da Lisboagás abrange 16 Concelhos e numa área de 2.800 km², e possui uma população de cerca de 2,2 milhões de habitantes, que representa respetivamente, 3% do território nacional e 21% da população total.

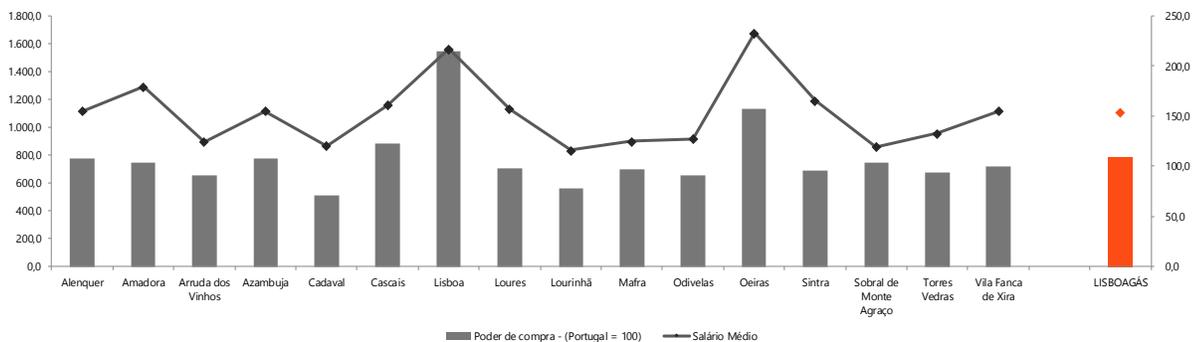
Empresa concessionária para a distribuição de gás natural em 16 concelhos em que cuja área faz parte da Região de Lisboa e Vale do Tejo.

O distrito de Lisboa limita a norte com o distrito de Leiria, a leste com o distrito de Santarém, a sul com o distrito de Setúbal e a oeste com o oceano Atlântico.

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 Lisboagás.

Gráfico 7

Poder de Compra e Salário Médio (€)

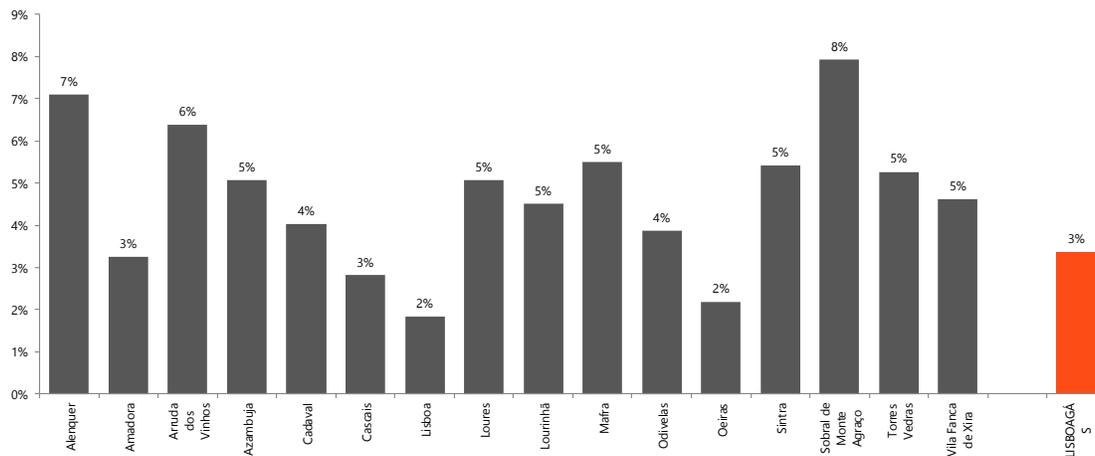


Fonte: Pordata

O gráfico 8 apresenta o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da área de concessão da Lisboagás. Este tipo de empresas representa uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Lisboagás. Conforme se pode verificar, os concelhos de Sobral de Monte Agraço e Alenquer são os concelhos que apresentam um maior peso da indústria transformadora no tecido empresarial de cada Concelho, enquanto os concelhos de Lisboa e Oeiras são os que apresentam um menor peso. A área de concessão da Lisboagás contribui com cerca de 14% da indústria transformadora nacional.

Gráfico 8

Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)



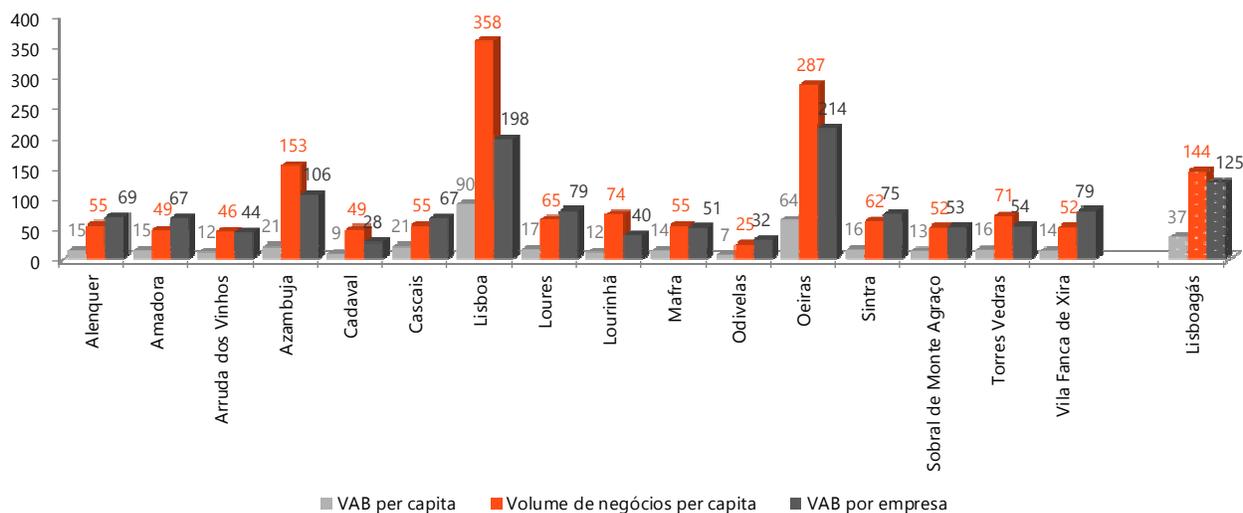
Fonte: Pordata

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 de concessão da Lisboagás. Da análise pode-se concluir que os concelhos de Lisboa e Oeiras são aqueles que apresentam os indicadores mais elevados. Os concelhos de Odivelas e Cadaval são os que apresentam os indicadores mais baixos.

O VAB produzido na área de concessão da Lisboagás representa cerca de 42% 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

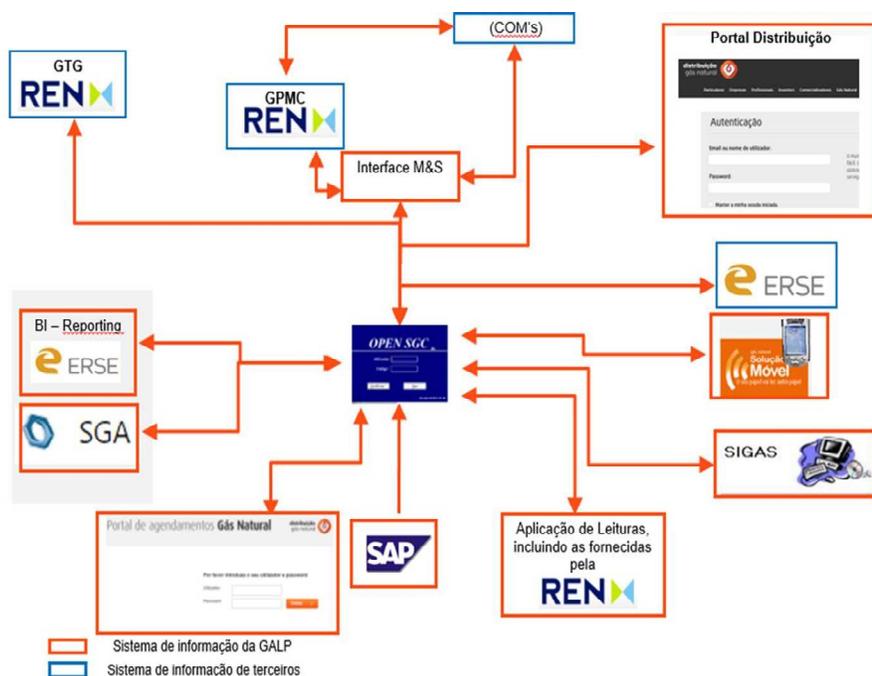


“A decisão de investimento baseia-se em um racional económico e num contexto de preocupação da sustentabilidade do sistema considerando as variáveis que condicionam o nível das tarifas (custos, investimento, pontos de consumo e volumes de GN).”

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 (serviços técnicos nos locais de consumo e sistema de emergência) que permite a obtenção de sinergias com impacto 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 dos serviços técnicos aos locais de consumo e do sistema de prevenção e emergência. Por essa razão, tanto a definição do nível de investimento anual como a sua calendarização anual, resultam do balanceamento entre as necessidades de investimento e os seus impactes no sistema tarifário.

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

05.1 Tipologia de projetos de investimento

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

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

O objetivo do investimento de expansão do mercado de GN consubstancia, quer resulte de pedido de acesso à rede ou da atividade de expansão para a otimização comercial dos ativos da distribuição, na disponibilização de GN a novos clientes através:

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

◀ Investimento em infraestruturas existentes ou outras infraestruturas|

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

◀ Investimento em outras atividades|

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

05.2 Projetos de investimento em DN| Ligação de novos PA

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

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

◀ Segmento de mercado com consumo anual inferior a 10 mil 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

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 (<0,01% dos pontos de entrega, mas >50% do consumo total)

SNGN, considerando que para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

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

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



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

Esta atividade contribui ainda para a criação e manutenção de elevado número de postos de trabalho, nomeadamente que requerem qualificações adequadas.

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

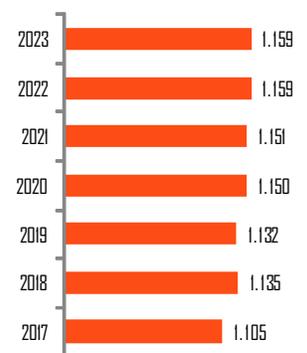
Este *driver* de investimento está condicionado por características específicas de cada área geográfica dos ORDs e potenciais futuras expansões.

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

Gráfico 10

Investimento DN / novo cliente ligado (€)



⁷ Conforme mencionado no ponto 7.3

nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

◀ Mercado industrial e grandes consumidores

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

05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes

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

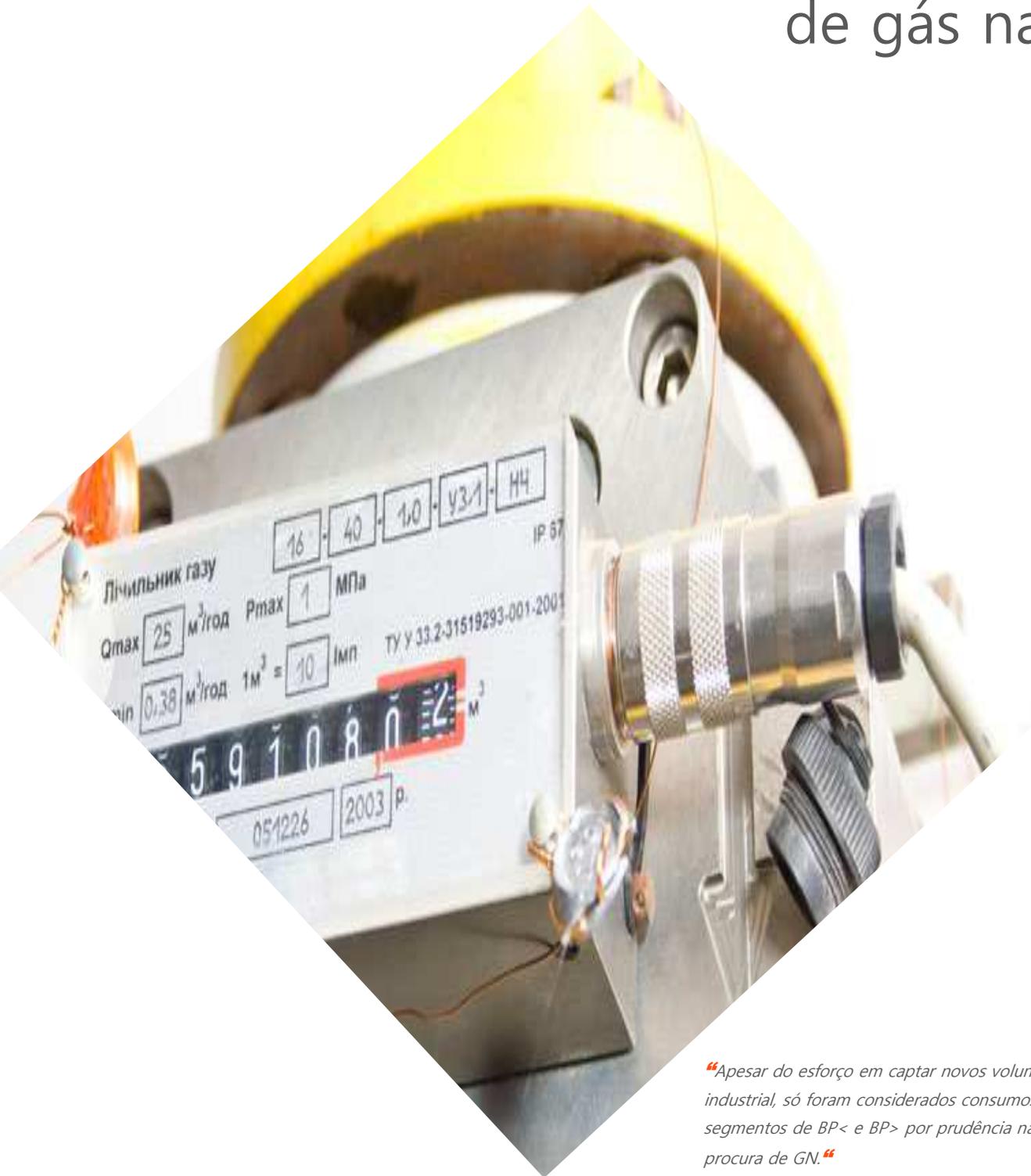
Da avaliação técnica suportada na apreciação dos riscos e do desempenho dos equipamentos, decorre a identificação de necessidade de intervenção no ativo, por forma a assegurar a sua manutenção ou substituição.

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

05.4 Projetos de investimento em outras atividades

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

06. Previsão de consumos de gás natural



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

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

◀◉ Evolução da quantidade de pontos de abastecimento ligados à rede condicionada]

◉ Pelo acréscimo de PAs associados ao plano de investimento.

Apesar do esforço comercial dirigido ao setor industrial, na captação de novos volumes, por prudência nas projeções, nomeadamente ao nível do impacte na tarifa num cenário mais desfavorável e da eficiência do investimento em ligação de novos consumidores, apenas foram considerados novos clientes nos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>). A eventual ligação de novos grandes consumidores tem um impacte marginal no investimento face ao volume aportado.

◉ Pela redução de pontos de consumo por rescisão de contrato. Foi somente considerada a saída de pontos de consumo dos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>). Admite-se que as saídas e as entradas de consumidores de outros níveis de pressão, em termos de volumes, se compensam, o que está refletido no comportamento relativamente estável dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição ao longo dos últimos anos.

◉ Perfil de consumo unitário por nível de pressão]

As projeções de consumo foram elaboradas assumindo-se uma estabilidade nos perfis de consumo por nível de pressão.

Os perfis têm um comportamento diferenciado por cada ORD, considerando as condições específicas de cada região em termos de consumo médio. Para além disso verificam-se variações entre concelhos do mesmo ORD.

Para limitar o impacte das variações anuais dos consumos médios devidos a fatores conjunturais, nomeadamente quanto à variação das condições climatéricas, foi considerado, para efeito de projeções, um valor de consumo médio apurado com base na média dos valores reais verificados no período 2013-2017 para cada concelho.

O acréscimo de consumo induzido pelo investimento de desenvolvimento de negócio previsto no PDIRD-GN 2019-2023 resulta da entrada dos novos pontos de abastecimento, considerando os perfis unitários de consumo por nível de pressão de cada região (concelho), nos pressupostos enunciados de prudência assumido para avaliação do 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<	531.130	534.839	4.616	4.584	4.583	4.366	4.366	22.515
BP>	1.260	1.277	18	18	18	14	14	82
MP	58	58	0	0	0	0	0	0
Total	532.448	536.174	4.634	4.602	4.601	4.380	4.380	22.597

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

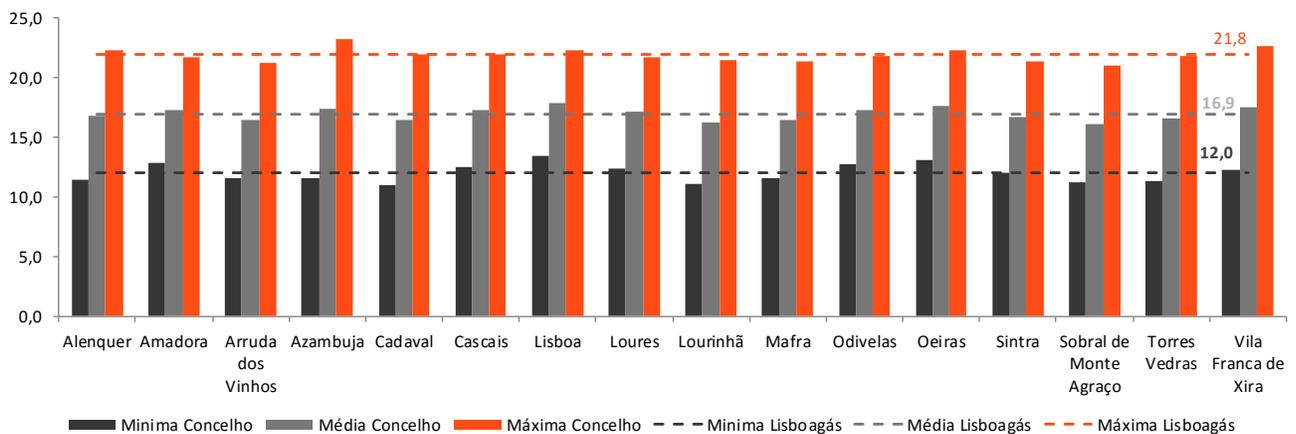
A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

◀ Condicionamentos transversais

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

Gráfico 12

Nível de temperatura na área de concessão (°C)



Fonte: INE

- ◀ A distribuição de gás natural é um serviço público mas que concorre no mercado com **alternativas energéticas** com forte poder negocial que decorre de uma maior liberdade que permite concretizar políticas comerciais agressivas com oferta de soluções energéticas e produtos que concorrem diretamente com o gás natural.
- ◀ A **saída de consumidores** de gás natural do sistema, tanto nos segmentos residenciais como das empresas. A viabilidade económica das indústrias e empresas de serviços, nomeadamente do ramo alimentar e da restauração, cuja falta de sustentabilidade tem levado ao encerramento de pontos de abastecimento com perdas de volume veiculado nas redes de distribuição. Foi assumida uma perda líquida anual de 0,2% da base de clientes.

Quadro 15

Saída de PA (#)	2019	2020	2021	2022	2023	Total
BP<	1.076	1.084	1.090	1.099	1.104	5.453
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
Total	1.076	1.084	1.090	1.099	1.104	5.453

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

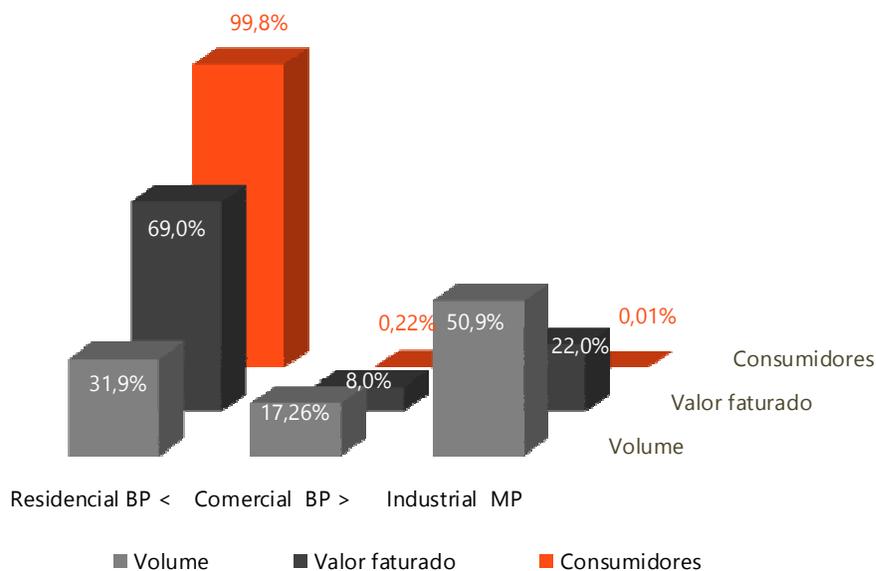
 Condicionismos regionais|

-  **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 Lisboagás.

Gráfico 13

Estrutura de consumidores GN



O gráfico acima ilustra o peso significativo do segmento industrial no volume distribuído, representando cerca de 51% do volume total, apesar de representar

somente 22% da faturação. De realçar que o segmento BP< contribui em cerca de 69%, para o total da faturação, sendo o segmento com maior contributo para a recuperação da tarifa.

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.

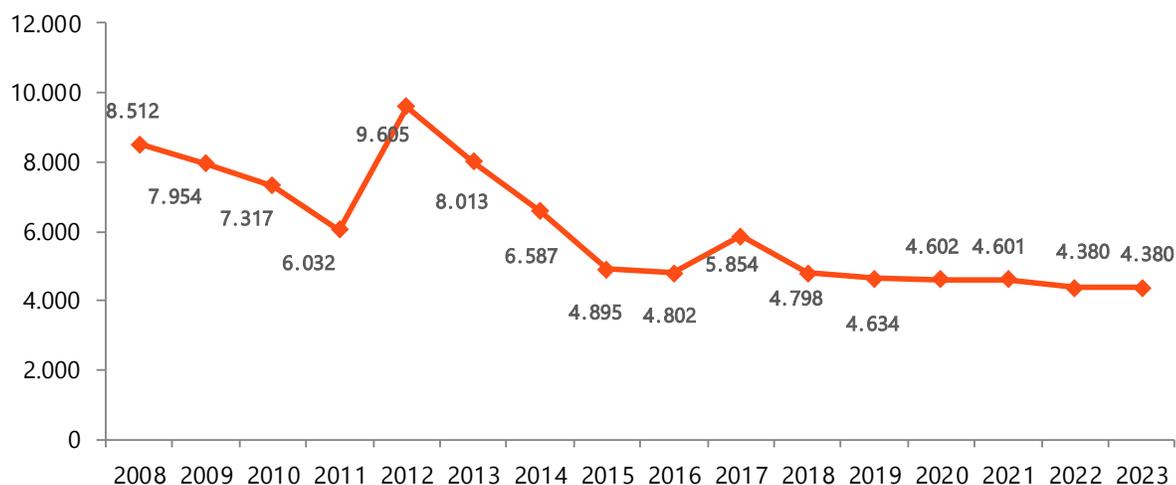
Quadro 16	Freguesia com GN - 2017	Freguesia com GN - 2023
 Alenquer	33,9%	35,8%
 Amadora	49,4%	50,3%
 Arruda dos Vinhos	0,0%	27,8%
 Azambuja	32,9%	34,6%
 Cadaval	0,0%	0,0%
 Cascais	31,1%	33,9%
 Lisboa	72,1%	72,5%
 Loures	35,3%	38,1%
 Lourinhã	0,0%	0,0%
 Mafra	31,3%	38,5%
 Odivelas	51,4%	52,3%
 Oeiras	49,1%	52,1%
 Sintra	35,7%	37,4%
 Sobral de Monte Agraço	0,0%	25,7%
 Torres Vedras	21,2%	23,5%
 Vila Franca de Xira	50,9%	53,0%
LISBOAGÁS	49,0%	51,0%

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

A projeção de novos pontos de abastecimento e conseqüentemente a evolução dos consumos reflete o estado de desenvolvimento do projeto de expansão de infraestruturas. O gráfico 14 reflete o notório abrandamento do esforço de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento.

Gráfico 14

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



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

Quadro 17

Consumo médio (MWh/PA)	2014 R	2015 R	2016 R	2017 R	2018 P	2019	2020	2021	2022	2023
BP<	2,83	2,83	2,78	2,75	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
BP>	630	632	583	632	634	634	634	634	634	634
MP	48.689	42.449	41.707	40.404	40.404	40.404	40.404	40.404	40.404	40.404
Total	9,33	8,91	8,76	8,60	8,68	8,66	8,65	8,63	8,62	8,60

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

06.3 Projeção de consumos

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

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

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

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

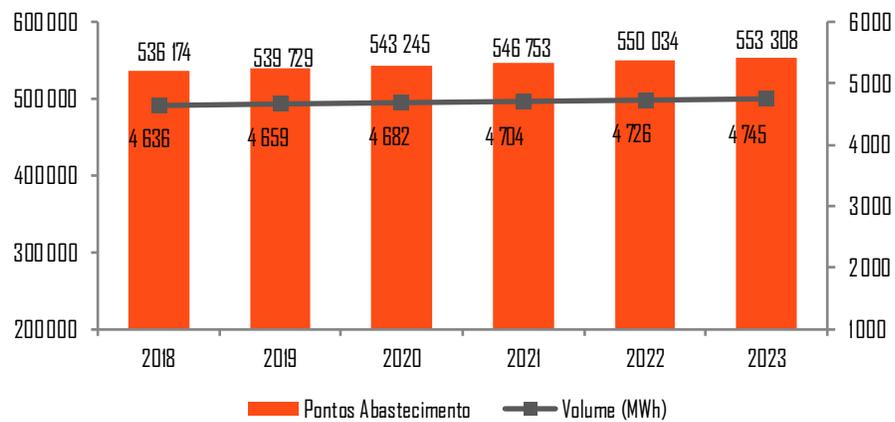
Apesar do esforço reforçado para captar volumes de potenciais clientes industriais, por prudência só foram considerados consumos nos segmentos do doméstico, do terciário e do pequeno industrial nos níveis de pressão BP< e BP>, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos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

Quadro 18

Fornecimento de GN (GWh)	2014 R	2015 R	2016 R	2017 R	2018 P	2019	2020	2021	2022	2023
BP<	1 467	1 480	1 461	1 454	1 521	1 532	1 542	1 552	1 562	1 571
BP>	749	768	720	788	804	816	828	841	853	863
MP	2 629	2 420	2 440	2 323	2 311	2 311	2 311	2 311	2 311	2 311
Total	4 846	4 667	4 620	4 565	4 636	4 659	4 682	4 704	4 726	4 745

Gráfico 15

PA (#) e Volume (MWh)



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.”

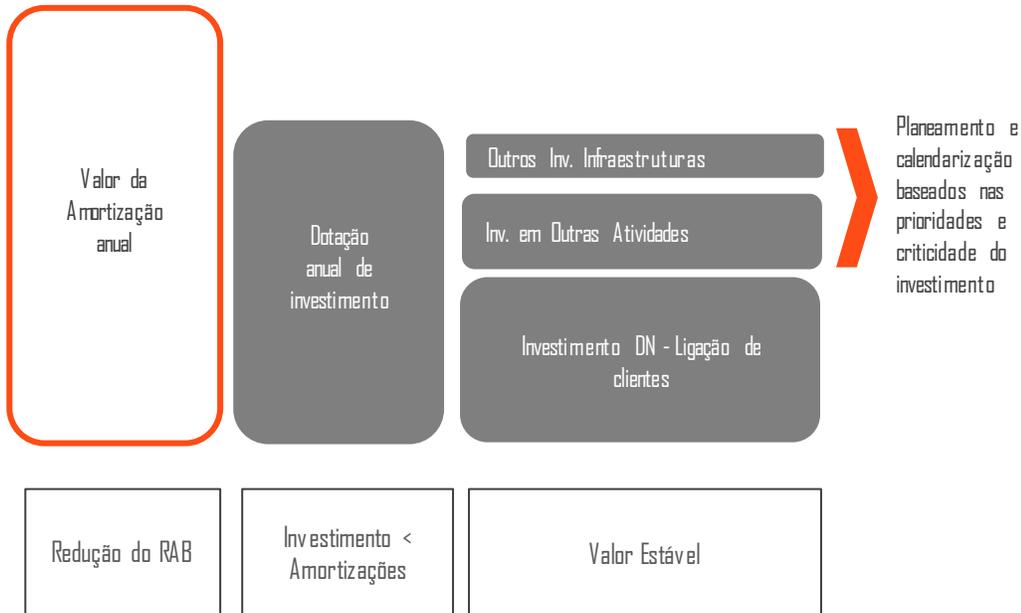
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

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 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

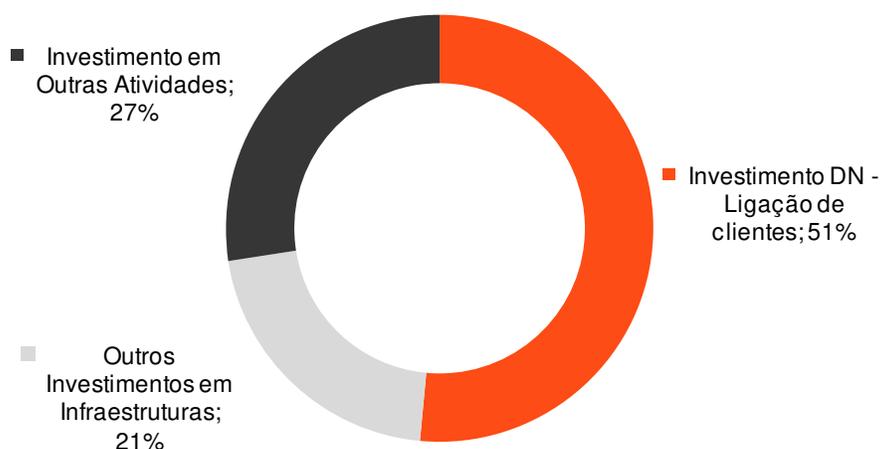
Investimento (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento DN - Ligação de clientes	5.291	5.213	5.156	4.946	4.946	25.551
Outros Investimentos em Infraestruturas	2.074	2.315	2.026	2.030	2.030	10.475
Investimento em Outras Atividades	3.028	3.033	2.479	2.544	2.544	13.628
Total Investimento	10.393	10.561	9.662	9.519	9.519	49.654
Investimento não remunerado	720	717	626	733	733	3.531
Total Investimento remunerado	9.672	9.843	9.036	8.786	8.786	46.123

O impacte do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 3,5 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 22.597 novos pontos de consumo com a construção de 165 quilómetros rede de distribuição e 3.710 ramais nos 14 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	2.911	2.862	2.818	2.710	2.710	14.010
Ramais	393	350	364	346	346	1.798
Infraestruturação / clientes	1.263	1.282	1.256	1.213	1.213	6.228
<i>Conversão</i>	584	474	515	520	520	2.614
<i>Reconversão</i>	679	808	741	693	693	3.614
Contadores / cadeias medida	724	718	718	677	677	3.515
Total	5.291	5.213	5.156	4.946	4.946	25.551

Quadro 21

Agregados operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Novos clientes de GN	#	4.634	4.602	4.601	4.380	4.380	22.597
Rede Secundária (kms)	km	34	34	33	32	32	165
Ramais (#)	#	815	725	750	710	710	3.710
Infraestruturação / clientes	#	3.089	3.269	3.147	3.013	3.013	15.531
<i>Conversão</i>	#	1.078	875	950	960	960	4.823
<i>Reconversão</i>	#	2.011	2.394	2.197	2.053	2.053	10.708

Quadro 22

Métricas operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Inv DN / Cliente	€ / PA	1.142	1.133	1.121	1.129	1.129	1.129
Rede / Cliente	mts / PA	7,4	7,3	7,2	7,3	7,3	7,3
Clientes / km rede	PA / km	135	136	139	137	137	137
Clientes / Ramal	PA	5,69	6,35	6,13	6,17	6,17	6,17

Quadro 23

Custos unitários	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede	€/ metro	84,5	84,8	84,9	85,0	85,0	85,0
Ramal	€	482,5	483,3	484,9	486,7	486,7	486,7
Infraestruturação	€	408,9	392,2	399,2	402,7	402,7	402,7
<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	€	158,00	158,03	158,03	155,69	155,69	157,12

🔍 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	72	77	82	95	84	85	85	85	85	85
Ramal	€	415	439	427	443	482	483	483	485	487	487

🔍 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.
- ◀ Renovação de redes e ramais.

Quadro 25

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede Primária (outros: Servidões, ...)	60	60	60	60	60	300
RS - Anelagens e Reestruturação	387	507	215	216	216	1.542
Rede Secundária - PRP	48	48	48	48	48	240
Rede Secundária - Outros	380	380	380	380	380	1.900
Renovação de Rede e Ramais	1.199	1.319	1.323	1.326	1.326	6.493
Total	2.074	2.315	2.026	2.030	2.030	10.475

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*.

A principal rubrica de investimento consiste no projeto de renovação de redes e ramais. Este projeto de renovação de rede, descrito nos seus fundamentos e opções no PDIRD 2017-2021, desenvolve-se essencialmente no concelho de Lisboa e em franjas de concelhos contíguos servidos pela rede que distribuía gás de cidade, antes da introdução do gás natural. O projeto visa substituir a rede antiga, construída com materiais e tecnologias ultrapassadas, por forma a melhorar as condições de segurança e de integração com as redes de construção recente dos concelhos limítrofes.

A seleção da rede a renovar é feita com base num macro plano, complementada com informação sobre a condição do ativo e das obras promovidas pelas camaras municipais, inserindo-se nas duas linhas de desenvolvimento referidas no PDIRD 2017 – 2021:

- Possibilitar o *upgrade* faseado da pressão de funcionamento da rede de 1.5 bar para 4 bar (nominal);

- Substituir troços da rede de 22 mbar construídos com materiais obsoletos.

Com esta orientação foram substituídos em 2017, 5,8 km de rede 22 mbar, estimando-se faltarem ainda cerca de 50 km, em troços descontínuos, de aço sem proteção catódica e de ferro dúctil, espalhados pelo conselho de Lisboa e conselhos limitrofes.

Foram também substituídos 2,7 km de rede de 1.5 bar e retirados 25 sifões.

Estas ações permitiram já subir para 4 bar uma pequena extensão de rede na zona da Amadora (cerca de 4 km) e retirar de serviço o PRP 1001, o mais pequeno dos 5 PRMs instalados para abastecer a rede de 1.5 bar de Lisboa durante a mudança de gás de cidade para GN.



A azul – Gasoduto de 2º escalão da Lisboagás

A magenta – Rede originalmente alimentada a 4 bar

A verde – Rede a 1.5 bar e 22 mbar

A vermelho – Rede convertida para 4 bar

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	1.492	1.504	1.226	1.458	1.458	7.138
Investimento remunerado	881	895	708	821	821	4.126
Investimento não remunerado	611	609	518	637	637	3.012
Sistemas Informação	185	185	185	185	185	925
Equipamento de Transporte	345	331	62	83	83	905
Proj. Cadastro	42	42	42	42	42	210
TPE's	658	668	678	688	688	3.381
Outros	305	303	286	88	88	1.069
Total	3.028	3.033	2.479	2.544	2.544	13.628

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 **52%** 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.

Em **2017** o valor desta rubrica representa **7%** do total do investimento do ano contra os **14%** em **2019**. **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.

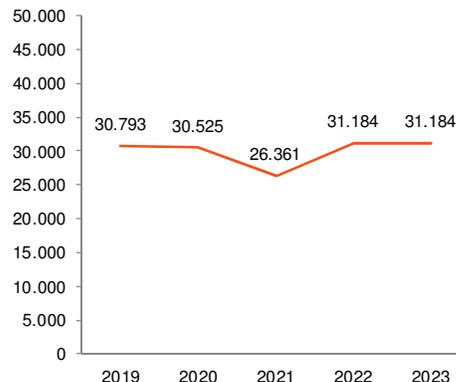
O gráfico 18 representa a evolução do plano de substituição de contadores.

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.

Está em curso a avaliação do projeto de anelagem da infraestrutura de distribuição dos concelhos situados a sul da concessão para assegurar a redundância de abastecimento. Este projeto não foi considerado nesta proposta de PDIRD-GN.

A Lisboagás é a maior distribuidora nacional em número de pontos de entrega – cerca de 530,000 – dos quais 510,000 estão localizados nos concelhos sul da concessão – Sintra, Cascais, Oeiras, Amadora, Odivelas, Loures, Vila Franca de Xira e Lisboa.

Devido à localização geográfica da concessão e ao traçado do gasoduto de transporte, todos estes pontos de abastecimento são abastecidos apenas por três GRMSs – GRMS de Frielas, GRMS de Alpriate e GRMS de Bucelas – todas dependentes do ramal da rede de transporte que parte da zona do Carregado para sul.

As três GRMSs referidas não estão diretamente interligadas pela rede de média pressão. Comunicam apenas pelas redes de 4 bar, pelo que não constituem alternativas umas às outras. Em todo o caso as capacidades publicadas pelo ORT tornam claro que a GRMS de Frielas não tem alternativa, pois a capacidade desta GRMS é praticamente o dobro da capacidade das duas restantes juntas.

No concelho de Vila Franca há outros pontos de entrega da REN, mas alimentam ramais industriais, que transitaram do ORT para a Lisboagás no âmbito do *unbundling* e não têm ligação com a rede de 4 bar.

Nestas condições verifica-se que:

1. Cerca de 477,000 pontos de consumo (excluindo os pontos de consumo do concelho de Vila Franca de Xira) estão dependentes da GRMS de Frielas, sem qualquer alternativa;
2. Cerca de 510,000 clientes (incluindo os pontos de consumo do concelho de Vila Franca de Xira) estão dependentes de um gasoduto da REN, que não tem qualquer redundância.

A situação constitui a maior fragilidade da rede da Lisboagás e, muito provavelmente, a maior fragilidade do Sistema Nacional de Gás Natural.

A situação decorrente de um eventual acidente no gasoduto Carregado – Lisboa, da REN, ou na rede de 20 bar que deriva da GRMS de Frielas, pode colocar em causa o abastecimento de GN. Com efeito, para além da indústria afetada, incluindo uma vidreira, a reposição do serviço à enorme quantidade de clientes, agrava pelo facto de que grande parte dos 220,000 pontos de consumo de Lisboa não terem reguladores de segurança – a distribuição a 22 mbar dispensa-os, quer nos prédios, quer os fogos – seria uma tarefa bastante demorada.

Com estas considerações a Lisboagás está a efetuar um estudo prévio das hipóteses que se afiguram mais razoáveis para mitigar o risco identificado:

Hipótese A – Retoma do projeto de anelagem através do ramal de Torres Vedra;

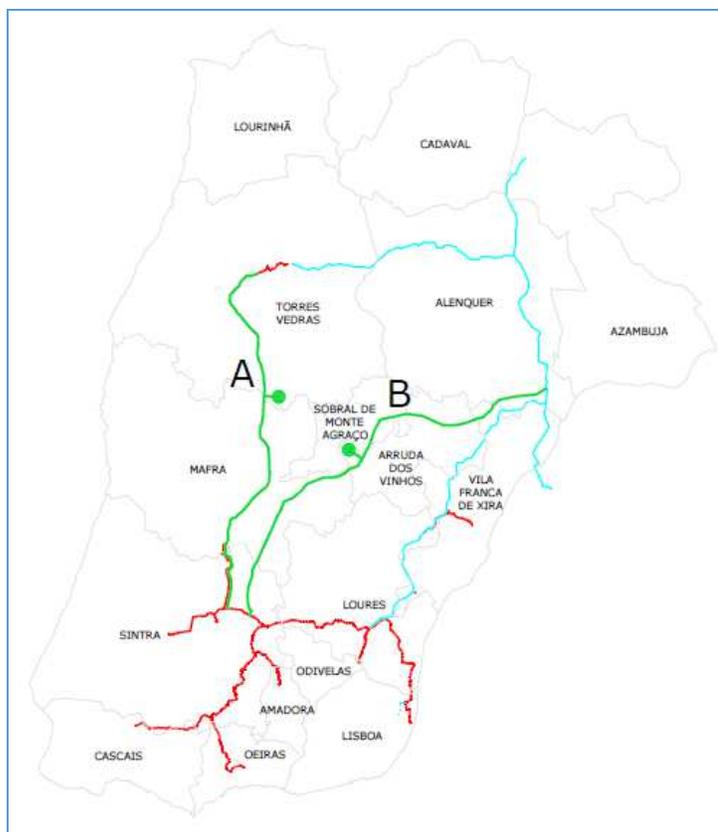
Hipótese B – Realização de anelagem a partir do gasoduto da REN, na zona do Carregado.

A hipótese A implicaria a substituição, ou reforço, do ramal de Torres Vedras da REN, para além da construção de um gasoduto de 2º escalão entre Torres Vedras e Sintra, com 35 km e 400 mm de diâmetro

A hipótese B implicaria a construção de um gasoduto de 2º escalão, entre o Carregado e Sintra, com 40 km e 400 mm de diâmetro.

A realização de qualquer destes projetos permitiria criar uma redundância efetiva ao gasoduto atual da REN e à GRMS de Frielas e deveriam incluir um PRM sensivelmente a meio, por forma a reforçar o abastecimento de Torres Vedras, de Mafra e de Arruda dos Vinhos.

Os dois projetos estão ilustrados no mapa seguinte.



A vermelho – Gasoduto de 2º Escalão actual da Lisboagás

A azul – Gasoduto de 1º Escalão actual da REN

A verde – Alternativas A e B acima descritas

Tendo em conta o valor do investimento e a importância para o SNGN, as diversas alternativas deverão ser objeto de discussão com o ORT, por forma a avaliar as soluções alternativas.

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

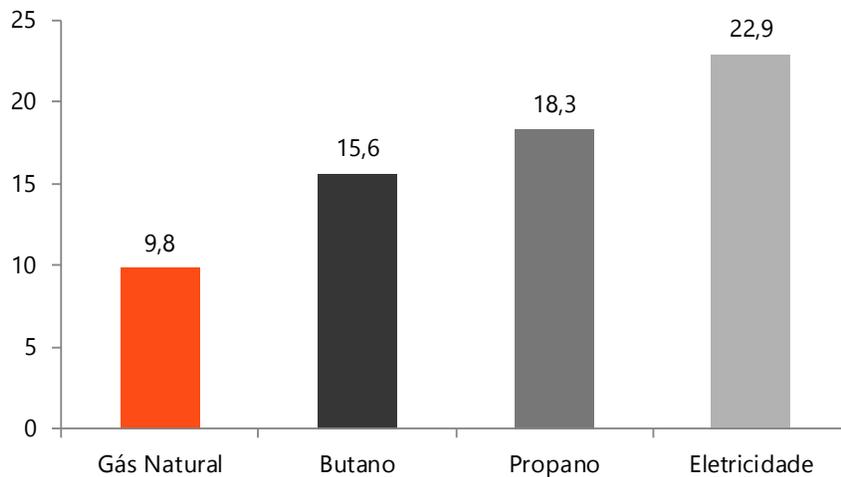
sistema leva à redução de consumo de GN com impacte negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de consumo.

🔗 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 *

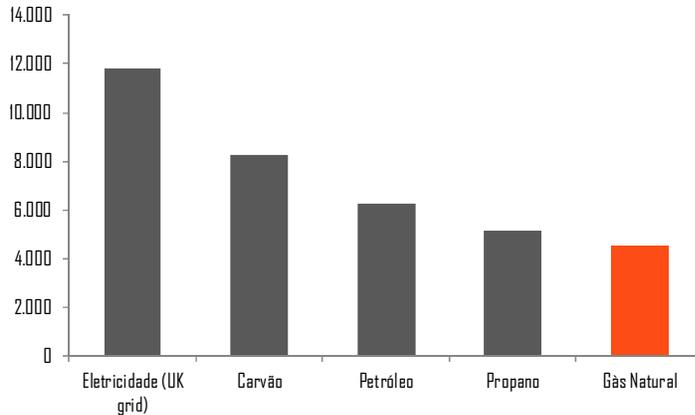
Fonte: Eurogás

Tratando-se do combustível fóssil mais limpo, o gás natural deverá manter um importante papel para uma economia de baixo carbono. Comparado com as restantes fontes de energia, o gás natural apresenta menores emissões de CO₂, contribuindo desta forma para uma menor degradação da camada do ozono e preservando o meio ambiente.

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

Gráfico 20

Emissões anuais de CO₂ para aquecimento de uma habitação (Kg)



Fontes: Eurogás

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

No anexo 08.4 e para o ano de 2017, são detalhados os impactos significativos e positivos, quanto à redução das emissões totais de CO₂, que resultam da substituição da utilização de combustíveis convencionais a favor da opção de GN.

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

Os projetos de investimento em ligação de novos pontos de consumo englobam uma dotação para o **desenvolvimento de mercado** que contribui para o incentivo à adesão ao GN. O investimento referido consiste na integração dos polos de consumo existentes com consumo anual inferior ou igual a 10 mil 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 comparticipação.

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 comparticipações mais favoráveis que as atuais. É também de referir que estas comparticipações fazem parte do investimento incluído no RAB para efeito de remuneração da atividade de distribuição até ao termo da 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 **187 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.

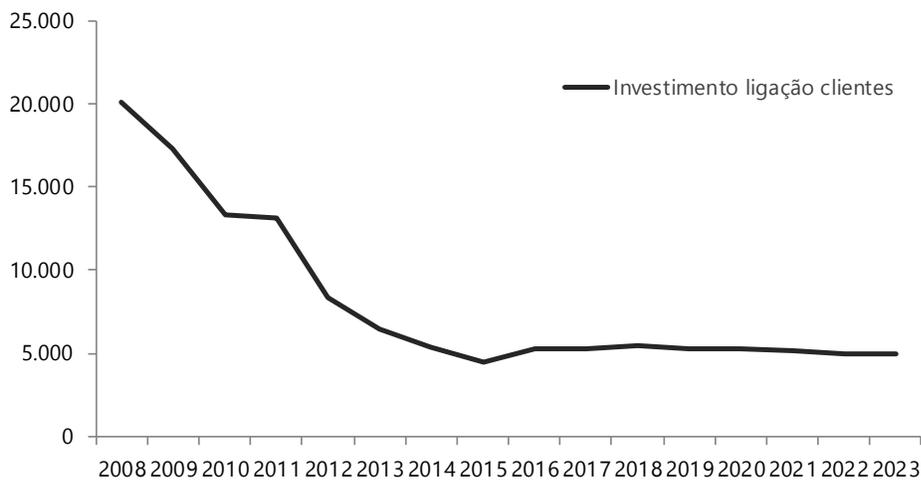
 **Manutenção de sinergias organizacionais** com impacte na contenção dos custos de operação da distribuição de GN.

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 de serviços de piquete, assistência técnica, serviços de interrupção e restabelecimento de fornecimento de GN e leituras de equipamentos de medição. Esta realidade decorre dos meios necessários à atividade de ligação de novos clientes (CAPEX) cuja capacidade instalada permite a obtenção de significativas sinergias de recursos para as atividades operacionais (OPEX) e que acabam por ser remuneradas somente pela sua componente variável que dependem da quantidade de serviços realizada.

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

Gráfico 21

Investimento ligação clientes (mil €)



*

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

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

Para manter os níveis de serviço atuais da operação corrente, seria necessário um incremento anual de custos na ordem de **685 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

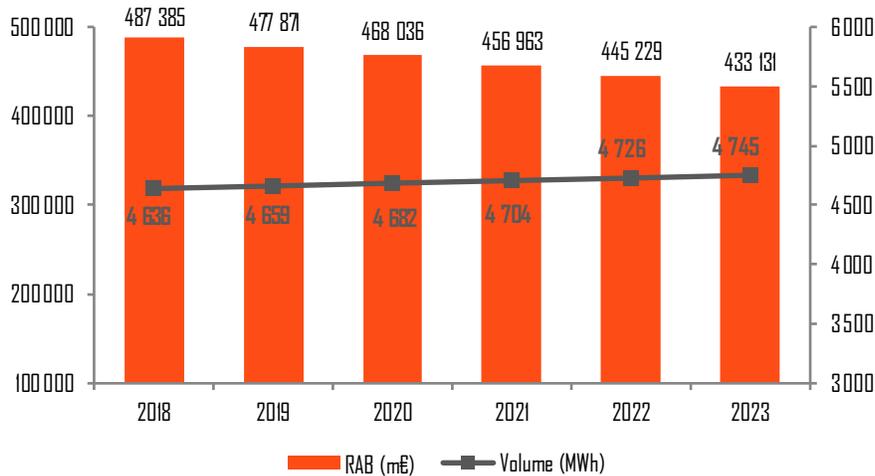
Esta evolução enquadra-se no princípio orientador da racionalidade económica dos investimentos como suporte da sustentabilidade tarifária do SNGN, permitindo uma expansão de mercado alicerçada na saturação dos locais já dotados de infraestruturização de distribuição de GN e na extensão gradual da cobertura 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 impacte favorável na tarifa de utilização da rede de distribuição.

07.4 Avaliação do investimento

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

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

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

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

$$TOTEX = CAPEX + OPEX$$



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

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

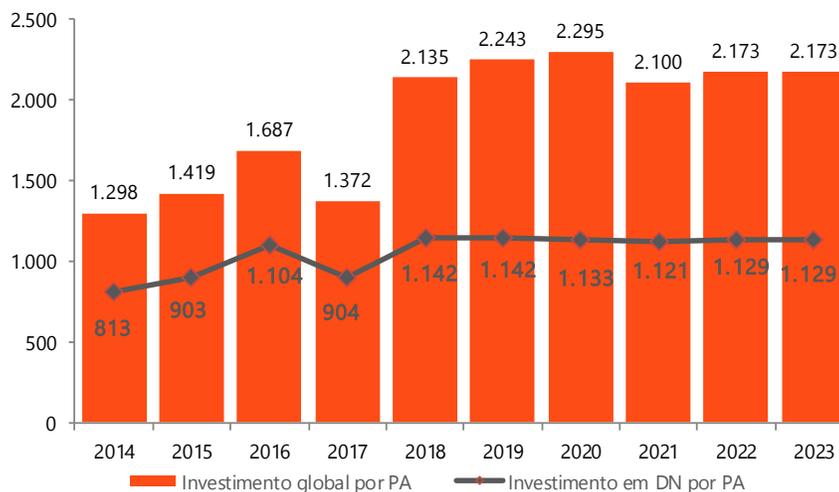
Tipologia do Investimento	Impacte na tarifa via	
	CAPEX	OPEX
Investimento DN - Ligação de clientes	SIM	SIM
Outros Investimentos em Infraestrutura	SIM	NÃO
Outros Investimentos	SIM	NÃO

07.4.1 Evolução dos principais indicadores

Investimento unitário por PA

Gráfico 23

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



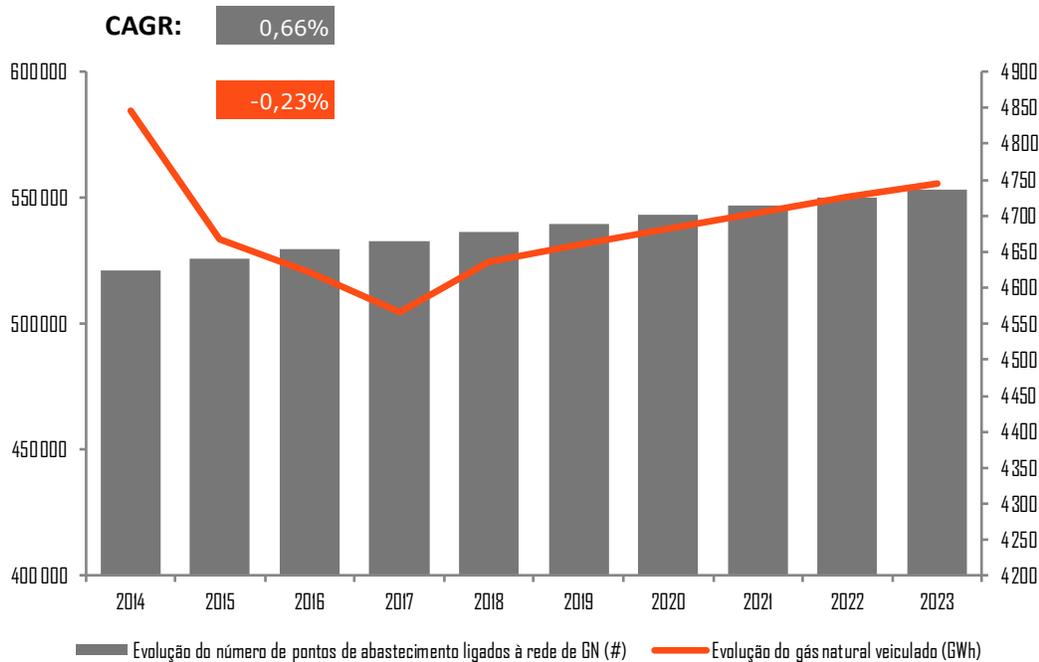
Apesar da redução do investimento em ligações de novos PA's, o custo unitário do investimento global mantém alguma estabilidade e com valores controlados. Este resultado decorre da cuidadosa calendarização anual dos investimentos e do equilíbrio na escolha dos projetos entre investimento de expansão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

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

◀🔍 Evolução do número de pontos de abastecimento ligados à rede de GN e do gás natural veiculado (GWh)

Gráfico 24

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

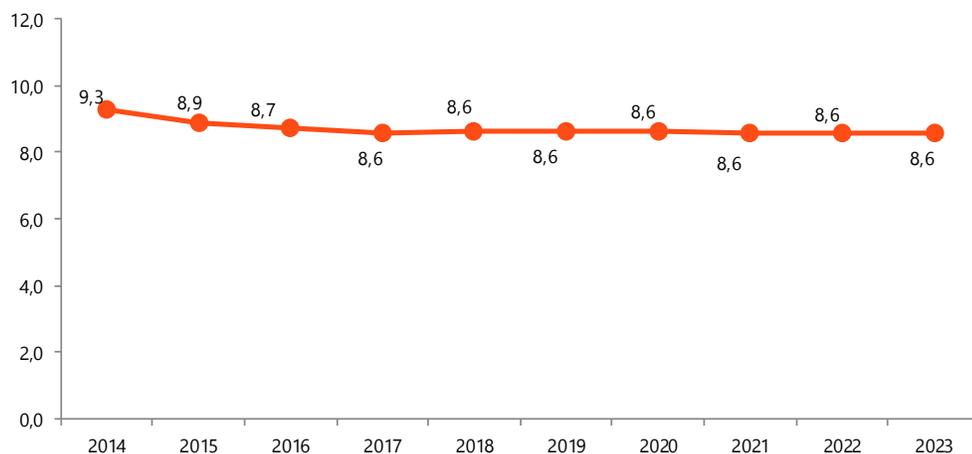


◀🔍 Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)

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

Gráfico 25

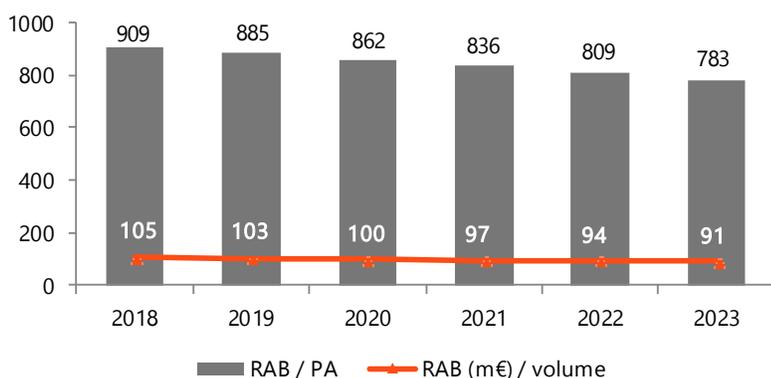
Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)



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

Gráfico 26

RAB / PA (euros)

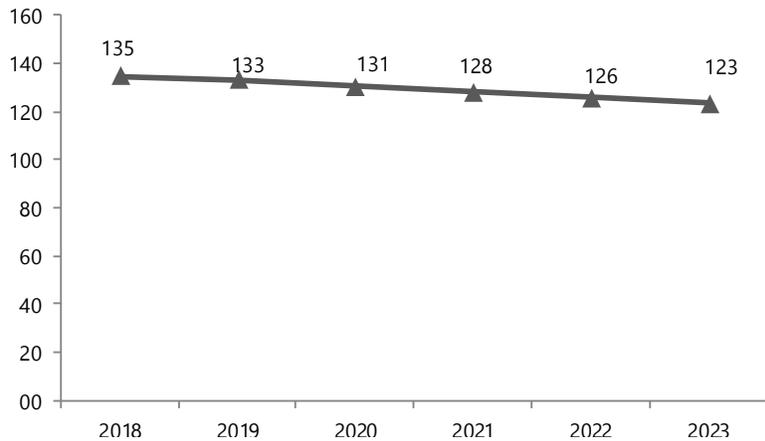


◀ Evolução TOTEX unitário por ponto de abastecimento

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

Gráfico 27

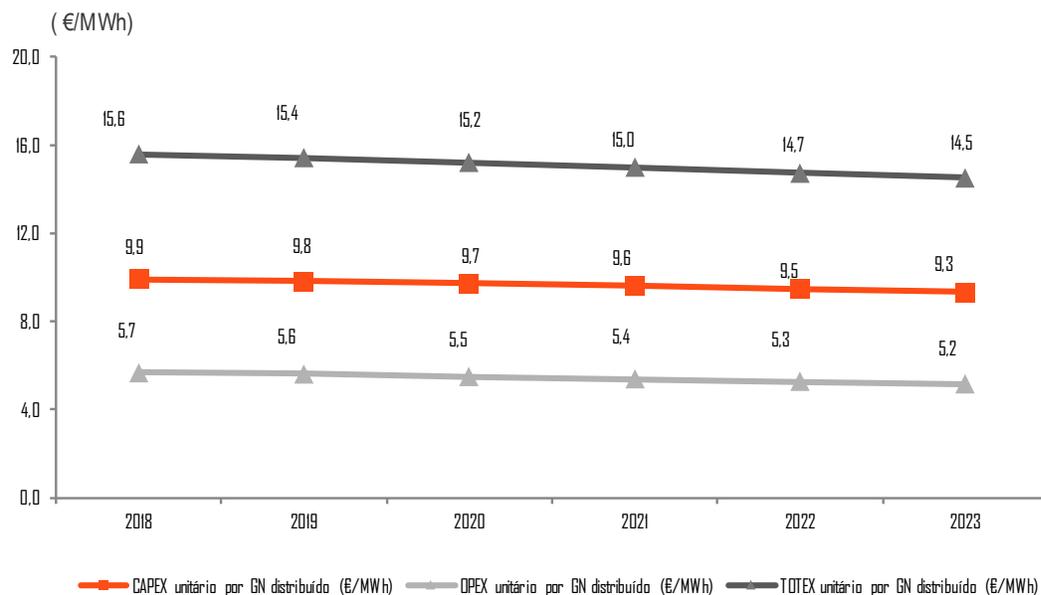
TOTEX unitário por cliente abastecido (€ / PA)



◀ 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 de estabilidade face ao valor registado no ano de 2018, 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.

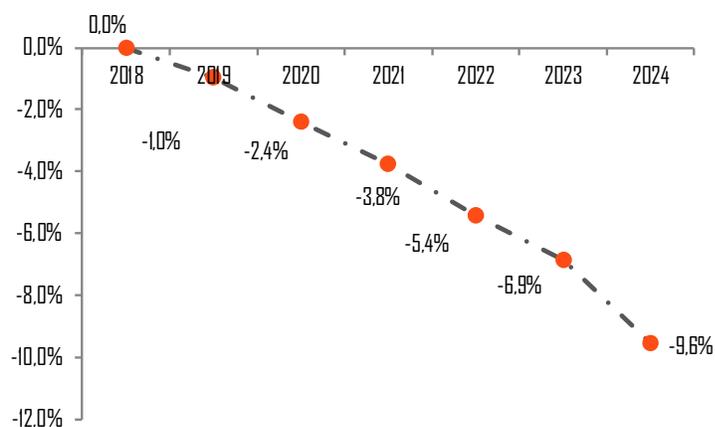
¹³ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2017-2018” - junho 2017

Quadro 27	2018
RAB (m€)	487.385
Taxa de remuneração do ativo	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	14.598
CAPEX (m€)	45.912
OPEX (m€)	26.338
TOTEX (m€)	72.250
Volume (MWh)	4.635.991
TOTEX / MWh	15,58

O gráfico 29 ilustra a evolução do diferencial acumulado do custo por unidade de energia com o investimento previsto na proposta de PDIRD-GN e confirma a tendência de redução na tarifa da componente remuneração do capital pela redução anual do valor do RAB remunerado considerando constante a taxa de remuneração ao longo do período.

Gráfico 29

Δ% Diferencial acumulado de custo unitário



Em 2024¹⁴ o custo unitário é de **14,11 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 1,47€ (-9,6%) face ao valor de partida de **15,58 €/MWh** do ano de 2018.

¹⁴ Ano cruzeiro

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.

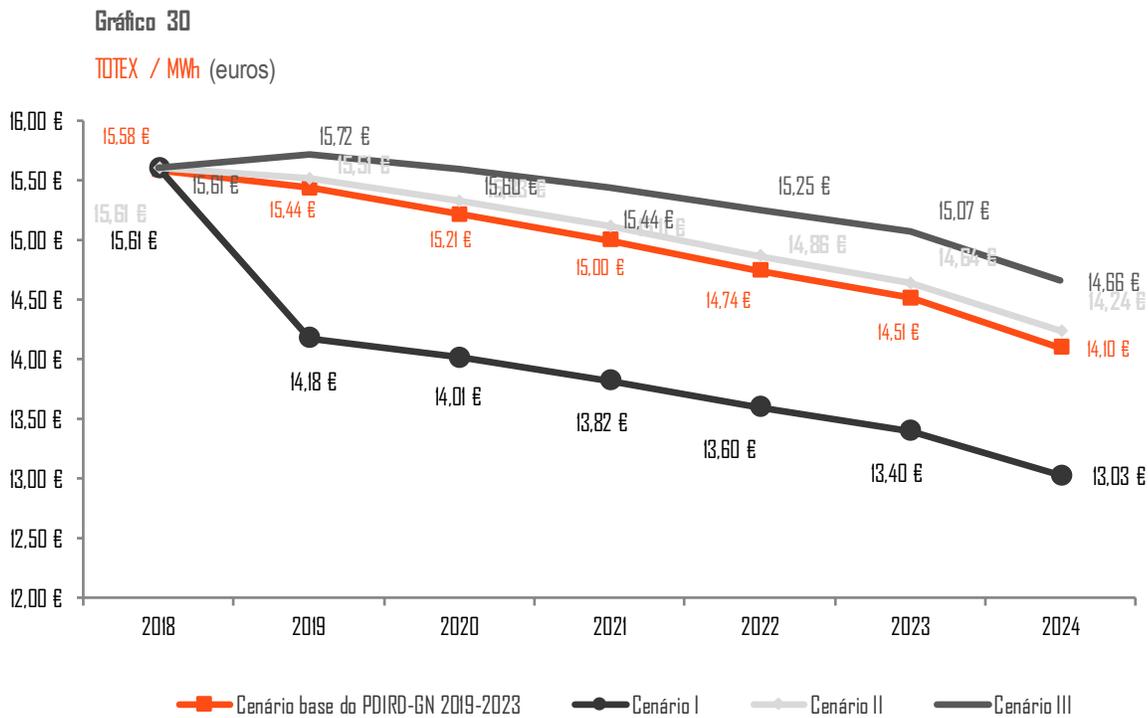
No cenário II, pressupõe-se que o consumo unitário por ponto de abastecimento registado em 2017 se manterá durante o período 2018 a 2023.

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.

Quadro 28	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RAB (m€)	487 385	477 871	468 036	456 963	445 229	433 131	412 261
Taxa de remuneração do ativo	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	14 598	15 090	15 438	15 874	16 139	16 522	16 363
CAPEX (m€)	45 912	45 793	45 509	45 234	44 745	44 351	42 851
Cenário base do PDIRD 2019-2023							
OPEX (m€)	26 338	26 127	25 717	25 316	24 918	24 527	24 038
TOTEX (m€)	72 250	71 920	71 226	70 550	69 663	68 878	66 889
Volume (MWh)	4 635 991	4 659 171	4 681 757	4 704 437	4 725 644	4 745 332	4 745 332
TOTEX / MWh	15,58	15,44	15,21	15,00	14,74	14,51	14,10
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,15 €	-0,22 €	-0,22 €	-0,25 €	-0,23 €	-0,42 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-0,95%	-1,44%	-1,43%	-1,70%	-1,54%	-2,89%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,15 € -	0,37 € -	0,59 € -	0,84 € -	1,07 € -	1,49 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-1,0%	-2,4%	-3,8%	-5,4%	-6,9%	-9,6%
CENÁRIO I							
CAPEX (m€)	45 912	45 793	45 509	45 234	44 745	44 351	42 851
OPEX (m€)	26 435	26 397	26 139	25 732	25 332	24 936	24 534
TOTEX (m€)	72 348	72 189	71 648	70 966	70 078	69 287	67 384
Volume (MWh)	4 635 991	5 092 171	5 113 478	5 134 719	5 154 369	5 172 430	5 172 430
TOTEX / MWh	15,61	14,18	14,01	13,82	13,60	13,40	13,03
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-1,43 €	-0,17 €	-0,19 €	-0,22 €	-0,20 €	-0,37 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-9,16%	-1,16%	-1,36%	-1,63%	-1,47%	-2,75%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	1,43 € -	1,59 € -	1,78 € -	2,01 € -	2,21 € -	2,58 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-9%	-10%	-11%	-13%	-14%	-17%
Cenário II							
CAPEX (m€)	45 912	45 793	45 509	45 234	44 745	44 351	42 851
OPEX (m€)	26 435	26 011	25 759	25 357	24 963	24 571	24 174
TOTEX (m€)	72 348	71 804	71 268	70 591	69 708	68 922	67 025
Volume (MWh)	4 635 991	4 628 936	4 649 962	4 670 924	4 690 305	4 708 107	4 708 107
TOTEX / MWh	15,61	15,51	15,33	15,11	14,86	14,64	14,24
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,09 €	-0,19 €	-0,21 €	-0,25 €	-0,22 €	-0,40 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-0,60%	-1,20%	-1,39%	-1,66%	-1,50%	-2,75%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,09 € -	0,28 € -	0,49 € -	0,74 € -	0,97 € -	1,37 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-1%	-2%	-3%	-5%	-6%	-9%
Cenário III							
CAPEX (m€)	45 912	45 793	45 509	45 234	44 745	44 351	42 851
OPEX (m€)	26 435	25 958	25 689	25 271	24 863	24 459	24 063
TOTEX (m€)	72 348	71 751	71 198	70 505	69 608	68 810	66 914
Volume (MWh)	4 635 991	4 565 197	4 565 197	4 565 197	4 565 197	4 565 197	4 565 197
TOTEX / MWh	15,61	15,72	15,60	15,44	15,25	15,07	14,66
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,11 €	-0,12 €	-0,15 €	-0,20 €	-0,17 €	-0,42 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	0,71%	-0,77%	-0,97%	-1,27%	-1,15%	-2,76%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,11 € -	0,01 € -	0,16 € -	0,36 € -	0,53 € -	0,95 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	1%	0%	-1%	-2%	-3%	-6%

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.



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.

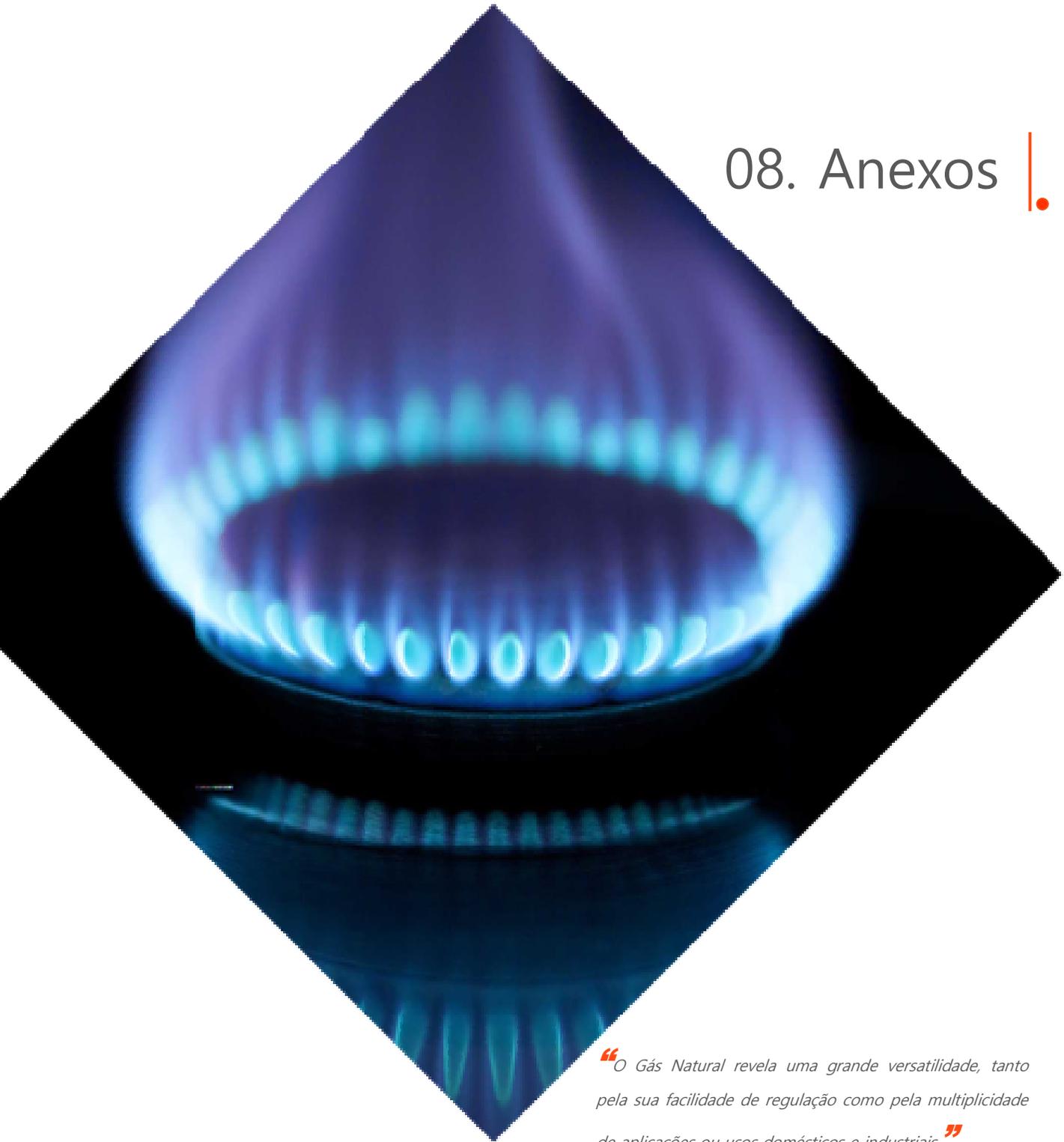
Quadro 29

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Alenquer	279	5,4	285	979
Projeto DN - Amadora	1.053	5,7	1.136	927
Projeto DN - Arruda dos Vinhos	777	2,4	940	826
Projeto DN - Azambuja	172	4,0	95	1.811
Projeto DN - Cascais	3.747	21,5	2.978	1.258
Projeto DN - Lisboa	2.729	17,9	3.300	827
Projeto DN - Loures	2.904	8,8	2.348	1.237
Projeto DN - Mafra	2.386	8,3	1.719	1.388
Projeto DN - Odivelas	860	4,6	910	945
Projeto DN - Oeiras	2.631	11,5	2.765	952
Projeto DN - Sintra	4.799	15,4	3.238	1.482
Projeto DN - Torres Vedras	738	6,8	565	1.307
Projeto DN - Vila Franca de Xira	1.448	8,4	1.455	995
Projeto DN - Sobral de Monte Agraço	1.027	2,2	863	1.190
Total Investimento DN	25.551	122,9	22.597	1.131
Outros investimentos	24.103	0,0	0	n.a.
Investimento global do PDIRD	49.654	122,9	22.597	2.197

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€	5 291	5 199	91	2%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	1 542	1 639	-97	-6%
Investimento em Outras Atividades	m€	1 200	1 280	-79	-6%
Total	m€	8 033	8 118	-85	-1%
INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES					
Realização Financeira					
Rede Secundária	m€	3 146	2 762	384	14%
Ramais	m€	464	428	36	9%
Infraestruturação / clientes	m€	1 185	1 708	-523	-31%
Segmento Novo	m€	3	3	3	
Contadores / cadeias medida	m€	492	301	191	63%
Total	m€	5 291	5 199	91	2%
Realização Física Anual					
Clientes ligados	#	5 854	5 598	256	5%
Rede Secundária	kms	33	36	-3	-7%
Ramais	#	1 048	950	98	10%
Infraestruturação / clientes	#	3 008	3 722	-714	-19%
Métricas operacionais					
Inv DN / Cliente	€/ PA	904	929	-25	-3%
Rede / Cliente	metros / PA	6	6	-1	-11%
Clientes / km rede	PA / km	177	157	20	12%
Clientes / Ramal	PA	5,59	5,89	-0,31	-5%
Custos unitários					
Rede	€/metro	95,0	77,5	17,4	23%
Ramal	€	442,7	450,0	-7,3	-2%
Infraestruturação	€	393,9	458,9	-65,0	-14%
Agregados operacionais					
Pontos Abastecimento Acumulados	#	532 448	534 804	-2 356	-0,4%
BP <	#	531 130	533 468	-2 338	-0,4%
BP >	#	1 260	1 276	-16	-1%
MP	#	58	60	-2	-3%
Volume total	MWh	4 565 197	4 709 503	-144 306	-3%
BP <	MWh	1 454 065	1 557 743	-103 678	-7%
BP >	MWh	787 915	787 671	244	0%
MP	MWh	2 323 216,4	2 364 088,7	-40 872,3	-2%

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 <]	1 454 065,3	1 557 742,8	-6,7%	-103 677,5	-3 431,1	-100 467,7	221,3
Comercial [BP >]	787 914,9	787 671,3	0,0%	243,7	-32 623,6	34 287,3	-1 420,1
Industrial [MP]	2 323 216,4	2 364 088,7	-1,7%	-40 872,3	-40 411,8	-468,5	8,0
TOTAL LBG	4 565 197	4 709 503	-3,161%	-144 306	-76 466	-66 649	-1 191

$\Delta f(\Delta cl)$ - 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

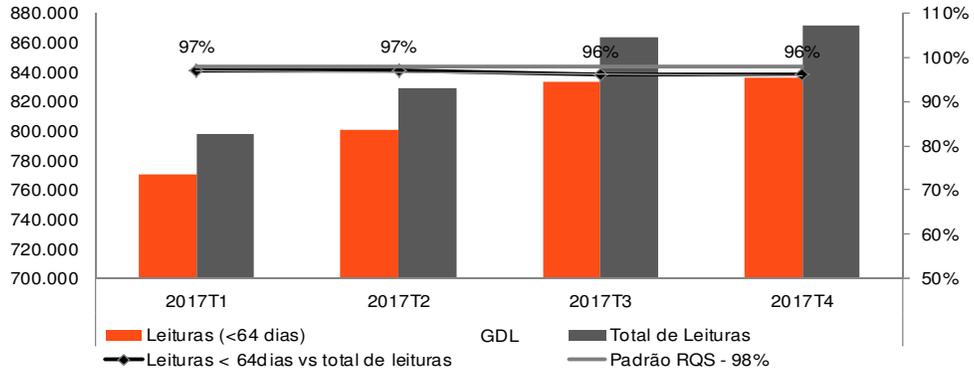
Notas: (p) - projetado; pp - pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias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



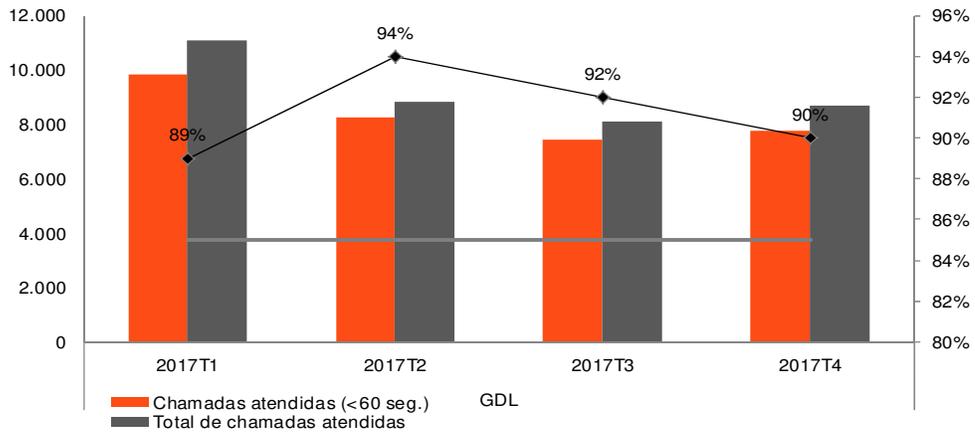
08.3 Anexo

INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

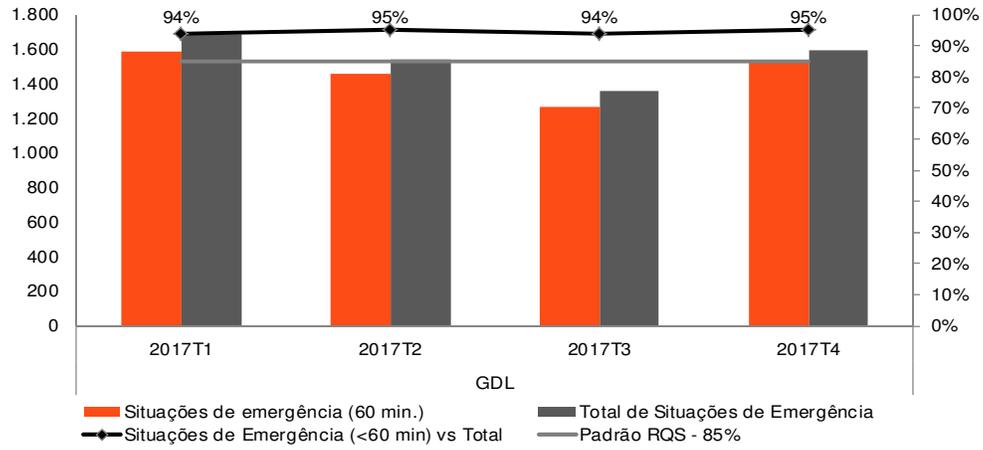
Leituras de Contadores (64 dias)



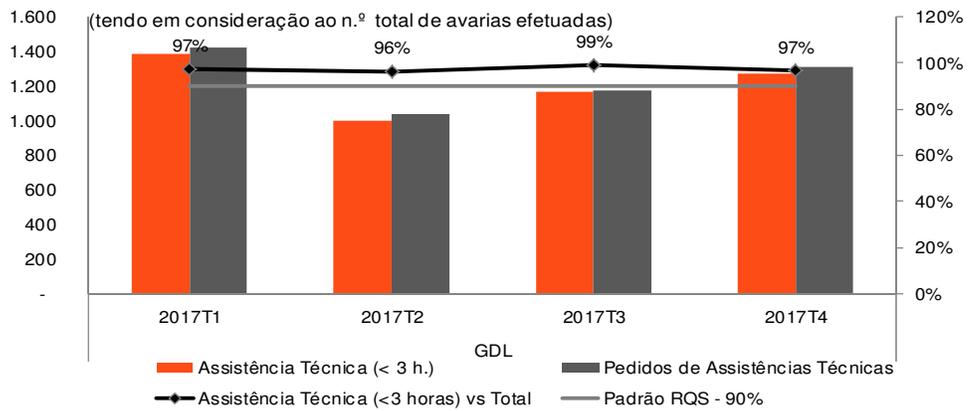
Atendimento telefônico de Emergências - Espera em segundos



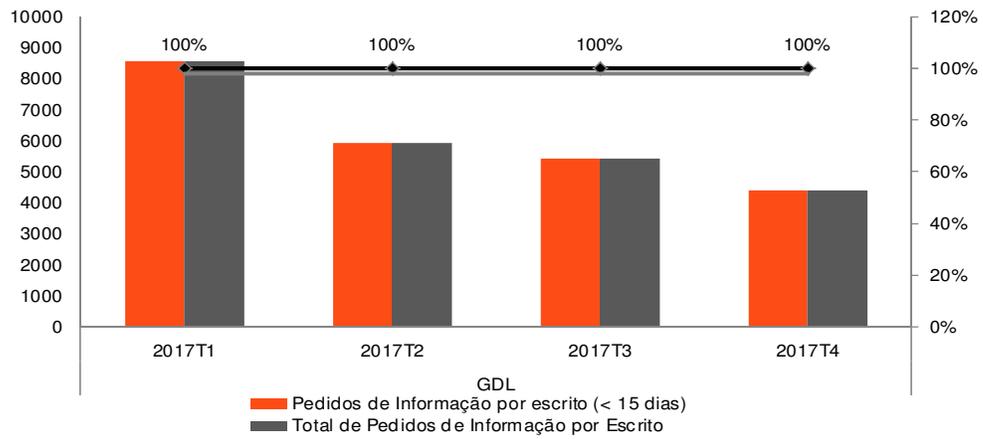
Resposta a situações de emergência (60 min.)



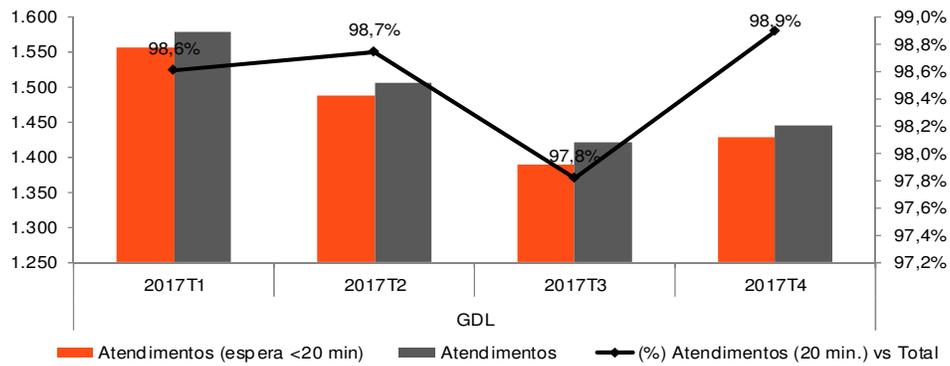
Assistência Técnica - Tempo de espera (3 horas)



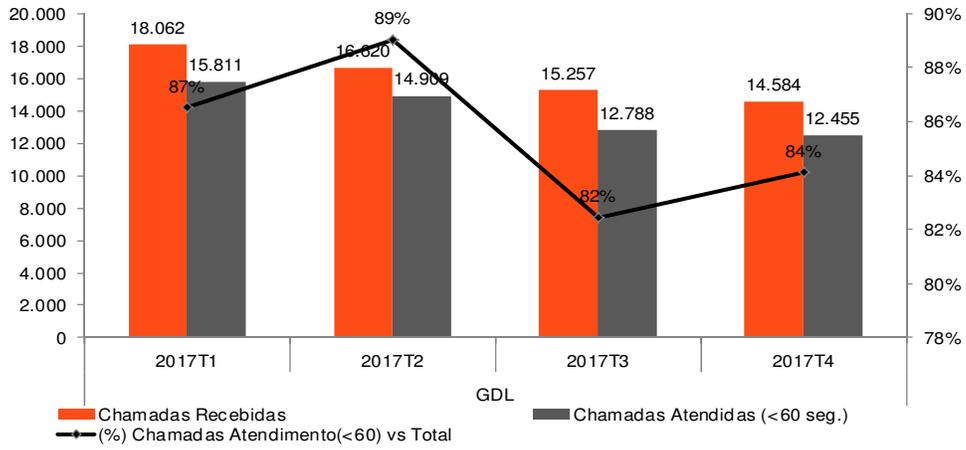
Pedidos de Informação por Escrito (15 dias)



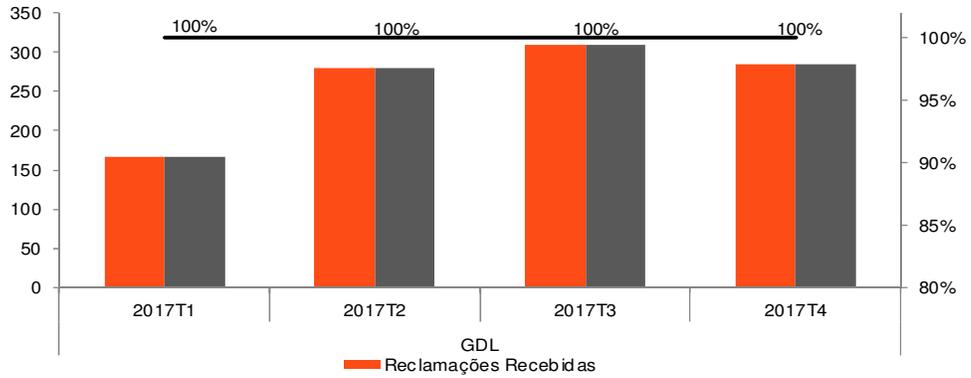
Atendimento Presencial



Atendimento telefônico âmbito Comercial



Reclamações





08.4 Anexo

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

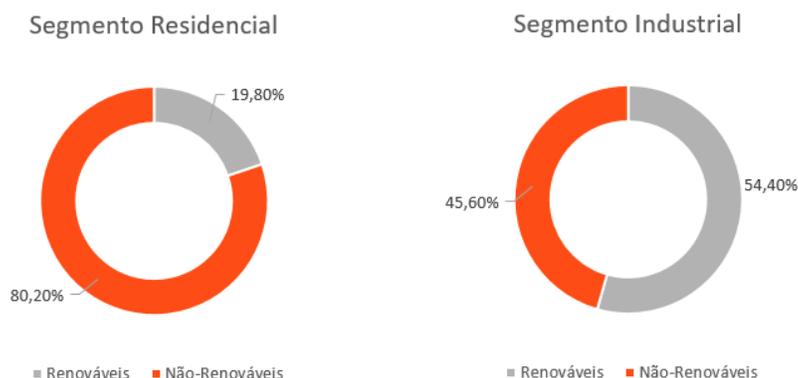
1. Fatores de Emissão

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 estimar o importante papel do Gás Natural ao nível da redução de emissões de CO₂ em Portugal.

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

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

3. Consumos e Emissões

3.1 Clientes abastecidos com Gás Natural

Em 2017 a Lisboagás veiculou cerca de 4.565 GWh de Gás Natural, representando a emissão de 844.561 toneladas de CO₂.

A desagregação por concelho desta concessão apresenta-se abaixo.

Energia veiculada em 2017(GWh)				
Concelho	Doméstico	Industrial	Total	Emissões CO ₂ (ton)
ALENQUER	12	163	175	32.296
AMADORA	100	374	474	87.745
AZAMBUJA	4	93	97	18.019
CADAVAL	0	24	24	4.507
CASCAIS	121	76	197	36.446
LISBOA	672	697	1.369	253.249
LOURES	75	531	606	112.113
MAFRA	22	8	30	5.502
ODIVELAS	80	24	104	19.277
OEIRAS	122	146	268	49.569
SINTRA	153	188	342	63.197
TORRES VEDRAS	18	287	304	56.314
VILA FRANCA DE XIRA	75	500	575	106.329
ARRUDA VINHOS	0	0	0	0
SOBRAL MONTE AGRADO	0	0	0	0
TOTAL	1.454	3.111	4.565	844.561

3.2 Clientes abastecidos num cenário sem Gás Natural

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

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

Concelho	Emissões Evitadas (ton)		Emissões CO ₂ Totais Evitadas (ton)
	Emissões CO ₂ - GN (ton)	Emissões CO ₂ - Mix Sem GN (ton)	
ALENQUER	32.296	43.738	11.443
AMADORA	87.745	116.812	29.067
AZAMBUJA	18.019	24.471	6.452
CADAVAL	4.507	6.152	1.646
CASCAIS	36.446	46.182	9.736
LISBOA	253.249	325.795	72.546
LOURES	112.113	150.819	38.705
MAFRA	5.502	6.873	1.371
ODIVELAS	19.277	23.943	4.667
OEIRAS	49.569	64.051	14.483
SINTRA	63.197	81.725	18.528
TORRES VEDRAS	56.314	76.353	20.039
VILA FRANCA DE XIRA	106.329	142.934	36.605
ARRUDA VINHOS	0	0	0
SOBRAL MONTE AGRAÇO	0	0	0
TOTAL	844.561	1.109.849	265.288

Globalmente, as emissões de CO₂ são cerca de 31% mais elevadas para o *mix* alternativo sem GN comparativamente ao cenário em que o GN é plenamente utilizado – equivalendo a um diferencial significativo de 265 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)
ALENQUER	447	10.996	11.443
AMADORA	3.803	25.264	29.067
AZAMBUJA	162	6.290	6.452
CADAVAL	0	1.646	1.646
CASCAIS	4.570	5.166	9.736
LISBOA	25.491	47.055	72.546
LOURES	2.855	35.851	38.705
MAFRA	816	556	1.371
ODIVELAS	3.035	1.632	4.667
OEIRAS	4.627	9.856	14.483
SINTRA	5.818	12.710	18.528
TORRES VEDRAS	669	19.371	20.039
VILA FRANCA DE XIRA	2.840	33.766	36.605
ARRUDA VINHOS	0	0	0
SOBRAL MONTE AGRAÇO	0	0	0
TOTAL	55.131	210.157	265.288



08.5 Anexo

Pressupostos ERSE

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

Parâmetros:

Termo variável - indutor PA	0,02258
Termo variável - indutor volumes	0,000845
Eficiência - variável	3%
Eficiência - fixo	3%
Tarifas (€/Mkwh):	
BP<	34,82
BP>	13,38
MP	1,93

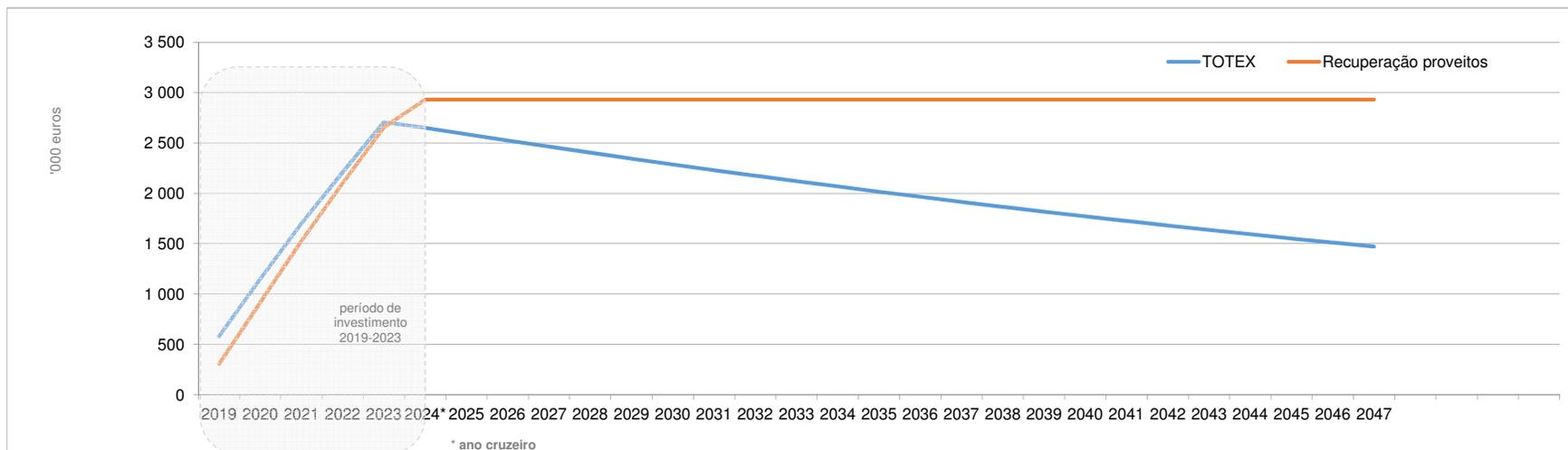


08.6 Anexo

LISBOAGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		8 392	6 410	5 354	4 419	5 300	5 291	5 480	5 291	5 213	5 156	4 946	4 946	25 551
Rede	m€	4 041	2 370	2 048	2 483	3 414	3 146	3 025	2 911	2 862	2 818	2 710	2 710	14 010
Ramais	m€	639	590	474	448	441	464	422	393	350	364	346	346	1 798
Infraestruturação / clientes	m€	3 142	3 004	2 495	1 238	1 217	1 185	1 284	1 263	1 282	1 256	1 213	1 213	6 228
Conversão		3 142	3 004	2 495	1 201	1 158	1 052	564	584	474	515	520	520	2 614
Reconversão		0			36	59	132	720	679	808	741	693	693	3 614
Segmento Novo	m€			1	3	4	3							
Contadores / cadeias medida	m€	570	446	335	247	225	492	749	724	718	718	677	677	3 515
Equipamento		233	179	122	99	87	85	112	109	108	108	97	97	519
Montagem		337	267	213	147	137	407	638	615	610	610	580	580	2 996
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								4 634	4 602	4 601	4 380	4 380	22 597
Doméstico									4 500	4 467	4 467	4 252	4 252	21 938
Terciário									116	117	116	114	114	577
Indústria									18	18	18	14	14	82
Volume ano	mil m ³								1 097	3 298	5 508	7 594	9 551	27 048
Doméstico									562	1 682	2 805	3 905	4 978	13 932
Terciário									536	1 615	2 703	3 689	4 573	13 116
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	5 302	5 177	4 010	2 427	2 491	3 008	3 173	3 089	3 269	3 147	3 013	3 013	15 531
Conversão		5 302	5 177	4 010	2 319	2 322	2 533	1 041	1 078	875	950	960	960	4 823
Reconversão					108	169	475	2 132	2 011	2 394	2 197	2 053	2 053	10 708
Rede	km	65	41	29	32	42	33	36	34	34	33	32	32	165
Ramais	#	1 772	1 648	1 144	1 021	1 032	1 048	875	815	725	750	710	710	3 710
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	9 605	8 013	6 587	4 895	4 802	5 854	4 798	4 634	4 602	4 601	4 380	4 380	22 597
BP <		9 590	7 987	6 582	4 876	4 787	5 829	4 781	4 616	4 584	4 583	4 366	4 366	22 515
BP >		15	26	5	19	13	24	17	18	18	18	14	14	82
MP						2	1							
Rescisões	#	-5 818	-4 595	-2 201	-339	-1 326	-2 783	-1 071	-1 076	-1 084	-1 090	-1 099	-1 104	-5 453
BP <		-5 843	-4 584	-2 210	-367	-1 305	-2 783	-1 071	-1 076	-1 084	-1 090	-1 099	-1 104	-5 453
BP >		25	-10	11	23	-16								
MP			-1	-2	5	-5								
Pontos Abastecimento Acumulados	#	513 538	516 953	521 342	525 894	529 376	532 448	536 174	539 729	543 245	546 753	550 034	553 308	553 308
BP <		512 316	515 719	520 091	524 600	528 084	531 130	534 839	538 376	541 874	545 364	548 631	551 891	551 891
BP >		1 169	1 180	1 197	1 234	1 235	1 260	1 277	1 295	1 313	1 331	1 345	1 359	1 359
MP		53	54	54	60	57	58	58	58	58	58	58	58	58
Pontos Abastecimento Médios	#	513 538	515 246	519 148	523 618	527 635	530 912	534 311	537 952	541 487	544 999	548 394	551 671	
BP <		512 316	514 018	517 905	522 346	526 342	529 607	532 985	536 608	540 125	543 619	546 998	550 261	
BP >		1 169	1 175	1 189	1 216	1 235	1 248	1 269	1 286	1 304	1 322	1 338	1 352	
MP		53	54	54	57	59	58	58	58	58	58	58	58	
Consumo Médio	MWh	11,1	11,2	9,3	8,9	8,8	8,6	8,7	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6	
BP <	/Pa	2,94	2,93	2,83	2,83	2,78	2,75	2,85	2,85	2,9	2,9	2,9	2,9	
BP >		792,8	683,2	630,5	631,7	583,1	631,6	633,7	633,7	633,7	633,7	633,7	633,7	
MP		61 877,0	65 066,2	48 688,7	42 449,2	41 707,1	40 403,8	40 403,8	40 403,8	40 403,8	40 403,8	40 403,8	40 403,8	
Volume adicional	MWh								12 803	38 478	64 269	88 605	111 441	
BP <									6 552	19 631	32 731	45 563	58 080	
BP >									6 251	18 847	31 538	43 042	53 360	
MP														
Volume total	MWh	5 713 528	5 789 304	4 845 810	4 666 975	4 620 415	4 565 197	4 635 991	4 659 171	4 681 757	4 704 437	4 725 644	4 745 332	
BP <		1 507 267	1 505 812	1 467 287	1 479 557	1 460 748	1 454 065	1 520 715	1 531 881	1 541 870	1 551 860	1 561 562	1 570 932	
BP >		926 779	802 453	749 334	767 812	719 801	787 915	803 838	815 852	828 448	841 139	852 643	862 961	
MP		3 279 482	3 481 039	2 629 190	2 419 607	2 439 866	2 323 216	2 311 438	2 311 438	2 311 438	2 311 438	2 311 438	2 311 438	

LISBOAGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	874	800	813	903	1 104	904	1 142	1 142	1 133	1 121	1 129	1 129	1 131
Mts Rede Sec / Cliente	mts	7	5	4	7	9	6	7	7	7	7	7	7	7
Clientes / km rede	#	147,9	195,4	230,0	151,4	115,0	176,7	133,8	134,6	136,3	138,7	137,4	137,4	136,9
Clientes / Ramal	#	5,42	4,86	5,76	4,79	4,65	5,59	5,48	5,69	6,35	6,13	6,17	6,17	6,09
Custo unit RS (€/m)	€	62,2	57,8	71,5	76,8	81,7	95,0	84,4	84,5	84,8	84,9	85,0	85,0	85
Custo unit Ramal (€)	€	361	358	415	439	427	443	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		593	580	622	510	488	394	405	409	392	399	403	403	401
Conversão	€	593	580	622	518	499	415	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				335	346	279	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	79	71	87	101	126	105	132	132	131	130	131	131	

Avaliação						2024					
TOTEX (b)	m€					580	1 147	1 700	2 211	2 708	2 525
Proveito Recuperado (a)	m€					306	915	1 523	2 103	2 656	2 932
Margem tarifa	%										16%
$\Delta = (a) - (b)$	m€					-275	-232	-177	-107	-52	407
Acumulado	m€					-275	-506	-683	-790	-842	-435

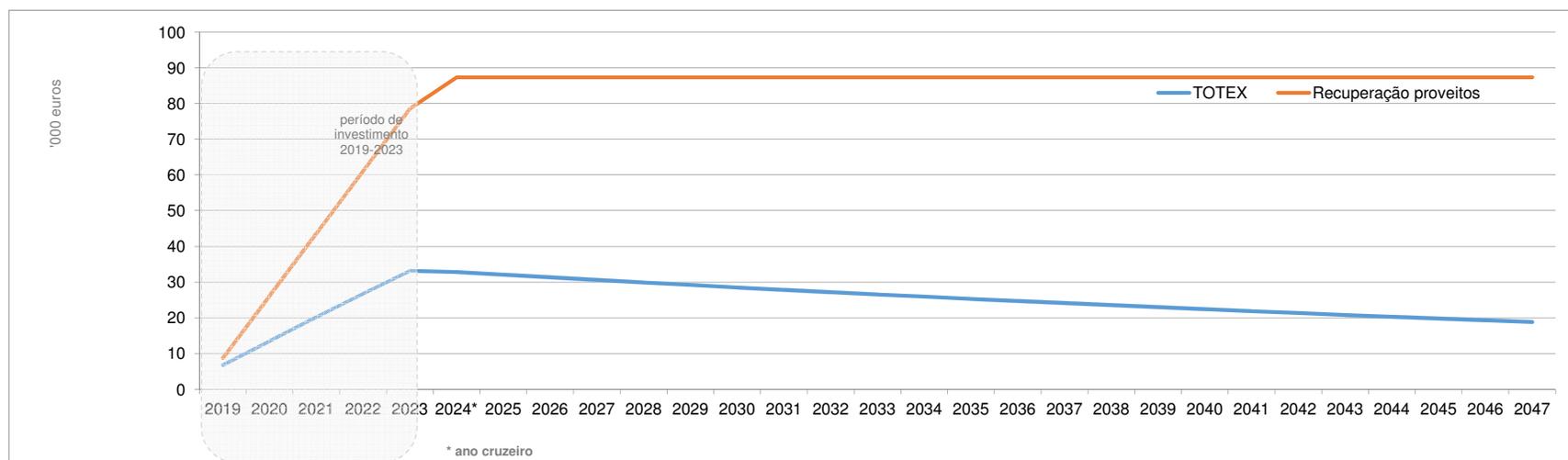


ALENQUER	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		70	94	104	36	27	35	64	58	54	56	56	56	279
Rede	m€	39	24	13	11	4	4	22	18	18	18	18	18	92
Ramais	m€	5	11	7	6	4	6	10	7	7	7	7	7	36
Infraestruturação / clientes	m€	21	51	77	14	16	17	23	23	20	21	21	21	106
Conversão		21	51	77	13	16	17	19	19	11	14	14	14	70
Reconversão					1	0		4	4	9	7	7	7	35
Segmento Novo	m€				0									
Contadores / cadeias medida	m€	4	7	7	4	3	8	9	9	9	9	9	9	45
Equipamento		2	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	7
Montagem		3	4	4	2	2	7	7	7	7	7	7	7	37
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								57	57	57	57	57	285
Doméstico									54	54	54	54	54	270
Terciário									2	2	2	2	2	10
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								46	138	229	321	413	1 147
Doméstico									6	19	31	44	56	156
Terciário									40	119	198	278	357	991
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	42	101	119	26	34	37	48	47	47	47	47	47	235
Conversão		42	101	119	23	33	37	35	35	20	25	25	25	130
Reconversão					3	1		13	12	27	22	22	22	105
Rede	km	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Ramais	#	11	37	21	15	10	9	20	15	15	15	15	15	75
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	82	139	145	65	72	130	56	57	57	57	57	57	285
BP <		82	139	145	64	72	130	55	56	56	56	56	56	280
BP >					1			1	1	1	1	1	1	5
MP														
Rescisões	#	-94	-74	-5	44	62	34	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-50
BP <		-94	-73	-6	44	61	35	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-50
BP >				1		1	-1							
MP			-1											
Pontos Abastecimento Acumulados	#	4 245	4 310	4 450	4 559	4 693	4 857	4 903	4 950	4 997	5 044	5 091	5 138	5 138
BP <		4 230	4 296	4 435	4 543	4 676	4 841	4 886	4 932	4 978	5 024	5 070	5 116	5 116
BP >		10	10	11	12	13	12	13	14	15	16	17	18	18
MP		5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Pontos Abastecimento Médios	#	4 245	4 278	4 380	4 505	4 626	4 775	4 731	4 927	4 974	5 021	5 068	5 114	
BP <		4 230	4 263	4 366	4 489	4 610	4 759	4 864	4 909	4 955	5 001	5 047	5 093	
BP >		10	10	11	12	13	13	13	14	15	16	17	18	
MP		5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Consumo Médio	MWh	36,2	33,0	34,7	33,3	35,8	36,6	35,0	33,8	33,7	33,6	33,5	33,4	
BP <	/Pa	2,73	2,59	2,42	2,51	2,76	2,48	2,60	2,60	2,6	2,6	2,6	2,6	
BP >		816,8	813,5	788,5	735,0	589,2	1 701,3	925,5	925,5	925,5	925,5	925,5	925,5	
MP		26 772,8	27 068,4	33 324,6	32 546,8	36 338,8	35 378,1	35 378,1	35 378,1	35 378,1	35 378,1	35 378,1	35 378,1	
Volume adicional	MWh								536	1 607	2 678	3 749	4 820	
BP <									73	218	364	510	655	
BP >									463	1 388	2 314	3 239	4 165	
MP														
Volume total	MWh	153 592	140 963	152 138	149 904	165 465	174 571	165 726	166 771	167 816	168 861	169 906	170 950	
BP <		11 560	11 021	10 561	11 264	12 745	11 793	12 645	12 764	12 884	13 003	13 123	13 242	
BP >		8 168	8 135	8 279	8 453	7 365	21 266	11 569	12 494	13 420	14 345	15 271	16 196	
MP		133 864	121 808	133 299	130 187	145 355	141 512	141 512	141 512	141 512	141 512	141 512	141 512	

ALENQUER	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	852	673	716	546	375	267	1 139	1 009	956	975	977	977	979
Mts Rede Sec / Cliente	mts	11	3	1	4	1	0	5	4	4	4	4	4	4
Clientes / km rede	#	93,4	365,8	763,2	264,2	1 384,6	3 513,5	215,2	259,1	259,1	259,1	259,1	259,1	259,1
Clientes / Ramal	#	7,45	3,76	6,90	4,33	7,20	14,44	2,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
Custo unit RS (€/m)	€	45,0	63,3	67,1	43,8	70,8	116,8	84,2	83,2	83,4	83,7	84,0	84,0	84
Custo unit Ramal (€)	€	435	302	329	430	373	627	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		504	508	646	537	476	451	487	490	425	446	446	446	451
Conversão	€	504	508	646	564	483	451	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				331	261		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	24	20	21	16	10	7	33	30	28	29	29	29	29

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						7	14	20	27	33	33
Proveito Recuperado (a)	m€						9	26	44	61	79	87
Margem tarifa	%											166%
D = (a) - (b)	m€						2	13	23	34	45	54
Acumulado	m€						2	15	38	72	118	172

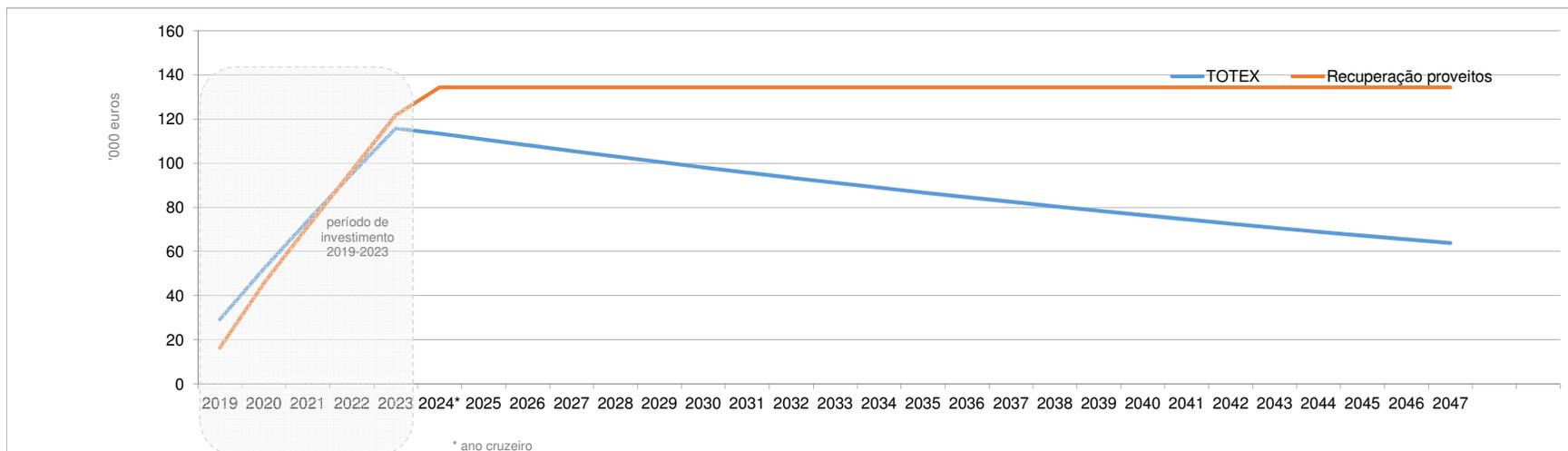


AMADORA	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		417	283	185	96	164	184	206	267	200	195	196	196	1 053
Rede	m€	93	23	20	13	20	39	91	136	69	69	69	69	412
Ramais	m€	26	25	14	15	23	20	19	17	17	17	17	17	85
Infraestruturação / clientes	m€	256	201	129	54	104	96	61	75	78	75	75	75	378
Conversão		256	201	129	54	104	96	44	55	55	55	55	55	274
Reconversão								17	20	24	20	20	20	105
Segmento Novo	m€			0	0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	42	34	22	14	17	28	35	39	36	35	35	35	179
Equipamento		16	13	9	5	6	4	8	8	5	5	5	5	28
Montagem		27	21	13	8	11	24	27	31	31	30	30	30	150
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								234	233	223	223	223	1 136
Doméstico									226	226	216	216	216	1 100
Terciário									6	6	6	6	6	30
Indústria									2	1	1	1	1	6
Volume ano	mil m ³								66	178	267	356	444	1 312
Doméstico									24	72	118	164	210	587
Terciário									43	107	149	192	234	724
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	428	332	187	92	186	181	131	161	171	161	161	161	815
Conversão		428	332	187	92	186	181	81	101	101	101	101	101	505
Reconversão								50	60	70	60	60	60	310
Rede	km	2	0	0	0	1	0	1	2	1	1	1	1	5
Ramais	#	93	67	36	31	54	48	40	35	35	35	35	35	175
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	698	567	381	282	366	368	204	234	233	223	223	223	1 136
BP <		698	566	381	282	365	368	202	232	232	222	222	222	1 130
BP >			1			1		2	2	1	1	1	1	6
MP														
Rescisões	#	-449	-291	-221	44	-139	-95	-87	-87	-88	-88	-88	-88	-439
BP <		-453	-296	-222	40	-121	-104	-87	-87	-88	-88	-88	-88	-439
BP >		4	5	1	4	-18	9							
MP														
Pontos Abastecimento Acumulados	#	42 188	42 464	42 624	42 950	43 177	43 450	43 567	43 713	43 859	43 994	44 128	44 263	44 263
BP <		42 131	42 401	42 560	42 882	43 126	43 390	43 505	43 649	43 794	43 928	44 061	44 195	44 195
BP >		55	61	62	66	49	58	60	62	63	64	65	66	66
MP		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	42 188	42 326	42 544	42 787	43 064	43 314	43 508	43 640	43 786	43 926	44 061	44 195	
BP <		42 131	42 266	42 481	42 721	43 004	43 258	43 447	43 577	43 721	43 861	43 994	44 128	
BP >		55	58	62	64	58	54	59	61	63	64	65	66	
MP		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	10,7	10,9	11,1	11,0	11,1	11,0	11,1	11,1	11,0	11,0	11,0	11,0	
BP <	/Pa	2,51	2,48	2,42	2,38	2,34	2,32	2,40	2,40	2,4	2,4	2,4	2,4	
BP >		485,7	550,6	505,2	471,6	466,1	492,3	497,2	497,2	497,2	497,2	497,2	497,2	
MP		159 344,6	161 987,5	168 275,5	168 576,8	175 280,8	173 832,7	173 832,7	173 832,7	173 832,7	173 832,7	173 832,7	173 832,7	
Volume adicional	MWh								776	2 078	3 120	4 150	5 180	
BP <									278	835	1 380	1 913	2 446	
BP >									497	1 243	1 740	2 237	2 735	
MP														
Volume total	MWh	451 072	460 658	470 251	469 118	478 031	474 299	481 274	482 580	483 672	484 503	485 321	486 139	
BP <		105 670	104 749	102 628	101 780	100 667	100 296	104 274	104 585	104 932	105 265	105 587	105 907	
BP >		26 713	31 933	31 072	30 184	26 802	26 338	29 335	30 329	31 075	31 572	32 069	32 567	
MP		318 689	323 975	336 551	337 154	350 562	347 665	347 665	347 665	347 665	347 665	347 665	347 665	

AMADORA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	598	499	485	341	449	501	1 012	1 141	858	876	877	877	927
Mts Rede Sec / Cliente	mts	2	0	1	1	2	1	5	7	3	4	4	4	4
Clientes / km rede	#	447,7	2 054,3	1 548,8	1 740,7	600,0	1 527,0	192,5	150,5	289,4	277,0	278,8	278,8	238,4
Clientes / Ramal	#	7,51	8,46	10,58	9,10	6,78	7,67	5,10	6,69	6,66	6,37	6,37	6,37	6,49
Custo unit RS (€/m)	€	59,7	81,9	80,4	81,6	32,1	162,2	85,9	87,6	85,2	85,5	86,3	86,3	86
Custo unit Ramal (€)	€	284	369	396	494	431	418	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		597	606	688	586	557	533	464	466	458	466	466	466	464
Conversão	€	597	606	688	586	557	533	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€							338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	56	46	44	31	40	46	91	103	78	79	80	80	

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						29	52	74	95	116	113
Proveito Recuperado (a)	m€						16	46	71	97	122	134
Margem tarifa	%											18%
D = (a) - (b)	m€						-13	-6	-3	1	6	21
Acumulado	m€						-13	-19	-22	-21	-15	6

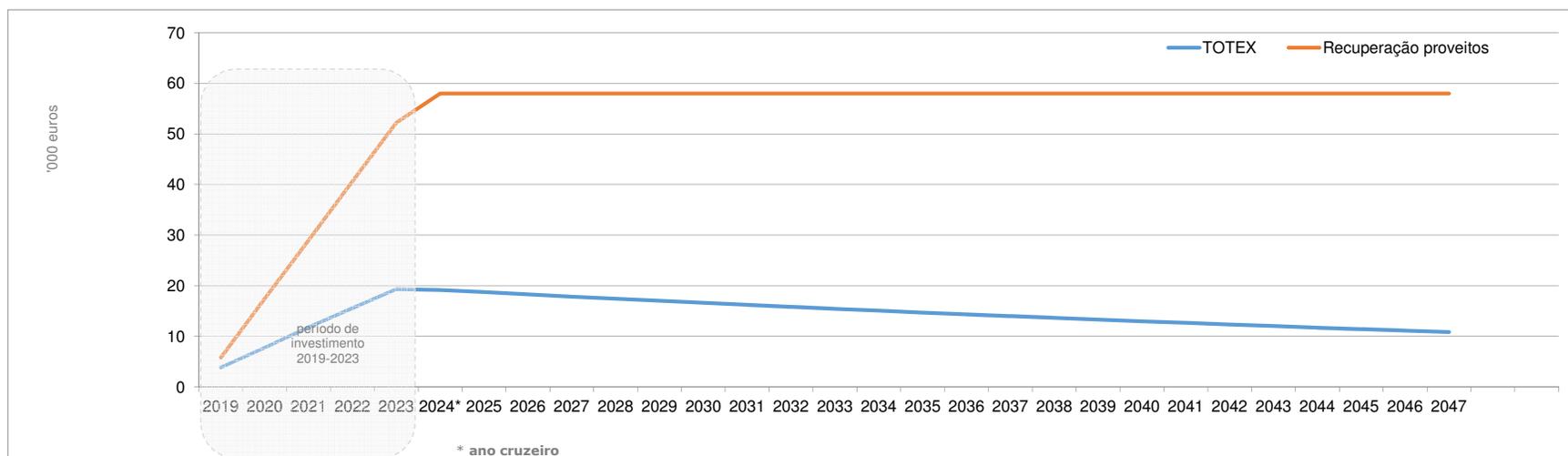


AZAMBUJA	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		45	21	11	11	16	32	36	35	34	34	35	35	172
Rede	m€	18	4	2		5	21	19	18	18	18	19	19	92
Ramais	m€	5	3	2	5	3	2	7	7	7	7	7	7	36
Infraestruturação / clientes	m€	19	12	6	5	7	8	6	6	5	6	6	6	28
Conversão		19	12	6	5	7	8	5	5	2	4	4	4	21
Reconversão								1	1	3	1	1	1	7
Segmento Novo	m€													
Contadores / cadeias medida	m€	3	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	15
Equipamento		1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	3
Montagem		2	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	12
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								19	19	19	19	19	95
Doméstico									17	17	17	17	17	85
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								34	102	170	238	306	851
Doméstico									2	6	10	13	17	48
Terciário									32	96	161	225	289	803
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	28	20	8	12	13	14	12	12	12	12	12	12	60
Conversão		28	20	8	12	13	14	10	10	4	8	8	8	38
Reconversão								2	2	8	4	4	4	22
Rede	km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Ramais	#	15	10	5	11	8	5	15	15	15	15	15	15	75
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	56	25	25	22	18	18	19	19	19	19	19	19	95
BP <		55	25	25	22	19	18	18	18	18	18	18	18	90
BP >		1						1	1	1	1	1	1	5
MP						-1								
Rescisões	#	-31	-10	33	6	-3	18	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-20
BP <		-31	-7	32	6	-4	18	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-20
BP >			-3	1		1								
MP														
Pontos Abastecimento Acumulados	#	1 634	1 646	1 704	1 732	1 748	1 784	1 799	1 815	1 830	1 845	1 861	1 876	1 876
BP <		1 619	1 637	1 694	1 722	1 737	1 773	1 787	1 802	1 816	1 830	1 845	1 859	1 859
BP >		12	6	7	7	9	9	10	11	12	13	14	15	15
MP		3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	1 634	1 640	1 675	1 718	1 740	1 766	1 792	1 807	1 822	1 838	1 853	1 868	
BP <		1 619	1 628	1 666	1 708	1 730	1 755	1 780	1 795	1 809	1 823	1 838	1 852	
BP >		12	9	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
MP		3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	80,0	79,3	76,7	79,8	71,3	55,2	57,8	57,7	57,6	57,6	57,5	57,5	
BP <	/Pa	2,64	2,64	2,56	2,54	2,16	2,44	2,50	2,50	2,5	2,5	2,5	2,5	
BP >		723,1	996,1	1 373,9	1 113,9	129,2	134,6	749,6	749,6	749,6	749,6	749,6	749,6	
MP		39 266,8	38 904,9	38 408,2	41 646,2	47 740,4	45 954,1	45 954,1	45 954,1	45 954,1	45 954,1	45 954,1	45 954,1	
Volume adicional	MWh								397	1 192	1 987	2 781	3 576	
BP <									23	68	113	158	203	
BP >									375	1 124	1 874	2 624	3 373	
MP														
Volume total	MWh	130 753	129 980	128 414	137 082	124 128	97 398	103 480	104 266	105 051	105 837	106 622	107 407	
BP <		4 275	4 300	4 259	4 347	3 743	4 279	4 451	4 487	4 522	4 558	4 594	4 630	
BP >		8 677	8 965	8 930	7 797	1 034	1 211	7 121	7 871	8 620	9 370	10 120	10 869	
MP		117 800	116 715	115 225	124 939	119 351	91 908	91 908	91 908	91 908	91 908	91 908	91 908	

AZAMBUJA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	804	837	449	499	872	1 773	1 876	1 830	1 768	1 815	1 820	1 820	1 811
Mts Rede Sec / Cliente	mts	6	4	1	0	5	23	12	12	12	12	12	12	12
Clientes / km rede	#	160,0	260,4	1 136,4	na	211,8	43,3	82,6	86,4	86,4	86,4	86,4	86,4	86,4
Clientes / Ramal	#	3,73	2,50	5,00	2,00	2,25	3,60	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
Custo unit RS (€/m)	€	52,8	42,9	69,6		57,7	49,8	83,6	83,4	83,5	83,8	84,1	84,1	84
Custo unit Ramal (€)	€	304	316	383	420	375	474	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		665	621	791	444	524	546	508	508	406	474	474	474	467
Conversão	€	665	621	791	444	524	546	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€							338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	10	11	6	6	12	32	32	32	31	32	32	32	32

Avaliação

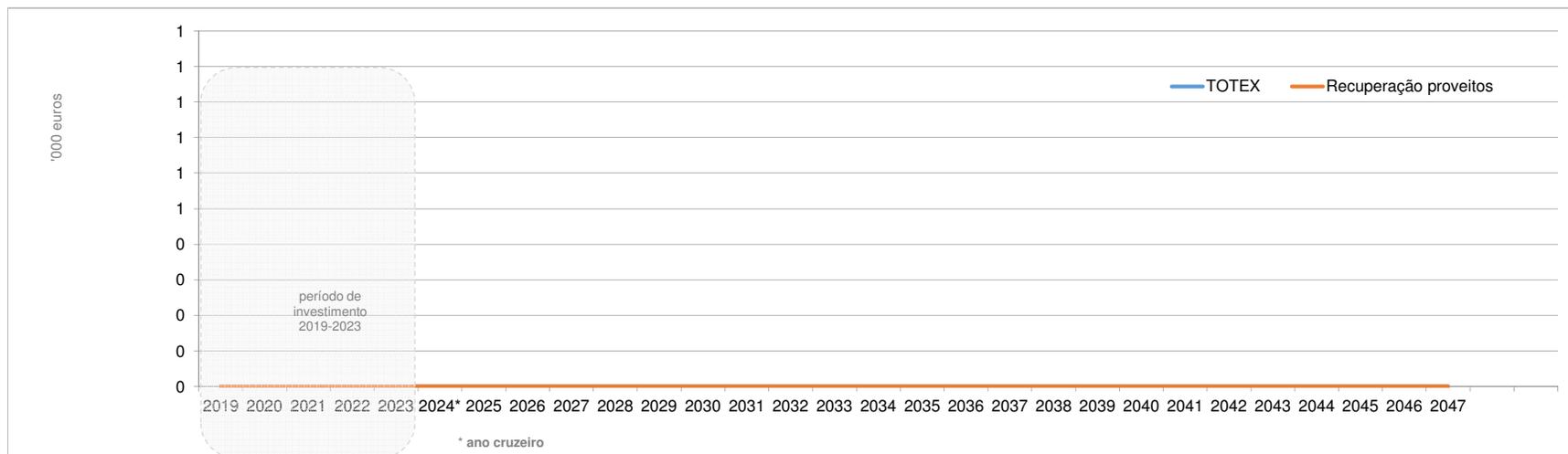
								2024					
TOTEX (b)	m€							4	8	12	16	19	19
Proveito Recuperado (a)	m€							6	17	29	41	52	58
Margem tarifa	%												203%
D = (a) - (b)	m€							2	10	17	25	33	39
Acumulado	m€							2	12	29	54	87	126



CADAVAL	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio														
Rede	m€													
Ramais	m€													
Infraestruturação / clientes	m€													
Conversão														
Reconversão														
Segmento Novo	m€													
Contadores / cadeias medida	m€													
Equipamento														
Montagem														
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#													
Doméstico														
Terciário														
Indústria														
Volume ano	mil m ³													
Doméstico														
Terciário														
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#													
Conversão														
Reconversão														
Rede	km													
Ramais	#													
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#			1										
BP <														
BP >				1										
MP														
Rescisões	#													
BP <														
BP >														
MP														
Pontos Abastecimento Acumulados	#			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BP <														
BP >				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MP														
Pontos Abastecimento Médios	#			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
BP <														
BP >				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
MP														
Consumo Médio	MWh		39 486,3	19 521,0	21 987,7	24 359,9	21 071,0	21 071,0	21 071,0	21 071,0	21 071,0	21 071,0	21 071,0	
BP <	/Pa													
BP >			39 486,3	19 521,0	21 987,7	24 359,9	21 071,0	21 071,0	21 071,0	21 071,0	21 071,0	21 071,0	21 071,0	
MP														
Volume adicional	MWh													
BP <														
BP >														
MP														
Volume total	MWh	17 658	15 599	19 743	19 521	21 988	24 360	21 071	21 071	21 071	21 071	21 071	21 071	
BP <														
BP >		17 658	15 599	19 743	19 521	21 988	24 360	21 071	21 071	21 071	21 071	21 071	21 071	
MP														

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

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

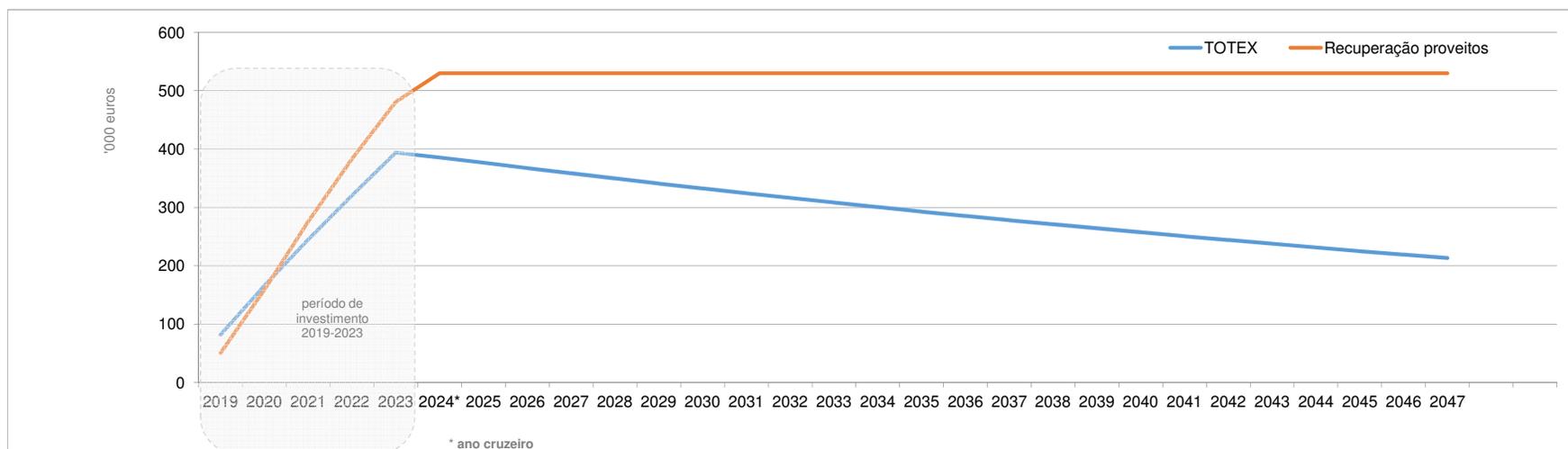


CASCAIS	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		2 551	1 306	1 302	651	522	384	603	767	780	739	731	731	3 747
Rede	m€	1 965	736	716	363	267	188	364	463	456	412	413	413	2 157
Ramais	m€	176	129	159	99	71	82	39	48	41	41	41	41	213
Infraestruturação / clientes	m€	350	393	384	164	163	85	126	168	184	186	183	183	904
Conversão		350	393	384	158	163	85	78	94	93	93	93	93	467
Reconversão					7	1		48	75	91	93	89	89	437
Segmento Novo	m€			0	0	0	1							
Contadores / cadeias medida	m€	60	47	43	25	21	29	74	87	99	99	94	94	473
Equipamento		24	18	15	9	8	6	13	12	17	17	13	13	71
Montagem		36	29	28	15	13	24	61	75	82	83	81	81	402
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								559	607	612	600	600	2 978
Doméstico									550	598	603	593	593	2 937
Terciário									6	5	5	5	5	26
Indústria									3	4	4	2	2	15
Volume ano	mil m ³								179	573	1 005	1 378	1 690	4 825
Doméstico									91	279	476	673	868	2 387
Terciário									88	294	529	705	822	2 438
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	576	663	577	300	295	178	287	394	442	447	437	437	2 157
Conversão		576	663	577	280	292	178	144	173	172	172	172	172	861
Reconversão					20	3		143	221	270	275	265	265	1 296
Rede	km	29	14	9	5	3	2	4	5	5	5	5	5	25
Ramais	#	453	321	254	189	154	173	80	100	85	85	85	85	440
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	1 019	878	813	517	469	440	458	559	607	612	600	600	2 978
BP <		1 016	878	813	516	469	437	455	556	603	608	598	598	2 963
BP >		3			1		1	3	3	4	4	2	2	15
MP							2							
Rescisões	#	-371	-225	14	125	-30	-142	-68	-69	-70	-72	-73	-74	-358
BP <		-374	-224	7	114	-28	-129	-68	-69	-70	-72	-73	-74	-358
BP >		3		7	11	-2	-13							
MP			-1											
Pontos Abastecimento Acumulados	#	31 074	31 727	32 554	33 196	33 635	33 933	34 322	34 812	35 348	35 889	36 416	36 942	36 942
BP <		30 975	31 629	32 449	33 079	33 520	33 828	34 214	34 701	35 233	35 770	36 295	36 819	36 819
BP >		98	98	105	117	115	103	106	109	113	117	119	121	121
MP		1					2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	31 074	31 401	32 141	32 875	33 416	33 784	33 759	34 567	35 080	35 618	36 152	36 679	
BP <		30 975	31 302	32 039	32 764	33 300	33 674	34 021	34 458	34 967	35 501	36 032	36 557	
BP >		98	98	102	111	116	109	105	108	111	115	118	120	
MP		1	1				1	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	6,5	6,4	6,0	5,9	5,8	5,8	6,0	5,9	6,0	6,0	6,0	6,0	
BP <	/Pa	4,07	4,02	3,85	3,78	3,61	3,58	3,80	3,80	3,8	3,8	3,8	3,8	
BP >		766,3	766,5	678,8	646,1	633,5	701,6	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	
MP		309,5	1 041,6											
Volume adicional	MWh								2 085	6 686	11 728	16 076	19 719	
BP <									1 056	3 259	5 559	7 851	10 123	
BP >									1 028	3 427	6 169	8 225	9 596	
MP														
Volume total	MWh	201 536	201 516	192 109	195 456	194 173	197 005	200 905	204 620	208 954	213 726	217 800	221 165	
BP <		126 132	125 878	123 213	123 736	120 245	120 526	129 281	130 939	132 875	134 905	136 922	138 917	
BP >		75 095	75 117	68 896	71 720	73 487	76 479	71 624	73 681	76 079	78 821	80 877	82 248	
MP		309	521			442								

CASCAIS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	2 504	1 487	1 601	1 260	1 114	873	1 317	1 372	1 285	1 207	1 218	1 218	1 258
Mts Rede Sec / Cliente	mts	28	15	11	10	6	5	9	10	9	8	8	8	8
Clientes / km rede	#	35,2	65,0	88,7	103,8	157,3	201,6	107,8	104,7	115,6	128,8	126,3	126,3	119,9
Clientes / Ramal	#	2,25	2,74	3,20	2,74	3,05	2,54	5,73	5,59	7,14	7,20	7,06	7,06	6,77
Custo unit RS (€/m)	€	67,8	54,5	78,2	72,9	89,4	85,9	85,7	86,7	86,8	86,7	87,0	87,0	87
Custo unit Ramal (€)	€	388	403	627	525	461	473	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		608	593	665	547	554	478	440	427	417	416	418	418	419
Conversão	€	608	593	665	563	557	478	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				327	239		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	386	232	268	212	192	150	221	232	216	201	202	202	

Avaliação

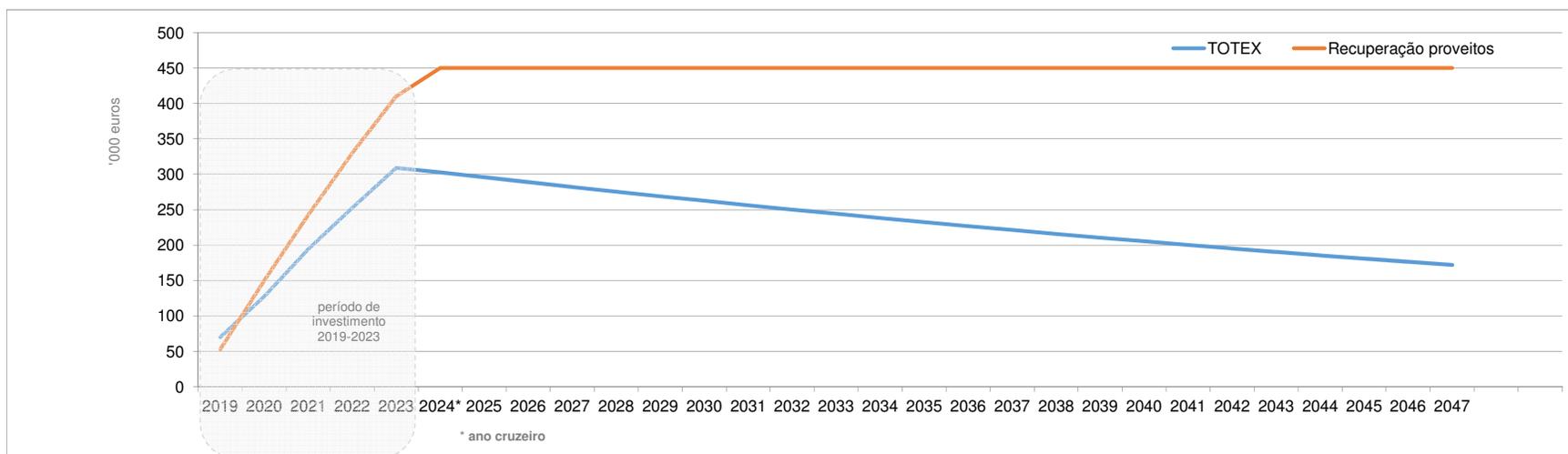
							2024					
TOTEX (b)	m€						82	166	245	321	394	386
Proveito Recuperado (a)	m€						51	159	276	383	481	530
Margem tarifa	%											37%
D = (a) - (b)	m€						-32	-7	31	63	87	144
Acumulado	m€						-32	-38	-7	55	142	286



LISBOA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		585	491	298	292	249	328	566	591	496	585	529	529	2 729
Rede	m€	190	125	104	109	59	123	360	382	318	396	344	344	1 784
Ramais	m€	104	90	80	110	113	110	24	24	22	24	24	24	119
Infraestruturação / clientes	m€	175	192	47	13	27	37	66	66	62	63	63	63	317
Conversão		175	192	47	13	27	37	25	25	23	25	25	25	125
Reconversão								41	41	39	37	37	37	192
Segmento Novo	m€			1	2	3	2							
Contadores / cadeias medida	m€	116	84	66	58	48	57	115	119	94	102	97	97	509
Equipamento		47	35	28	26	22	22	18	22	18	19	16	16	90
Montagem		69	49	39	32	26	34	97	98	76	83	81	81	420
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								758	604	654	642	642	3 300
Doméstico									713	556	606	596	596	3 067
Terciário									41	44	44	44	44	217
Indústria									4	4	4	2	2	16
Volume ano	mil m ³								183	528	861	1 155	1 406	4 132
Doméstico									97	271	432	598	762	2 159
Terciário									86	257	429	558	643	1 973
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	253	346	73	24	47	71	168	168	158	158	158	158	800
Conversão		253	346	73	24	47	71	47	47	42	47	47	47	230
Reconversão								121	121	116	111	111	111	570
Rede	km	3	3	2	1	1	2	4	4	4	5	4	4	21
Ramais	#	267	261	239	239	256	234	50	50	45	50	50	50	245
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	1 788	1 421	1 252	1 108	1 030	1 293	752	758	604	654	642	642	3 300
BP <		1 779	1 411	1 250	1 099	1 017	1 280	748	754	600	650	640	640	3 284
BP >		9	10	2	9	12	15	4	4	4	4	2	2	16
MP						1	-2							
Rescisões	#	-2 538	-2 467	-1 395	1 808	-985	-2 198	-459	-460	-460	-460	-461	-461	-2 302
BP <		-2 548	-2 476	-1 400	1 794	-998	-2 183	-459	-460	-460	-460	-461	-461	-2 302
BP >		10	10	5	14	13	-15							
MP			-1											
Pontos Abastecimento Acumulados	#	229 095	228 050	227 907	230 823	230 867	229 964	230 256	230 553	230 697	230 889	231 070	231 250	231 250
BP <		228 445	227 380	227 230	230 123	230 142	229 239	229 527	229 820	229 960	230 148	230 327	230 505	230 505
BP >		643	662	667	689	713	715	719	723	727	731	733	735	735
MP		7	8	10	11	12	10	10	10	10	10	10	10	10
Pontos Abastecimento Médios	#	229 095	228 573	227 979	229 365	230 845	230 416	230 110	230 405	230 625	230 793	230 980	231 160	
BP <		228 445	227 913	227 305	228 677	230 133	229 691	229 383	229 674	229 890	230 054	230 238	230 416	
BP >		643	653	665	678	701	714	717	721	725	729	732	734	
MP		7	8	9	11	12	11	10	10	10	10	10	10	
Consumo Médio	MWh	6,3	5,6	5,9	6,2	5,9	5,9	5,9	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
BP <	/Pa	3,12	3,08	3,00	3,03	2,96	2,93	3,00	3,00	3,0	3,0	3,0	3,0	
BP >		798,9	553,6	518,0	512,1	438,1	480,5	500,5	500,5	500,5	500,5	500,5	500,5	
MP		30 151,5	28 730,9	35 287,1	35 806,1	32 666,2	32 140,6	32 140,6	32 140,6	32 140,6	32 140,6	32 140,6	32 140,6	
Volume adicional	MWh								2 132	6 165	10 042	13 479	16 400	
BP <									1 131	3 162	5 037	6 972	8 892	
BP >									1 001	3 003	5 005	6 507	7 508	
MP														
Volume total	MWh	1 438 303	1 278 569	1 344 139	1 415 310	1 364 729	1 368 912	1 368 414	1 371 288	1 373 939	1 376 433	1 378 485	1 380 021	
BP <		713 537	701 884	682 333	692 144	681 936	672 316	688 149	689 021	689 670	690 162	690 713	691 248	
BP >		513 706	361 204	344 222	347 202	307 132	343 049	358 859	360 861	362 863	364 865	366 366	367 367	
MP		211 061	215 481	317 584	375 964	375 661	353 547	321 406	321 406	321 406	321 406	321 406	321 406	

LISBOA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	327	346	238	263	242	254	752	780	821	894	823	823	827
Mts Rede Sec / Cliente	mts	2	2	2	1	1	1	6	6	6	7	6	6	6
Clientes / km rede	#	523,6	470,8	606,0	875,5	1 260,7	825,7	180,7	172,4	163,8	144,4	162,5	162,5	160,9
Clientes / Ramal	#	6,70	5,44	5,24	4,64	4,02	5,53	15,04	15,16	13,42	13,08	12,84	12,84	13,47
Custo unit RS (€/m)	€	55,7	41,5	50,2	86,3	72,1	78,6	86,5	86,8	86,3	87,3	87,2	87,2	87
Custo unit Ramal (€)	€	388	346	336	460	442	472	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		693	554	645	545	572	515	395	395	392	398	398	398	396
Conversão	€	693	554	645	545	572	515	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€							338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	52	62	40	43	41	43	126	131	138	150	138	138	

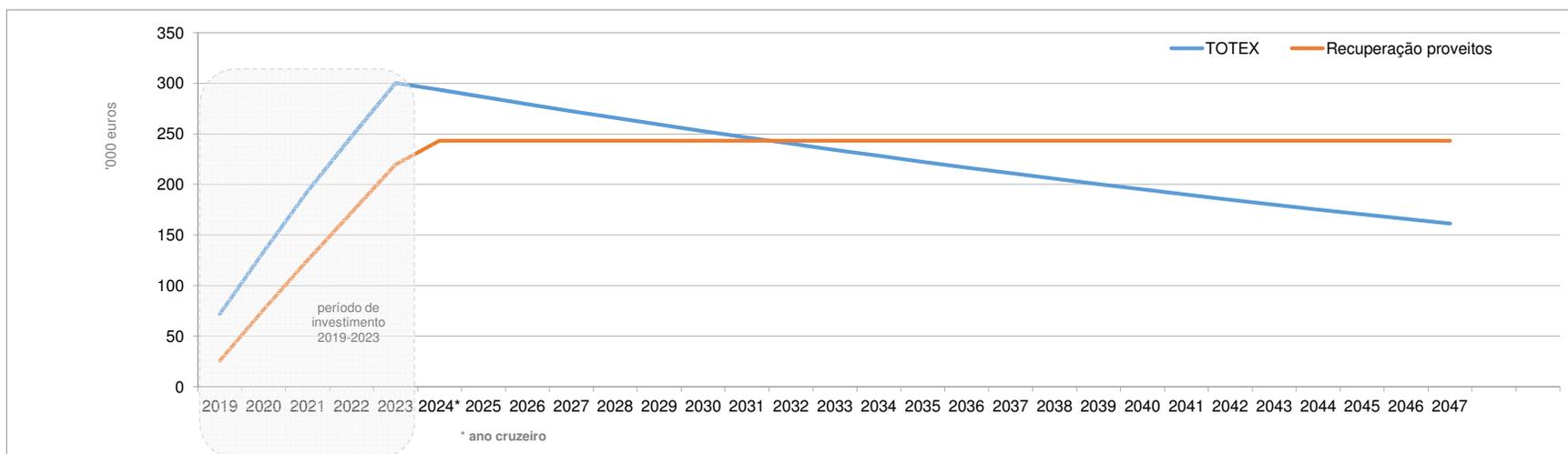
Avaliação						2024					
TOTEX (b)	m€					70	128	194	252	309	303
Proveito Recuperado (a)	m€					53	150	242	330	410	450
Margem tarifa	%										49%
D = (a) - (b)	m€					-17	22	48	77	101	147
Acumulado	m€					-17	5	54	131	232	379



LOURES	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		949	774	352	230	195	754	612	676	583	572	536	536	2 904
Rede	m€	91	255	17	24	23	393	311	408	322	323	288	288	1 629
Ramais	m€	66	64	25	20	23	30	29	39	42	39	39	39	197
Infraestruturação / clientes	m€	708	406	273	159	129	224	177	152	144	139	139	139	715
Conversão		708	406	273	159	128	224	83	78	56	62	62	62	320
Reconversão					0	0		95	74	88	78	78	78	395
Segmento Novo	m€			0	0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	85	50	37	27	21	106	95	78	75	71	70	70	363
Equipamento		38	20	14	10	9	13	13	11	10	10	10	10	51
Montagem		47	30	23	17	12	94	82	67	64	61	60	60	313
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								503	483	458	452	452	2 348
Doméstico									491	471	446	442	442	2 292
Terciário									11	11	11	9	9	51
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								79	235	386	533	680	1 913
Doméstico									54	159	260	357	454	1 284
Terciário									25	75	126	176	226	629
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	1 029	657	437	347	289	691	433	364	364	344	344	344	1 760
Conversão		1 029	657	437	346	288	691	153	144	104	114	114	114	590
Reconversão					1	1		280	220	260	230	230	230	1 170
Rede	km	2	5	0	0	0	5	4	5	4	4	4	4	22
Ramais	#	204	234	89	41	57	78	60	80	87	80	80	80	407
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	1 547	969	665	558	459	925	609	503	483	458	452	452	2 348
BP <		1 547	966	664	557	460	920	608	502	482	457	451	451	2 343
BP >			3	1	1		4	1	1	1	1	1	1	5
MP						-1	1							
Rescisões	#	-377	-306	-81	-2 306	-38		-66	-67	-67	-68	-69	-70	-341
BP <		-374	-307	-85	-2 300	-29	-10	-66	-67	-67	-68	-69	-70	-341
BP >		-3		2	-7	-9	10							
MP			1	2	1									
Pontos Abastecimento Acumulados	#	31 559	32 222	32 806	31 058	31 482	32 406	32 949	33 385	33 801	34 190	34 573	34 955	34 955
BP <		31 504	32 163	32 742	30 999	31 432	32 342	32 884	33 319	33 734	34 122	34 504	34 885	34 885
BP >		46	49	52	46	38	51	52	53	54	55	56	57	57
MP		9	10	12	13	12	13	13	13	13	13	13	13	13
Pontos Abastecimento Médios	#	31 559	31 891	32 514	31 932	31 270	31 944	32 004	33 167	33 593	33 996	34 382	34 764	
BP <		31 504	31 834	32 453	31 871	31 216	31 887	32 613	33 102	33 527	33 928	34 313	34 695	
BP >		46	48	51	49	42	45	52	53	54	55	56	57	
MP		9	10	11	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
Consumo Médio	MWh	19,9	24,3	24,6	21,2	20,3	19,0	20,0	19,4	19,2	19,0	18,8	18,7	
BP <	/Pa	2,32	2,55	2,48	2,36	2,34	2,36	2,50	2,50	2,5	2,5	2,5	2,5	
BP >		144,8	690,9	609,0	594,9	554,3	486,8	587,2	587,2	587,2	587,2	587,2	587,2	
MP		60 850,9	69 548,6	62 659,0	45 792,5	43 185,0	40 725,1	40 725,1	40 725,1	40 725,1	40 725,1	40 725,1	40 725,1	
Volume adicional	MWh								921	2 738	4 499	6 221	7 936	
BP <									628	1 858	3 031	4 166	5 294	
BP >									294	881	1 468	2 055	2 642	
MP														
Volume total	MWh	627 328	774 705	800 433	676 690	636 168	606 019	641 200	643 009	644 658	646 249	647 799	649 340	
BP <		73 008	81 175	80 428	75 135	73 076	75 293	81 533	82 754	83 816	84 820	85 783	86 737	
BP >		6 662	32 819	30 756	29 148	23 280	21 662	30 241	30 828	31 415	32 002	32 590	33 177	
MP		547 658	660 712	689 249	572 407	539 812	509 064	529 426	529 426	529 426	529 426	529 426	529 426	

LOURES	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	614	799	530	412	424	815	1 004	1 344	1 207	1 250	1 187	1 187	1 237
Mts Rede Sec / Cliente	mts	1	5	0	1	0	6	7	11	9	10	9	9	9
Clientes / km rede	#	791,7	183,7	3 308,5	2 000,0	2 022,0	181,2	142,7	94,0	109,8	104,1	113,0	113,0	106,0
Clientes / Ramal	#	7,58	4,14	7,47	13,61	8,05	11,86	10,15	6,29	5,55	5,73	5,65	5,65	5,77
Custo unit RS (€/m)	€	46,5	48,4	83,4	85,7	100,9	77,1	72,8	76,2	73,2	73,5	72,0	72,0	74
Custo unit Ramal (€)	€	325	274	285	480	398	389	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		688	618	625	458	445	324	410	418	396	405	405	405	406
Conversão	€	688	618	625	459	445	324	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				261	261		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	31	33	22	19	21	43	50	69	63	66	63	64	

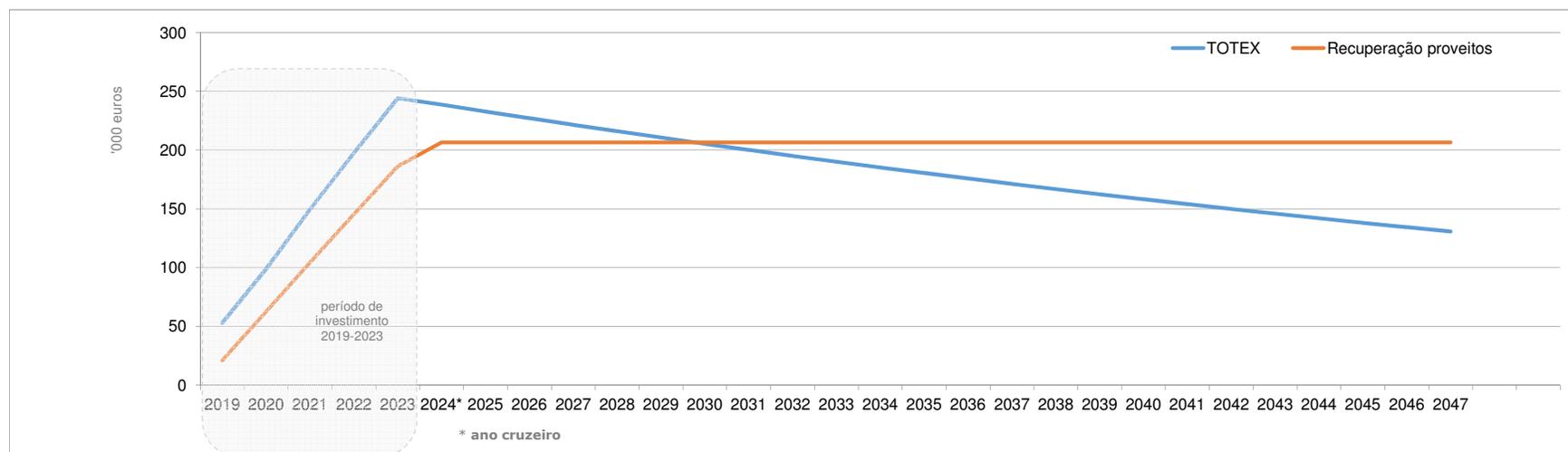
Avaliação						2024					
TOTEX (b)	m€					72	134	193	247	300	294
Proveito Recuperado (a)	m€					26	76	125	173	220	243
Margem tarifa	%										-17%
D = (a) - (b)	m€					-46	-57	-68	-75	-80	-50
Acumulado	m€					-46	-103	-172	-246	-327	-377



MAFRA	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		998	718	646	424	504	185	538	499	436	489	481	481	2 386
Rede	m€	494	371	413	291	346	106	318	296	245	298	297	297	1 433
Ramais	m€	63	44	31	42	36	27	24	24	19	19	19	19	102
Infraestruturação / clientes	m€	391	269	183	79	106	37	136	125	116	118	112	112	584
Conversão		391	269	183	59	81	37	50	50	29	34	29	29	171
Reconversão					20	26		86	74	88	84	84	84	413
Segmento Novo	m€			0	0		0							
Contadores / cadeias medida	m€	50	34	19	12	15	14	60	54	54	54	52	52	268
Equipamento		20	14	6	6	4	2	8	7	7	7	7	7	37
Montagem		30	19	13	6	11	12	52	47	47	47	45	45	231
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								349	349	347	337	337	1 719
Doméstico									344	344	342	332	332	1 694
Terciário									4	4	4	4	4	20
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								72	215	358	500	641	1 785
Doméstico									39	116	194	270	344	963
Terciário									33	99	164	230	296	822
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	808	550	367	183	259	100	347	313	313	311	301	301	1 539
Conversão		808	550	367	126	185	100	92	93	53	63	53	53	315
Reconversão					57	74		255	220	260	248	248	248	1 224
Rede	km	8	4	6	3	4	2	4	3	3	3	3	3	17
Ramais	#	166	132	98	98	84	74	50	50	40	40	40	40	210
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	946	619	405	217	287	164	382	349	349	347	337	337	1 719
BP <		946	618	405	217	287	163	381	348	348	346	336	336	1 714
BP >			1				1	1	1	1	1	1	1	5
MP														
Rescisões	#	-164	-76	-10	-1	-3	21	-18	-19	-20	-20	-21	-22	-102
BP <		-165	-74	-11	-1	-9	25	-18	-19	-20	-20	-21	-22	-102
BP >		1	-2	1		6	-4							
MP														
Pontos Abastecimento Acumulados	#	7 166	7 709	8 104	8 320	8 604	8 789	9 153	9 483	9 812	10 139	10 455	10 770	10 770
BP <		7 156	7 700	8 094	8 310	8 588	8 776	9 139	9 468	9 796	10 122	10 437	10 751	10 751
BP >		10	9	10	10	16	13	14	15	16	17	18	19	19
MP														
Pontos Abastecimento Médios	#	7 166	7 438	7 907	8 212	8 462	8 697	8 971	9 318	9 647	9 975	10 297	10 613	
BP <		7 156	7 428	7 897	8 202	8 449	8 682	8 957	9 303	9 632	9 959	10 279	10 594	
BP >		10	10	10	10	13	15	14	15	16	17	18	19	
MP														
Consumo Médio	MWh	4,1	3,9	3,5	3,4	3,4	3,4	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	
BP <	/Pa	2,45	2,61	2,48	2,48	2,49	2,48	2,60	2,60	2,6	2,6	2,6	2,6	
BP >		1 154,2	1 050,9	880,3	771,1	568,3	567,5	767,7	767,7	767,7	767,7	767,7	767,7	
MP														
Volume adicional	MWh								836	2 509	4 179	5 833	7 474	
BP <									452	1 357	2 259	3 146	4 020	
BP >									384	1 152	1 919	2 687	3 455	
MP														
Volume total	MWh	29 090	29 357	27 910	28 035	28 439	29 740	33 653	35 320	36 942	38 560	40 161	41 747	
BP <		17 548	19 373	19 548	20 324	21 051	21 510	23 289	24 188	25 043	25 893	26 726	27 545	
BP >		11 542	9 984	8 363	7 711	7 388	8 229	10 364	11 132	11 899	12 667	13 435	14 202	
MP														

MAFRA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 055	1 160	1 595	1 956	1 755	1 127	1 408	1 431	1 248	1 409	1 427	1 427	1 388
Mts Rede Sec / Cliente	mts	9	7	15	16	15	11	10	10	8	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	112,5	147,6	65,9	63,3	65,2	93,7	103,2	101,2	121,1	100,6	98,4	98,4	103,3
Clientes / Ramal	#	5,70	4,69	4,13	2,21	3,42	2,22	7,64	6,98	8,73	8,68	8,43	8,43	8,19
Custo unit RS (€/m)	€	58,8	88,3	67,2	85,0	78,6	60,7	86,0	85,9	85,1	86,3	86,6	86,6	86
Custo unit Ramal (€)	€	378	335	318	431	431	362	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		484	490	498	430	411	374	392	398	372	379	374	374	379
Conversão	€	484	490	498	466	436	374	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				351	349		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	260	294	452	573	522	330	375	377	326	365	366	363	

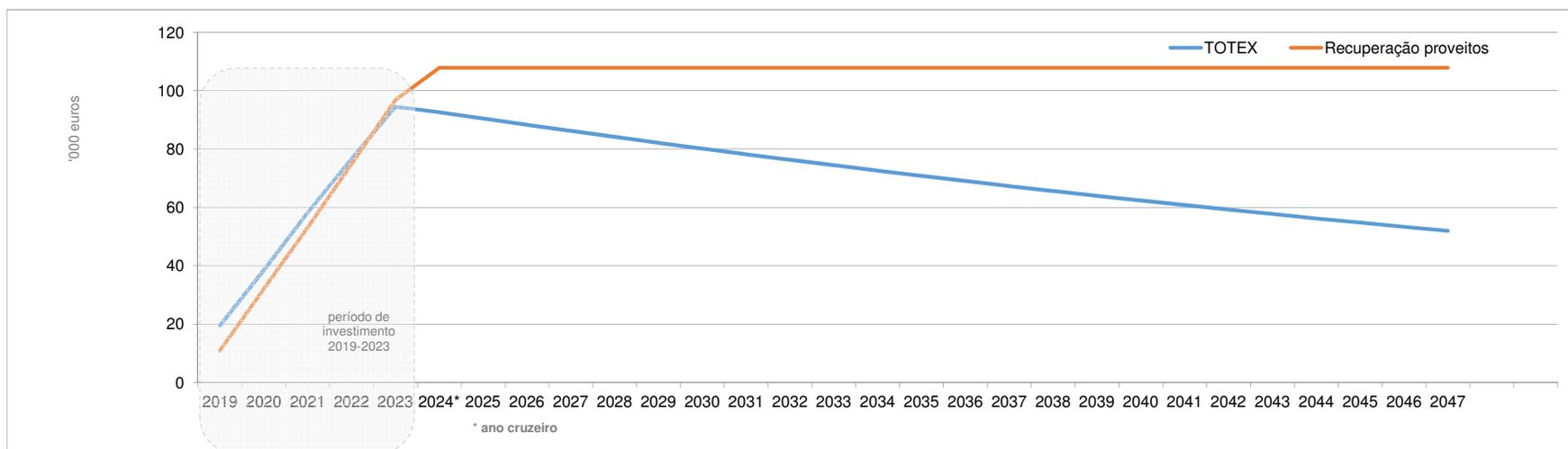
Avaliação						2024					
TOTEX (b)	m€					53	99	149	197	244	239
Proveito Recuperado (a)	m€					21	63	104	146	186	207
Margem tarifa	%										-13%
D = (a) - (b)	m€					-32	-36	-45	-52	-58	-32
Acumulado	m€					-32	-68	-113	-165	-223	-255



ODIVELAS	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		307	237	266	81	73	92	170	170	171	179	170	170	860
Rede	m€	67	39	25	12	8	15	82	82	91	91	83	83	431
Ramais	m€	27	19	20	13	16	12	24	24	24	24	24	24	121
Infraestruturação / clientes	m€	175	152	195	43	40	46	35	35	30	34	34	34	167
Conversão		175	152	195	43	40	46	8	8	3	5	5	5	27
Reconversão								27	27	27	29	29	29	140
Segmento Novo	m€			0	0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	38	27	25	13	9	18	29	29	26	29	29	29	141
Equipamento		18	12	10	5	4	4	4	4	4	4	4	4	21
Montagem		20	16	15	8	5	14	25	25	22	25	25	25	120
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								186	166	186	186	186	910
Doméstico									180	160	180	180	180	880
Terciário									5	5	5	5	5	25
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								40	117	194	273	353	977
Doméstico									19	55	91	129	167	461
Terciário									21	62	103	144	186	516
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	268	247	317	86	80	100	95	95	85	95	95	95	465
Conversão		268	247	317	86	80	100	15	15	5	10	10	10	50
Reconversão								80	80	80	85	85	85	415
Rede	km	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	5
Ramais	#	85	55	52	34	38	35	50	50	50	50	50	50	250
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	612	501	507	283	222	295	186	186	166	186	186	186	910
BP <		612	499	507	283	222	295	185	185	165	185	185	185	905
BP >			2					1	1	1	1	1	1	5
MP														
Rescisões	#	-241	-107	-79	45	-17	-99	-71	-71	-72	-72	-72	-72	-359
BP <		-241	-103	-79	45	-19	-96	-71	-71	-72	-72	-72	-72	-359
BP >			-4			2	-3							
MP														
Pontos Abastecimento Acumulados	#	33 986	34 380	34 807	35 135	35 341	35 537	35 652	35 766	35 860	35 974	36 088	36 201	36 201
BP <		33 959	34 355	34 783	35 111	35 314	35 513	35 627	35 740	35 833	35 946	36 059	36 171	36 171
BP >		26	24	23	23	26	23	24	25	26	27	28	29	29
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	33 986	34 183	34 594	34 971	35 238	35 439	35 594	35 709	35 813	35 917	36 031	36 145	
BP <		33 959	34 157	34 569	34 947	35 213	35 414	35 570	35 683	35 787	35 890	36 003	36 115	
BP >		26	25	24	23	25	25	24	25	26	27	28	29	
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
BP <	/Pa	2,34	2,35	2,30	2,31	2,29	2,26	2,40	2,40	2,4	2,4	2,4	2,4	
BP >		418,2	476,2	488,7	509,5	447,2	484,2	481,2	481,2	481,2	481,2	481,2	481,2	
MP		13 225,0	12 763,6	13 252,9	12 421,8	12 972,6	12 297,7	12 297,7	12 297,7	12 297,7	12 297,7	12 297,7	12 297,7	
Volume adicional	MWh								463	1 364	2 265	3 190	4 115	
BP <									222	642	1 062	1 506	1 950	
BP >									241	722	1 203	1 684	2 165	
MP														
Volume total	MWh	103 714	104 883	104 188	104 826	104 539	104 199	108 973	109 727	110 456	111 185	111 937	112 688	
BP <		79 616	80 213	79 452	80 685	80 611	80 037	85 368	85 640	85 888	86 135	86 406	86 676	
BP >		10 873	11 906	11 484	11 720	10 955	11 864	11 308	11 789	12 271	12 752	13 233	13 714	
MP		13 225	12 764	13 253	12 422	12 973	12 298	12 298	12 298	12 298	12 298	12 298	12 298	

ODIVELAS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	501	474	526	286	331	311	913	914	1 028	960	916	916	945
Mts Rede Sec / Cliente	mts	2	2	1	1	2	1	5	5	6	6	5	5	5
Clientes / km rede	#	576,8	474,4	1 261,2	1 993,0	559,2	1 361,3	195,8	195,8	158,1	177,1	195,0	195,0	183,5
Clientes / Ramal	#	7,20	9,11	9,75	8,32	5,84	8,43	3,72	3,72	3,32	3,72	3,72	3,72	3,64
Custo unit RS (€/m)	€	63,5	36,8	63,4	86,6	19,7	71,1	86,2	86,3	86,8	87,1	87,0	87,0	87
Custo unit Ramal (€)	€	313	348	394	375	430	342	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		653	615	616	497	498	462	370	370	350	359	359	359	359
Conversão	€	653	615	616	497	498	462	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€							338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	164	154	175	95	112	106	298	298	333	310	295	294	

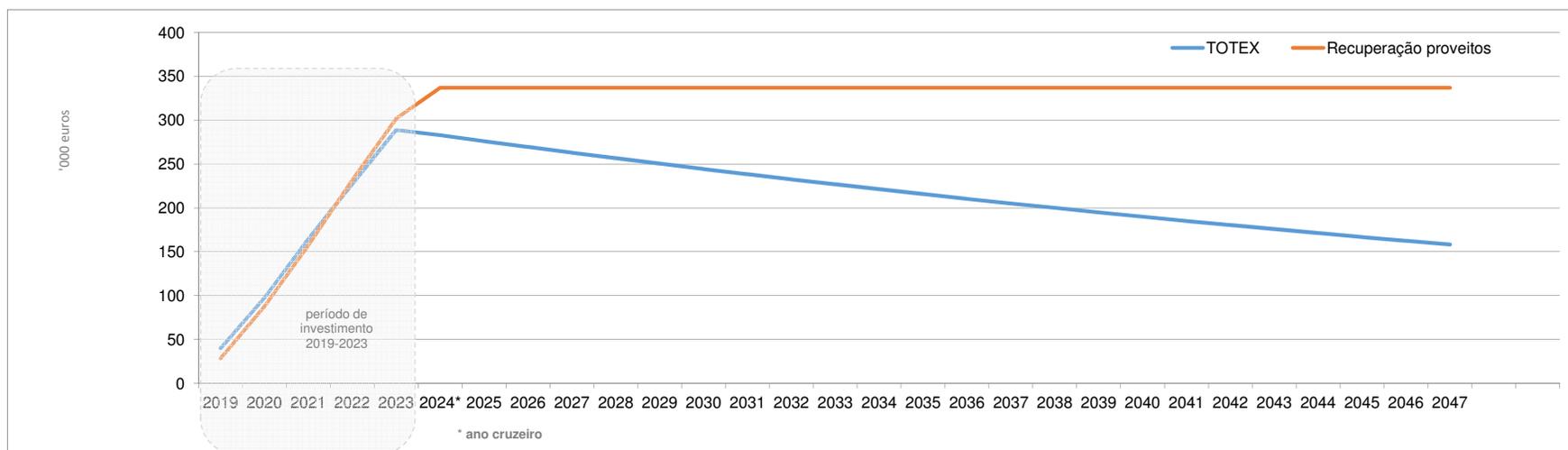
Avaliação						2024					
TOTEX (b)	m€					19	38	58	77	95	93
Proveito Recuperado (a)	m€					11	32	53	75	97	108
Margem tarifa	%										16%
D = (a) - (b)	m€					-9	-6	-5	-2	2	15
Acumulado	m€					-9	-15	-20	-22	-19	-4



OEIRAS	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		679	492	523	1 050	876	344	272	332	522	598	589	589	2 631
Rede	m€	367	40	326	834	538	172	91	91	272	273	274	274	1 183
Ramais	m€	48	43	30	47	72	46	29	29	29	29	29	29	145
Infraestruturação / clientes	m€	222	359	147	148	232	92	100	142	144	195	197	197	874
Conversão		222	359	147	148	230	92	49	55	42	72	85	85	338
Reconversão		0				2	0	51	86	102	124	112	112	537
Segmento Novo	m€			0	0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	41	51	20	22	33	32	52	71	77	101	90	90	428
Equipamento		16	20	7	9	13	7	7	10	11	14	12	12	59
Montagem		26	31	13	12	20	26	45	61	66	87	77	77	369
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								457	498	654	578	578	2 765
Doméstico									445	486	642	566	566	2 705
Terciário									11	11	11	11	11	55
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								86	262	465	678	882	2 372
Doméstico									61	187	340	503	657	1 748
Terciário									25	75	125	175	225	625
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	362	627	256	273	504	199	242	358	379	498	489	489	2 213
Conversão		362	627	256	273	496	198	91	102	77	132	156	156	623
Reconversão						8	1	151	256	302	366	333	333	1 590
Rede	km	6	1	5	12	8	2	1	1	3	3	3	3	13
Ramais	#	147	116	79	124	173	107	60	60	60	60	60	60	300
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	677	821	401	422	696	420	337	457	498	654	578	578	2 765
BP <		675	820	401	420	696	419	336	456	497	653	577	577	2 760
BP >		2	1		2		1	1	1	1	1	1	1	5
MP														
Rescisões	#	-303	-191	-96	-10	-66	-148	-85	-85	-86	-87	-88	-89	-435
BP <		-306	-183	-96	-13	-65	-152	-85	-85	-86	-87	-88	-89	-435
BP >		3	-9	1	3	-1	4							
MP			1	-1										
Pontos Abastecimento Acumulados	#	39 998	40 627	40 933	41 345	41 975	42 247	42 499	42 870	43 282	43 848	44 338	44 826	44 826
BP <		39 863	40 500	40 805	41 212	41 843	42 110	42 361	42 731	43 142	43 707	44 196	44 683	44 683
BP >		132	123	125	130	129	134	135	136	137	138	139	140	140
MP		3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Pontos Abastecimento Médios	#	39 998	40 313	40 780	41 139	41 660	42 111	42 373	42 685	43 076	43 565	44 093	44 582	
BP <		39 863	40 182	40 653	41 009	41 528	41 977	42 236	42 546	42 937	43 425	43 952	44 440	
BP >		132	128	124	128	130	132	135	136	137	138	139	140	
MP		3	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Consumo Médio	MWh	6,8	9,5	6,3	6,3	6,5	6,4	6,6	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	
BP <	/Pa	3,18	3,20	3,05	3,04	3,01	2,91	3,10	3,10	3,1	3,1	3,1	3,1	
BP >		604,3	615,4	543,8	575,0	593,8	587,7	583,2	583,2	583,2	583,2	583,2	583,2	
MP		21 793,6	49 877,4	18 196,7	20 886,1	23 416,2	22 874,8	22 874,8	22 874,8	22 874,8	22 874,8	22 874,8	22 874,8	
Volume adicional	MWh								998	3 059	5 424	7 914	10 286	
BP <									707	2 184	3 966	5 873	7 662	
BP >									292	875	1 458	2 041	2 624	
MP														
Volume total	MWh	271 793	381 602	255 252	260 613	272 245	267 938	277 995	279 541	281 335	283 431	285 648	287 743	
BP <		126 647	128 563	124 131	124 642	125 100	122 033	130 930	131 894	133 104	134 617	136 250	137 763	
BP >		79 765	78 468	67 433	73 313	76 896	77 281	78 440	79 024	79 607	80 190	80 773	81 356	
MP		65 381	174 571	63 688	62 658	70 249	68 624	68 624	68 624	68 624	68 624	68 624	68 624	

OEIRAS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 002	600	1 304	2 489	1 258	819	808	727	1 047	915	1 020	1 020	952
Mts Rede Sec / Cliente	mts	8	1	12	29	11	5	3	2	6	5	5	5	5
Clientes / km rede	#	122,5	1 039,2	86,6	34,0	91,0	209,2	321,0	435,2	163,3	214,4	189,5	189,5	208,7
Clientes / Ramal	#	4,61	7,08	5,08	3,40	4,02	3,93	5,62	7,62	8,30	10,90	9,63	9,63	9,22
Custo unit RS (€/m)	€	66,5	50,4	70,5	67,2	70,3	85,9	86,5	86,7	89,1	89,4	89,8	89,8	89
Custo unit Ramal (€)	€	329	374	378	376	419	434	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		612	572	573	542	461	464	414	396	379	392	403	403	395
Conversão	€	612	572	573	542	464	465	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€					266	273	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	148	63	208	393	193	129	123	111	160	141	157	158	

Avaliação						2024					
TOTEX (b)	m€					40	98	165	228	289	283
Proveito Recuperado (a)	m€					29	88	158	232	302	337
Margem tarifa	%										19%
D = (a) - (b)	m€					-12	-10	-7	4	13	54
Acumulado	m€					-12	-22	-29	-24	-11	43

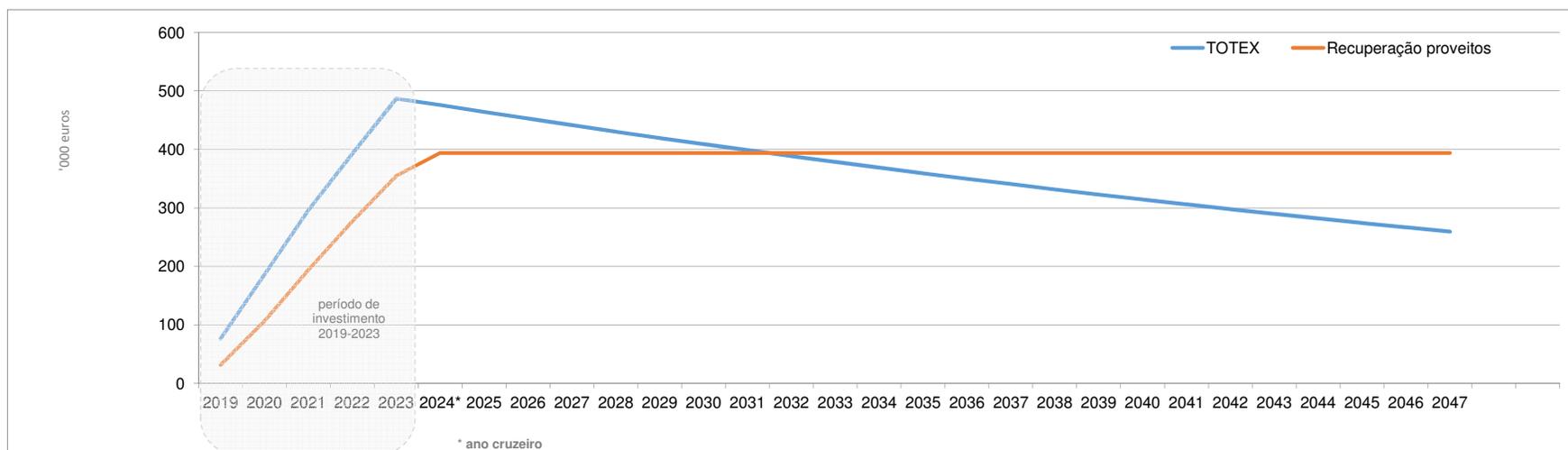


SINTRA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		1 057	1 389	1 202	1 162	1 248	1 078	507	732	1 043	1 066	979	979	4 799
Rede	m€	385	637	388	588	920	655	296	481	640	642	626	626	3 017
Ramais	m€	80	89	69	72	45	76	48	59	80	95	76	76	386
Infraestruturação / clientes	m€	511	594	688	450	247	258	96	117	209	214	178	178	896
Conversão		511	594	688	445	247	258	46	56	57	70	68	68	319
Reconversão					5			51	61	152	144	110	110	577
Segmento Novo	m€			0	0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	80	69	58	51	35	88	67	74	115	115	99	99	500
Equipamento		32	27	14	19	13	11	10	11	16	16	14	14	70
Montagem		48	42	43	32	23	77	58	63	99	99	85	85	430
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								480	741	741	638	638	3 238
Doméstico									464	725	725	622	622	3 158
Terciário									15	15	15	15	15	75
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								113	369	655	929	1 192	3 258
Doméstico									55	196	368	527	674	1 821
Terciário									57	172	287	402	517	1 437
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	984	1 019	1 107	868	525	613	234	284	555	555	452	452	2 298
Conversão		984	1 019	1 107	853	525	613	84	104	105	129	125	125	588
Reconversão					15			150	180	450	426	327	327	1 710
Rede	km	6	11	5	7	10	6	4	6	8	8	7	7	35
Ramais	#	240	264	188	194	124	192	100	123	165	196	156	156	796
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	1 347	1 269	1 300	1 046	743	851	437	480	741	741	638	638	3 238
BP <		1 347	1 268	1 300	1 043	742	849	436	479	740	740	637	637	3 233
BP >			1		3		2	1	1	1	1	1	1	5
MP						1								
Rescisões	#	-824	-603	-337	-140	-173	-98	-121	-121	-123	-124	-125	-126	-619
BP <		-827	-597	-336	-139	-161	-111	-121	-121	-123	-124	-125	-126	-619
BP >		3	-7	-1	-3	-9	13							
MP			1		2	-3								
Pontos Abastecimento Acumulados	#	56 284	56 949	57 912	58 816	59 388	60 141	60 457	60 815	61 433	62 050	62 563	63 075	63 075
BP <		56 185	56 856	57 820	58 724	59 305	60 043	60 358	60 715	61 332	61 948	62 460	62 971	62 971
BP >		95	88	87	85	78	93	94	95	96	97	98	99	99
MP		4	5	5	7	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Pontos Abastecimento Médios	#	56 284	56 617	57 431	58 364	59 102	59 765	60 299	60 636	61 124	61 742	62 307	62 819	
BP <		56 185	56 521	57 338	58 272	59 015	59 674	60 201	60 537	61 024	61 640	62 204	62 716	
BP >		95	92	88	86	82	86	94	95	96	97	98	99	
MP		4	5	5	6	6	5	5	5	5	5	5	5	
Consumo Médio	MWh	6,7	6,6	6,2	6,1	5,9	5,7	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	
BP <	/Pa	2,76	2,74	2,61	2,61	2,57	2,57	2,70	2,70	2,7	2,7	2,7	2,7	
BP >		1 424,9	1 441,0	1 296,9	1 335,3	1 392,7	1 240,7	1 341,4	1 341,4	1 341,4	1 341,4	1 341,4	1 341,4	
MP		21 633,2	19 397,8	18 718,2	15 133,8	14 264,7	16 414,5	16 414,5	16 414,5	16 414,5	16 414,5	16 414,5	16 414,5	
Volume adicional	MWh								1 317	4 304	7 644	10 844	13 905	
BP <									647	2 292	4 290	6 149	7 869	
BP >									671	2 012	3 354	4 695	6 036	
MP														
Volume total	MWh	377 203	374 156	356 540	357 686	350 790	341 606	370 035	372 284	374 941	377 946	380 810	383 532	
BP <		155 307	155 010	149 470	152 048	151 696	153 456	162 541	163 449	164 765	166 429	167 951	169 332	
BP >		135 364	131 856	113 480	114 835	113 506	106 077	125 421	126 762	128 104	129 445	130 787	132 128	
MP		86 533	87 290	93 591	90 803	85 588	82 072	82 072	82 072	82 072	82 072	82 072	82 072	

SINTRA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	784	1 094	925	1 111	1 680	1 267	1 161	1 524	1 408	1 438	1 534	1 534	1 482
Mts Rede Sec / Cliente	mts	5	8	4	7	13	7	9	12	10	10	11	11	11
Clientes / km rede	#	220,2	119,5	239,8	151,9	74,1	140,7	115,6	83,5	98,8	98,8	87,4	87,4	91,6
Clientes / Ramal	#	5,61	4,81	6,91	5,39	5,99	4,43	4,37	3,90	4,49	3,78	4,09	4,09	4,07
Custo unit RS (€/m)	€	63,0	60,1	71,5	85,4	91,8	108,4	78,2	83,7	85,3	85,6	85,8	85,8	85
Custo unit Ramal (€)	€	332	335	365	372	363	396	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		520	583	622	518	471	421	411	412	376	385	394	394	390
Conversão	€	520	583	622	522	471	421	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				323			338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	117	166	149	181	283	222	189	248	230	235	251	251	

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						77	186	296	393	487	476
Proveito Recuperado (a)	m€						31	107	194	277	355	394
Margem tarifa	%											-17%
D = (a) - (b)	m€						-45	-79	-102	-116	-132	-82
Acumulado	m€						-45	-125	-226	-342	-474	-556

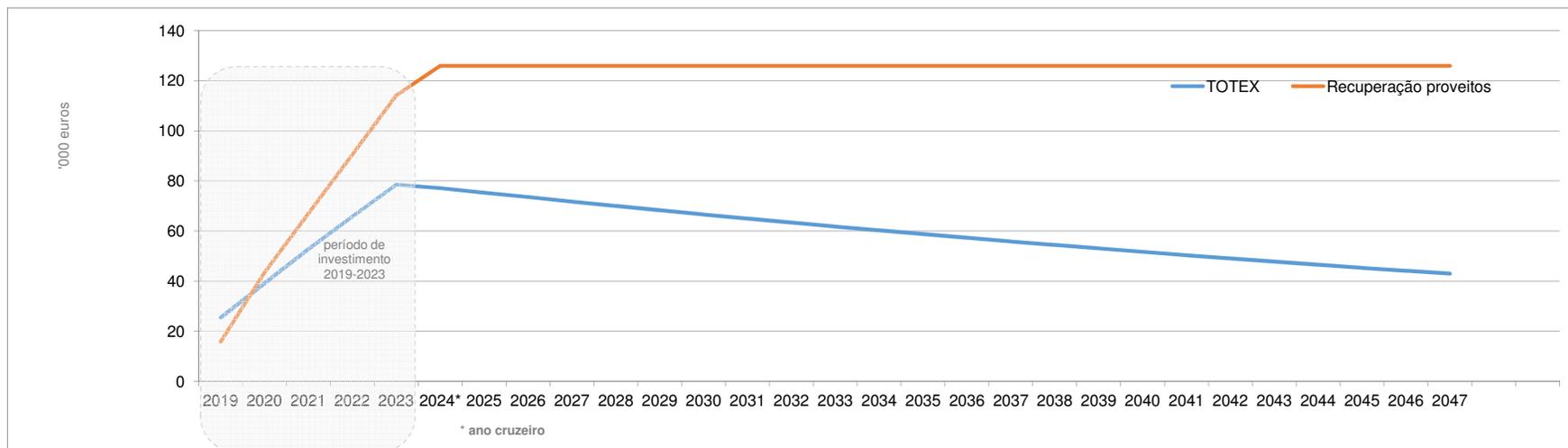


TORRES VEDRAS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	
Investimento Desenvolvimento Negócio		288	56	28	246	1 160	821	355	235	125	126	126	126	126	738
Rede	m€	205	25	11	230	1 090	539	180	126	68	68	68	68	68	399
Ramais	m€	12	8	6	3	14	16	39	24	14	15	15	15	15	82
Infraestruturação / clientes	m€	59	19	9	9	50	185	93	57	27	28	28	28	28	169
Conversão		59	19	9	6	20	53	17	17	9	11	11	11	11	60
Reconversão					3	29	132	76	41	19	17	17	17	17	110
Segmento Novo	m€				0	0									
Contadores / cadeias medida	m€	12	5	3	4	7	80	44	28	15	15	15	15	15	88
Equipamento		5	2	1	2	3	11	6	4	2	2	2	2	2	13
Montagem		7	3	2	2	4	69	38	24	13	13	13	13	13	75
Agregados físicos do DN:															
Clientes	#								177	97	97	97	97	97	565
Doméstico									173	93	93	93	93	93	545
Terciário									3	3	3	3	3	3	15
Indústria									1	1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								66	189	302	414	527	1 499	
Doméstico									22	56	80	103	127	388	
Terciário									44	133	222	311	400	1 111	
Indústria															
Instalações de GN infraestruturadas	#	97	31	15	22	125	603	256	151	71	71	71	71	71	435
Conversão		97	31	15	12	43	129	31	31	16	21	21	21	21	110
Reconversão					10	82	474	225	120	55	50	50	50	50	325
Rede	km	4	0	0	2	12	5	2	1	1	1	1	1	1	4
Ramais	#	35	19	14	8	40	47	80	50	30	30	30	30	30	170
Indicadores Operacionais:															
Pontos Abastecimento Ano	#	170	80	53	45	149	630	282	177	97	97	97	97	97	565
BP <		170	77	53	44	148	630	281	176	96	96	96	96	96	560
BP >			3		1			1	1	1	1	1	1	1	5
MP						1									
Rescisões	#	-57	-39	-13	21	14	-33	-14	-14	-14	-14	-15	-15	-15	-72
BP <		-59	-38	-8	20	13	-34	-14	-14	-14	-14	-15	-15	-15	-72
BP >		2		-2	-1	2	1								
MP			-1	-3	2	-1									
Pontos Abastecimento Acumulados	#	5 754	5 796	5 839	5 903	6 066	6 663	6 931	7 094	7 177	7 259	7 342	7 424	7 424	7 424
BP <		5 733	5 772	5 817	5 881	6 042	6 638	6 905	7 067	7 149	7 230	7 312	7 393	7 393	7 393
BP >		12	16	17	15	17	18	19	20	21	22	23	24	24	24
MP		9	8	5	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Pontos Abastecimento Médios	#	5 754	5 775	5 818	5 871	5 985	6 365	6 797	7 013	7 135	7 218	7 300	7 383	7 383	
BP <		5 733	5 753	5 795	5 849	5 962	6 340	6 772	6 986	7 108	7 189	7 271	7 352	7 352	
BP >		12	14	17	16	16	18	19	20	21	22	23	24	24	
MP		9	9	7	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Consumo Médio	MWh	45,1	49,3	48,6	45,6	45,9	47,8	42,0	41,0	40,5	40,2	39,9	39,6	39,6	
BP <	/Pa	3,14	3,13	2,94	2,99	2,56	2,78	2,90	2,90	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
BP >		648,7	778,6	729,0	719,4	671,5	2 286,2	1 037,0	1 037,0	1 037,0	1 037,0	1 037,0	1 037,0	1 037,0	
MP		25 954,3	30 123,8	39 068,6	39 778,9	35 516,2	35 250,9	35 250,9	35 250,9	35 250,9	35 250,9	35 250,9	35 250,9	35 250,9	
Volume adicional	MWh								774	2 205	3 521	4 836	6 151		
BP <									255	650	928	1 206	1 485		
BP >									519	1 556	2 593	3 630	4 667		
MP															
Volume total	MWh	259 385	284 936	283 020	267 686	274 595	304 397	285 578	287 237	288 627	289 901	291 174	292 447	292 447	
BP <		18 012	17 984	17 047	17 503	15 238	17 633	19 638	20 260	20 613	20 849	21 085	21 321	21 321	
BP >		7 784	10 900	12 028	11 510	10 744	40 008	19 185	20 222	21 259	22 296	23 333	24 370	24 370	
MP		233 589	256 052	253 946	238 673	248 613	246 756	246 756	246 756	246 756	246 756	246 756	246 756	246 756	

TORRES VEDRAS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	1 692	701	535	5 465	7 784	1 303	1 261	1 330	1 285	1 298	1 301	1 301	1 307
Mts Rede Sec / Cliente	mts	22	1	1	55	82	9	7	8	8	8	8	8	
Clientes / km rede	#	45,3	1 951,2	746,5	18,3	12,1	115,9	141,0	126,4	129,3	129,3	129,3	128,4	
Clientes / Ramal	#	4,86	4,21	3,79	5,63	3,73	13,40	3,53	3,54	3,23	3,23	3,23	3,32	
Custo unit RS (€/m)	€	54,6	609,0	149,8	93,4	88,8	99,2	90,1	90,2	90,4	90,7	91,0	91	
Custo unit Ramal (€)	€	335	417	413	424	342	350	482	483	483	485	487	485	
Custo unit infraestruturação (€)		610	598	615	397	396	307	362	379	384	398	398	389	
Conversão	€	610	598	615	490	469	412	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€				284	358	279	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	38	14	11	120	170	27	30	32	32	32	33	33	

Avaliação

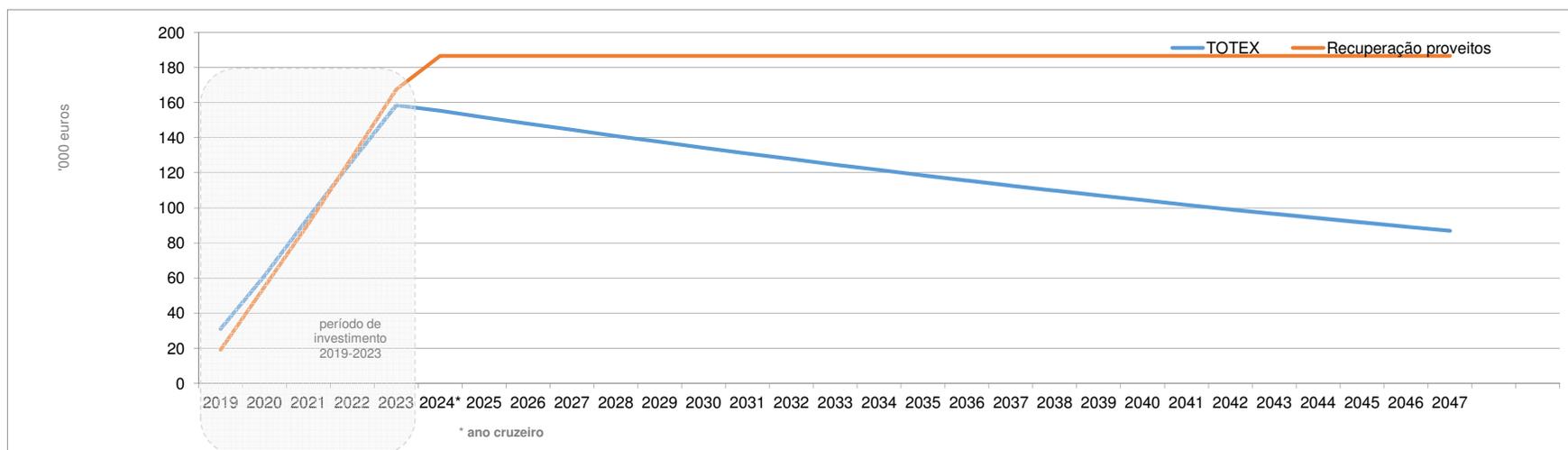
								2024					
TOTEX (b)	m€							25	39	53	66	79	77
Proveito Recuperado (a)	m€							16	43	67	91	114	126
Margem tarifa	%												63%
D = (a) - (b)	m€							-10	4	14	25	36	49
Acumulado	m€							-10	-5	9	34	69	118



VILA FRANCA XIRA		Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio			447	549	436	140	265	175	234	268	275	301	302	302	1 448
Rede	m€		125	91	14	7	136	21	74	102	138	138	139	139	655
Ramais	m€		29	64	30	16	20	26	24	29	24	29	29	29	141
Infraestruturação / clientes	m€		256	356	357	100	96	99	89	91	75	87	87	87	427
Conversão			256	356	357	100	96	99	45	55	31	44	44	44	220
Reconversão						1			44	36	44	43	43	43	207
Segmento Novo	m€					0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€		38	37	34	16	13	30	47	47	38	47	47	47	225
Equipamento			16	15	14	6	4	4	7	7	6	7	7	7	32
Montagem			22	22	20	10	9	26	41	40	33	40	40	40	193
Agregados físicos do DN:															
Clientes	#									302	247	302	302	302	1 455
Doméstico										293	238	293	293	293	1 410
Terciário										8	8	8	8	8	40
Indústria										1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³									73	213	353	498	644	1 781
Doméstico										31	87	143	205	267	734
Terciário										42	126	209	293	377	1 046
Indústria															
Instalações de GN infraestruturadas	#		427	584	547	194	134	221	213	208	188	208	208	208	1 020
Conversão			427	584	547	192	134	221	83	102	58	82	82	82	406
Reconversão						2			130	106	130	126	126	126	614
Rede	km		3	2	0	0	2	0	1	1	2	2	2	2	8
Ramais	#		56	132	69	37	34	46	50	60	50	60	60	60	290
Indicadores Operacionais:															
Pontos Abastecimento Ano	#		663	724	639	330	291	320	306	302	247	302	302	302	1 455
BP <			663	720	638	329	290	320	306	301	246	301	301	301	1 450
BP >				4	1	1				1	1	1	1	1	5
MP							1								
Rescisões	#		-369	-206	-11	25	52	-43	-66	-66	-67	-67	-68	-68	-336
BP <			-371	-206	-6	23	55	-42	-66	-66	-67	-67	-68	-68	-336
BP >			2		-5	2	-2	-1							
MP							-1								
Pontos Abastecimento Acumulados	#		30 555	31 073	31 701	32 056	32 399	32 676	32 916	33 152	33 332	33 567	33 801	34 035	34 035
BP <			30 516	31 030	31 662	32 014	32 359	32 637	32 877	33 112	33 291	33 525	33 758	33 991	33 991
BP >			30	34	30	33	31	30	30	31	32	33	34	35	35
MP			9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Pontos Abastecimento Médios	#		30 555	30 814	31 387	31 879	32 228	32 538	32 796	33 034	33 242	33 449	33 684	33 918	
BP <			30 516	30 773	31 346	31 838	32 187	32 498	32 757	32 994	33 201	33 408	33 642	33 875	
BP >			30	32	32	32	32	31	30	31	32	33	34	35	
MP			9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
Consumo Médio	MWh		54,1	52,3	22,7	18,4	18,8	17,7	17,6	17,5	17,5	17,4	17,3	17,2	
BP <	/Pa		2,49	2,46	2,37	2,39	2,32	2,30	2,40	2,40	2,4	2,4	2,4	2,4	
BP >			825,7	799,0	770,2	1 101,5	1 225,8	986,6	976,7	976,7	976,7	976,7	976,7	976,7	
MP			172 374,8	167 905,6	68 089,4	52 711,2	54 584,4	52 196,6	52 196,6	52 196,6	52 196,6	52 196,6	52 196,6	52 196,6	
Volume adicional	MWh									850	2 483	4 116	5 815	7 514	
BP <										361	1 018	1 674	2 396	3 119	
BP >										488	1 465	2 442	3 418	4 395	
MP															
Volume total	MWh		1 652 101	1 612 381	711 671	585 049	605 125	574 753	577 687	578 745	580 219	581 691	583 228	584 765	
BP <			75 956	75 663	74 219	75 950	74 641	74 893	78 617	79 187	79 683	80 179	80 740	81 299	
BP >			24 772	25 567	24 648	34 698	39 224	30 091	29 301	29 789	30 766	31 743	32 719	33 696	
MP			1 551 373	1 511 151	612 804	474 401	491 260	469 769	469 769	469 769	469 769	469 769	469 769	469 769	

VILA FRANCA XIRA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	675	759	682	424	911	548	766	888	1 115	997	999	999	995
Mts Rede Sec / Cliente	mts	4	2	0	0	8	0	3	4	7	5	5	5	5
Clientes / km rede	#	224,1	413,0	7 888,9	4 852,9	129,8	3 368,4	322,1	241,6	149,7	183,0	183,0	183,0	185,4
Clientes / Ramal	#	11,84	5,48	9,26	8,92	8,56	6,96	6,12	5,03	4,94	5,03	5,03	5,03	5,02
Custo unit RS (€/m)	€	42,1	52,2	172,9	110,1	60,4	217,1	78,3	81,2	83,5	83,8	84,1	84,1	83
Custo unit Ramal (€)	€	512	487	439	434	599	565	482	483	483	485	487	487	485
Custo unit infraestruturação (€)		599	610	653	517	717	447	417	438	401	418	418	418	419
Conversão	€	599	610	653	519	717	447	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				344			338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	12	14	30	23	49	31	43	51	64	57	58	58	

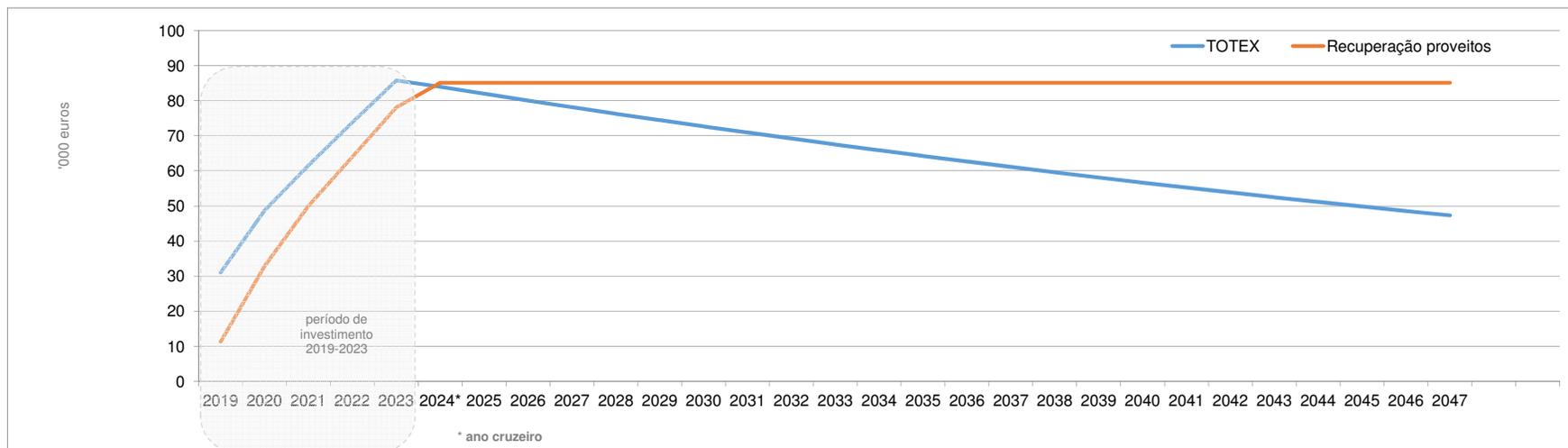
Avaliação						2024					
TOTEX (b)	m€					31	61	95	127	158	155
Proveito Recuperado (a)	m€					19	55	91	129	167	187
Margem tarifa	%										20%
D = (a) - (b)	m€					-12	-6	-4	2	9	31
Acumulado	m€					-12	-18	-22	-19	-10	21



ARRUDA VINHOS	Unid	Real						PDIRD 2019-2023							
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	
Investimento Desenvolvimento Negócio							878	349	285	149	114	115	115	777	
Rede	m€						869	186	127	25	26	26	26	229	
Ramais	m€						10	29	29	7	7	7	7	58	
Infraestruturação / clientes	m€							94	89	81	57	57	57	343	
Conversão								16	14	14	14	14	14	68	
Reconversão								78	76	68	44	44	44	275	
Segmento Novo	m€														
Contadores / cadeias medida	m€							41	39	35	24	24	24	147	
Equipamento								5	5	5	3	3	3	19	
Montagem								35	34	31	21	21	21	128	
Agregados físicos do DN:															
Clientes	#								250	225	155	155	155	940	
Doméstico									250	225	155	155	155	940	
Terciário															
Indústria															
Volume ano	mil m ³								28	81	123	158	192	582	
Doméstico									28	81	123	158	192	582	
Terciário															
Indústria															
Instalações de GN infraestruturadas	#								260	250	225	155	155	940	
Conversão									30	25	25	25	25	125	
Reconversão									230	225	200	130	130	815	
Rede	km							8	2	0	0	0	0	3	
Ramais	#								60	60	15	15	15	120	
Indicadores Operacionais:															
Pontos Abastecimento Ano	#								260	250	225	155	155	155	940
BP <									260	250	225	155	155	155	940
BP >															
MP															
Rescisões	#								-1	-1	-1	-2	-2	-2	-8
BP <									-1	-1	-1	-2	-2	-2	-8
BP >															
MP															
Pontos Abastecimento Acumulados	#								259	508	732	885	1 038	1 191	1 191
BP <									259	508	732	885	1 038	1 191	1 191
BP >															
MP															
Pontos Abastecimento Médios	#								130	384	620	809	962	1 114	
BP <									130	384	620	809	962	1 114	
BP >															
MP															
Consumo Médio	MWh								2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
BP <	/Pa								2,60	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
BP >									767,7	767,7	767,7	767,7	767,7	767,7	
MP															
Volume adicional	MWh								325	943	1 437	1 840	2 243		
BP <									325	943	1 437	1 840	2 243		
BP >															
MP															
Volume total	MWh								998	1 613	2 102	2 500	2 898		
BP <									998	1 613	2 102	2 500	2 898		
BP >															
MP															

ARRUDA VINHOS	Unid	Real						PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€						1 344	1 138	662	738	739	739	826
Mts Rede Sec / Cliente	mts						8	6	1	2	2	2	3
Clientes / km rede	#						118,2	166,7	750,0	516,7	516,7	516,7	348,1
Clientes / Ramal	#						4,33	4,17	15,00	10,33	10,33	10,33	7,83
Custo unit RS (€/m)	€						108,1	84,6	84,7	84,8	85,1	85,4	85
Custo unit Ramal (€)	€						482	483	483	485	487	487	484
Custo unit infraestruturação (€)	€						361	358	360	370	370	370	365
Conversão	€						542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€						338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€												

Avaliação							2024					
TOTEX (b)	m€						31	49	62	74	86	84
Proveito Recuperado (a)	m€						11	33	50	64	78	85
Margem tarifa	%											1%
D = (a) - (b)	m€						-20	-16	-12	-10	-8	1
Acumulado	m€						-20	-36	-47	-57	-65	-63



SOBRAL MONTE AGRAÇO	Unid	Real						PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023
Investimento Desenvolvimento Negócio							967	375	346	102	102	102	1 027
Rede	m€						631	180	181	45	46	46	498
Ramais	m€						77	32	16	9	9	9	76
Infraestruturação / clientes	m€						181	115	106	33	32	32	320
Conversão							79	52	50	11	11	11	137
Reconversão							102	63	56	22	21	21	183
Segmento Novo	m€												
Contadores / cadeias medida	m€						79	47	43	15	15	15	134
Equipamento							11	6	6	2	2	2	18
Montagem							68	41	37	13	13	13	116
Agregados físicos do DN:													
Clientes	#							303	276	96	94	94	863
Doméstico								300	274	95	93	93	855
Terciário								3	2	1	1	1	8
Indústria													
Volume ano	mil m ³							34	98	140	161	182	614
Doméstico								34	98	140	161	182	614
Terciário													
Indústria													
Instalações de GN infraestruturadas	#						447	284	259	85	83	83	794
Conversão							145	96	93	21	21	21	252
Reconversão							302	188	166	64	62	62	542
Rede	km						7	2	2	1	1	1	6
Ramais	#						160	67	33	19	19	19	157
Indicadores Operacionais:													
Pontos Abastecimento Ano	#						510	303	276	96	94	94	863
BP <							510	303	276	96	94	94	863
BP >													
MP													
Rescisões	#						-1	-2	-2	-2	-3	-3	-12
BP <							-1	-2	-2	-2	-3	-3	-12
BP >													
MP													
Pontos Abastecimento Acumulados	#						509	810	1 084	1 178	1 269	1 361	1 361
BP <							509	810	1 084	1 178	1 269	1 361	1 361
BP >													
MP													
Pontos Abastecimento Médios	#						254	660	947	1 131	1 224	1 315	
BP <							254	660	947	1 131	1 224	1 315	
BP >													
MP													
Consumo Médio	MWh								2,6	2,6	2,6	2,6	
BP <	/Pa								2,60	2,6	2,6	2,6	
BP >									767,7	767,7	767,7	767,7	
MP													
Volume adicional	MWh							394	1 147	1 630	1 877	2 122	
BP <								394	1 147	1 630	1 877	2 122	
BP >													
MP													
Volume total	MWh							1 715	2 463	2 941	3 181	3 419	
BP <								1 715	2 463	2 941	3 181	3 419	
BP >													
MP													

SOBRAL MONTE AGRAÇO	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€							1 896	1 239	1 254	1 067	1 081	1 081	1 190
Mts Rede Sec / Cliente	mts							14	7	7	5	5	5	6
Clientes / km rede	#							72,9	151,5	138,0	192,0	188,0	188,0	156,9
Clientes / Ramal	#							3,19	4,52	8,36	5,05	4,95	4,95	5,50
Custo unit RS (€/m)	€							90,1	90,2	90,4	90,7	91,0	91,0	90
Custo unit Ramal (€)	€							482	483	483	485	487	487	484
Custo unit infraestruturação (€)	€							404	407	411	388	389	389	402
Conversão	€							542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€							338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€													

Avaliação							2024					
TOTEX (b)	m€						40	77	87	96	105	102
Proveito Recuperado (a)	m€						14	40	57	65	74	78
Margem tarifa	%											-24%
D = (a) - (b)	m€						-27	-37	-30	-30	-31	-24
Acumulado	m€						-27	-63	-93	-124	-154	-179

