

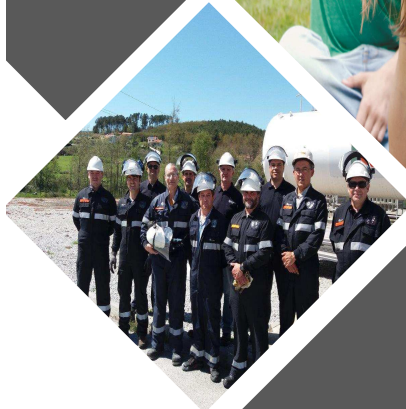
Setgás

PDIRD-GN

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



2019-2023



distribuição
gás natural



Índice

01. SIGLAS E DEFINIÇÕES	3
02. SUMÁRIO EXECUTIVO E ENQUADRAMENTO.....	9
02.1 Enquadramento legislativo do PDIRD-GN	14
02.2 Distribuição de GN em Portugal	15
02.3 Caracterização da atividade de distribuição de GN	17
02.4 Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN	18
02.5 Acompanhamento do PDIRD-GN (2017-2021)	21
03. CARATERIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GN	23
03.1 Implantação e cobertura geográfica	25
03.2 Dados históricos da Concessão	27
04. CONTEXTO GEOGRÁFICO E CONJUNTURA SOCIOECONÓMICA.....	33
04.1 Distribuição GN no contexto Europeu.....	35
04.2 Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa	36
04.3 Contexto regional da concessão	39
05. ENQUADRAMENTO DA GESTÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO	43
05.1 Tipologia de projetos de investimento.....	46
05.2 Projetos de investimento em DN Ligação de novos PA	47
05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes	50
05.4 Projetos de investimento em outras atividades	50
06. PREVISÃO DE CONSUMOS DE GÁS NATURAL	51
06.1 Evolução de consumidores	54
06.2 Pressupostos da procura de GN	55
06.3 Projeção de consumos	59
07. PLANO DE INVESTIMENTO	63
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento	65
07.2 Caracterização do plano de investimento.....	66
07.2.1 Investimento em desenvolvimento de negócio projeto de ligação de novos PA.....	68
07.2.2 Investimento em infraestruturas existentes de distribuição	70
07.2.3 Investimento em outras atividades.....	70

07.2.4 Ligações à RNTGN	73
07.3 Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto	73
07.4 Avaliação do investimento.....	85
07.4.1 Evolução dos principais indicadores	87
07.4.2. Avaliação global do impacto do plano	91
07.4.3 Análise Individual por projeto de DN de cada concelho.....	95
08 ANEXOS	99

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 Setgás, 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 Setgás elaborou esta proposta para o período 2019-2023, tendo em consideração a evolução do enquadramento regulamentar, as recomendações da DGEG e os pareceres da ERSE e do Operador da RNTGN bem como as apreciações do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE e as contribuições das demais entidades que participaram na consulta pública às propostas de PDIRD-GN 2017-2021, nomeadamente a Autoridade da Concorrência, a CIP e a DECO.

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

A ERSE¹ destacou as seguintes melhorias significativas de conteúdo:

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

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

- ☉ Análise da conjuntura económica prevista e das potencialidades existentes nas áreas de concessão.

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

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

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

Quadro 1

Investimento (m€)	PDIRD-GN 2017-2021		PDIRD-GN 2019-2023		Variação	
Investimento DN - Ligação de clientes	13.602	71%	13.741	65%	139	1%
Outros Investimentos em Infraestruturas	1.103	6%	1.109	5%	6	1%
Investimento em Outras Atividades	4.348	23%	6.196	29%	1.848	43%
Total	19.053	100%	21.046	100%	1.993	10%

O investimento para o próximo quinquénio é superior ao anterior PDIRD-GN para o período 2017-2021 em cerca de 1,99 M€, que representa somente um acréscimo anual de 398 m€.

Verifica-se um incremento em “Outras Atividades”, o que se deve 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.

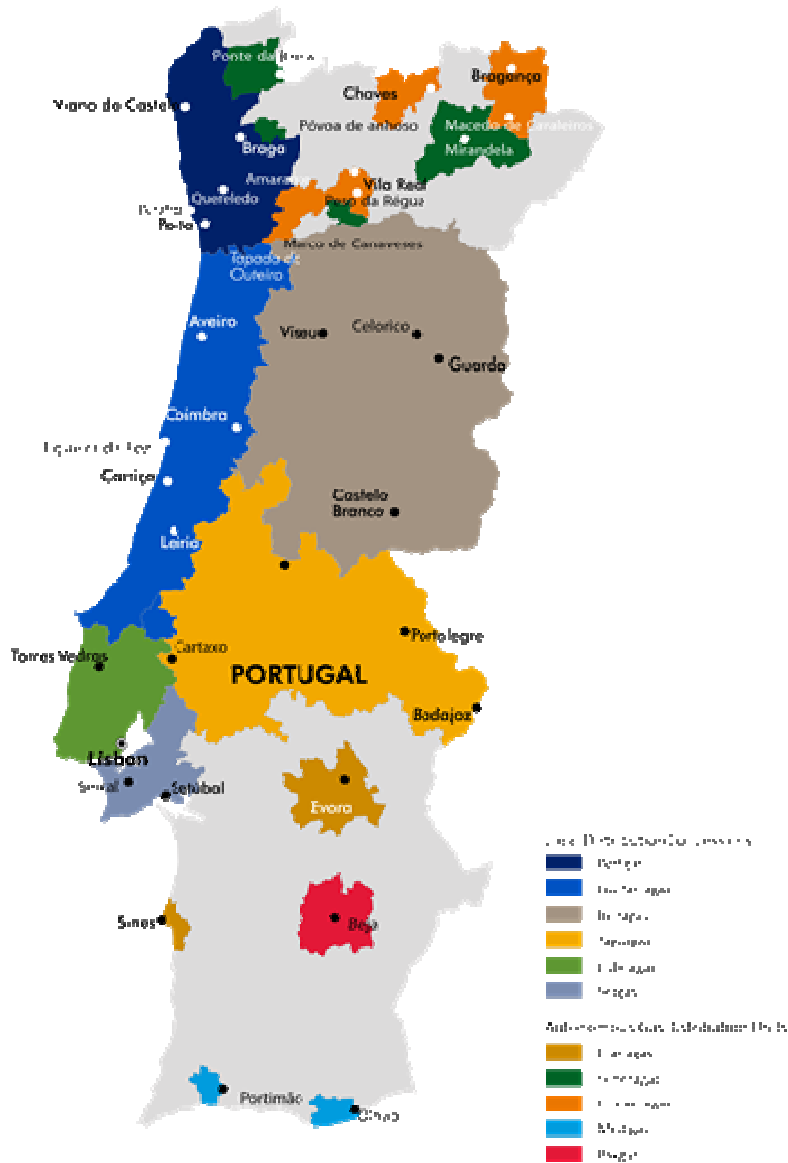
O plano de investimento e os seus objetivos têm em consideração as obrigações do ORD previstas no Contrato de Concessão, na legislação nacional e nos regulamentos do setor, especialmente no RRC e RARII.

- ◉ **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.



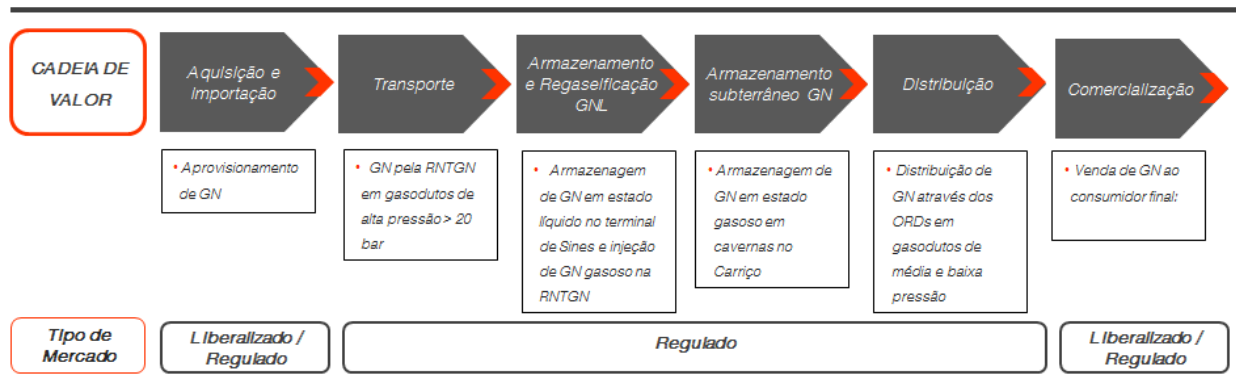
Estas empresas podem ser agrupadas em 3 grupos de acordo com as suas especificidades e o ano de início da atividade de distribuição.

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

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

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

O sistema tarifário regulado estabelece o princípio da uniformidade nas tarifas de acesso à rede de distribuição aplicadas a todos os clientes do SNGN pelo

que as eventuais diferenças nas estratégias de escolha e planeamento de cada ORD, terão impactes diferenciados nos preços finais do GN.

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

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

Desta orientação resulta um plano de investimento com valores estáveis ao longo dos anos e um nível bastante moderado² que permite acomodar os seus impactes nas tarifas, tendo em consideração a evolução do valor do RAB e do comportamento da procura de GN para efeito de consumo doméstico ou industrial.

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

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

Os objetivos do plano consistem em assegurar as melhores condições técnicas e económicas da atividade de distribuição de GN, conforme previsto no contrato de concessão, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da

² Tomando em consideração a redução anual do RAB

área da concessão da Setgás, 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.

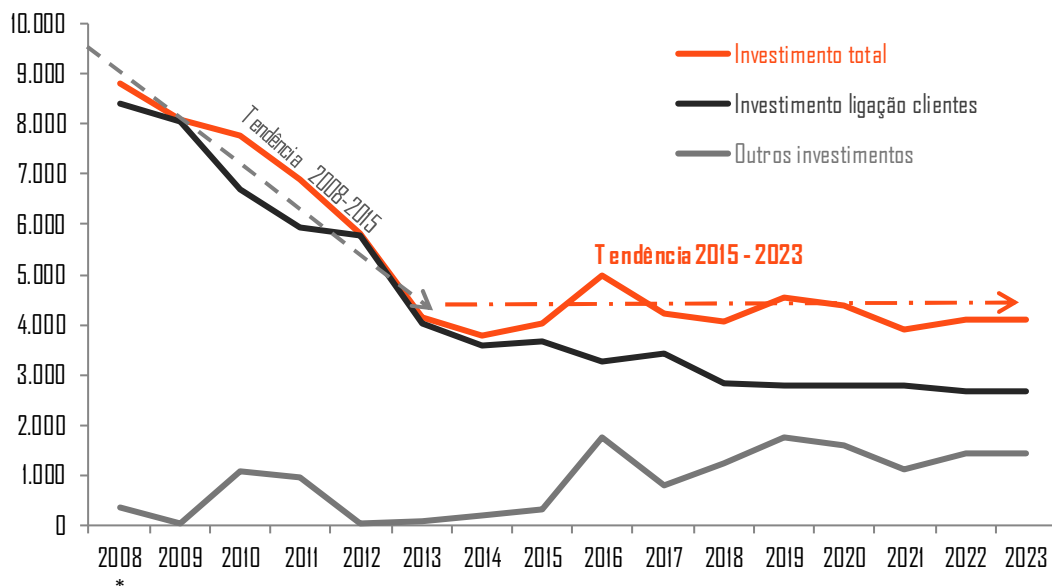
Este esforço de nivelamento do investimento anual favorece igualmente a estabilidade de todas as empresas envolvidas, nomeadamente quanto à manutenção de postos de trabalho locais relacionados com as atividades que suportam o investimento do ORD.

O investimento programado da Setgás, 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 **4,3 M€** para o período 2015-2023, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **8,8 M€**, ou seja, menos 48% 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	3.434	2.773	661	24%
Outros Investimentos em Infraestruturas	298	241	57	24%
Investimento em Outras Atividades	499	753	-254	-34%
Total	4.231	3.767	464	12%

Informação detalhada em anexo

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

A empresa realizou mais 12% de investimento face ao previsto devido aos bons resultados da atividade comercial, que permitiu ligar mais 19% de novos locais de consumo que o previsto no anterior PDIRD-GN.

Quadro 3

Realização Física	Real	PDIRD-GN	Variação	
PA ligados no ano	3.108	2.604	504	19%
PA totais	168.277	167.884	393	0%
Volume total (MWh)	1.923.234	1.864.225	59.009	3%

De referir ainda que face à projeção de volumes que serviu para a avaliação dos impactes na tarifa e plano de investimento, em 2017 atingiu-se 1.923 GWh, o que representa um desvio favorável face ao PDIRD-GN. Esse comportamento deve-se à boa performance registada no segmento industrial (MP), que compensou o registo negativo dos outros segmentos, cujo acréscimo de novos clientes não foi suficiente para compensar o menor consumo médio verificado, especialmente devido às condições climatéricas, que levaram a uma menor procura de GN.

No anexo 08.1 consta informação detalhada.

03. Caracterização das infraestruturas de distribuição de Gás Natural



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

(Fonte: Contrato de Concessão)

03.1 Implantação e cobertura geográfica

A Concessão da Setgás abrange 10 concelhos:

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Alcochete	128	137	17.569	8.818
Almada	70	1.909	134.030	101.443
Barreiro	36	2.164	78.764	41.739
Benavente	521	56	29.019	14.728
Moita	55	1.195	66.029	34.659
Montijo	349	147	51.222	26.733
Palmela	465	135	62.831	33.141
Sesimbra	195	253	49.500	31.792
Seixal	1.657	95	158.269	79.486
Setúbal	230	526	121.185	62.749

Fonte: censos 2011



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

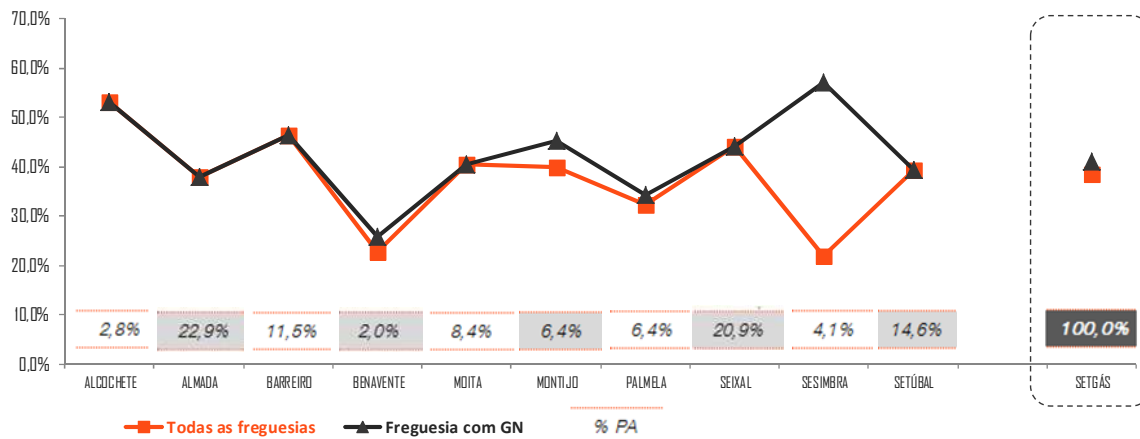
A afetação das GRMSs aos concelhos pressupõe a possibilidade real de passagem de gás dessa GRMS até clientes situados no concelho, ou seja, existe ligação com gradiente de pressão adequado, ainda que, dado o diâmetro das tubagens instaladas, o fluxo de gás possa ser muito pequeno.

O gráfico 2 reflete o nível de cobertura dos 10 concelhos da área de concessão da Setgás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

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

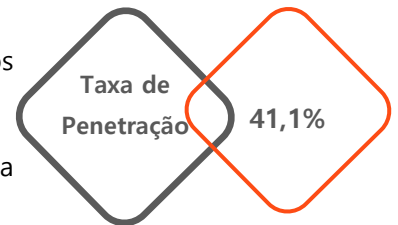
⁴ Fonte: INE – Censos 2011

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. De salientar, que o concelho de Sesimbra, devido à sua orografia (muita rocha no subsolo) só apresenta rede de distribuição na parte leste do concelho (freguesia Quinta do Conde).

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	#	#	#
ALCOCHETE	10	2	71	2.366	4.696	GRMS 1149 / 1109 / 1119 / 1139
ALMADA	8	3	431	12.408	38.593	GRMS 1109 / 1149 / 1119
BARREIRO	14	4	198	6.145	19.334	GRMS 1149 / 1109 / 1119
BENAVENTE	24	2	71	1.476	3.372	GRMS 1179
MOITA	10	2	146	4.891	14.060	GRMS 1149 / 1109 / 1119
MONTIJO	4	2	150	3.072	10.685	GRMS 1149 / 1109 / 1139 / 1119
PALMELA	16	5	189	4.975	10.721	GRMS 1119 / 1109 / 1059 / 1139 / 1149
SEIXAL	26	4	290	9.611	35.181	GRMS 1129 / 1109 / 1119 / 1149
SESIMBRA	0	0	196	6.343	6.974	GRMS 1119 / 1109 / 1149
SETÚBAL	12	5	311	8.372	24.661	GRMS 1059 / 1119 / 1149
Total	124	29	2.052	59.659	168.277	

 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	3.589	3.687	3.256	3.434	2.818
Outros Investimentos em Infraestruturas	132	172	575	298	376
Investimento em Outras Atividades	78	165	1.170	499	881
Total	3.799	4.024	5.002	4.231	4.075

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.

⁵ Os valores de 2018 são previsionais

Quadro 6


Investimento DN - Ligação de clientes (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Secundária	1.357	1.698	1.647	1.617	1.080
Ramais	418	507	428	464	501
Conversões e reconversões	1.629	1.320	1.019	1.028	845
Contadores / cadeias medida	185	161	162	325	392
Total	3.589	3.687	3.256	3.434	2.818
Novos clientes de GN (#)	3.841	3.328	2.878	3.108	2.449
Conversões e reconversões (#)	2.895	2.474	2.251	2.342	1.850
Rede Secundária (kms)	41	43	38	36	22
Ramais (#)	1.547	1.364	1.078	1.267	1.044

Quadro 7

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Primária (outros: PRM, Servidões, ...)	32	48	0	51	139
RS - Anelagens e reestruturação	100	125	517	173	157
Rede Secundária - Outros	0	0	59	74	80
Total	132	172	575	298	376

Quadro 8

Investimento em Outras Atividades (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Renovação contadores / redutores	4	30	333	309	93
Sist. Informação	31	45	9	52	148
Edifícios e construções	0	0	5	2	72
Proj. Cadastro	0	15	54	0	19
Outros	43	76	768	135	549
Total	78	165	1.170	499	881

 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	157.740	160.334	162.603	165.234	167.285
Terciário	2.177	2.381	2.649	2.801	2.885
Indústria	225	230	227	242	250
Total	160.142	162.945	165.479	168.277	170.420

Quadro 10

Pontos de Abastecimento por nível de pressão (#)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	159.917	162.715	165.252	168.035	170.170
BP>	205	213	207	222	230
MP	20	17	20	20	20
Total	160.142	162.945	165.479	168.277	170.420

 Quantidades de gás distribuídas|

Quadro 11

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	346	352	359	375	381
BP>	223	251	258	226	250
MP	1.297	1.279	1.199	1.322	1.249
Total	1.866	1.882	1.815	1.923	1.880


 Consumos médios por nível de pressão|

Quadro 12

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	2,18	2,18	2,19	2,25	2,25
BP>	1.022	1.200	1.228	1.054	1.105
MP	64.856	69.156	64.788	66.083	66.083
Total	11,74	11,65	11,06	11,52	11,10

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

04. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica



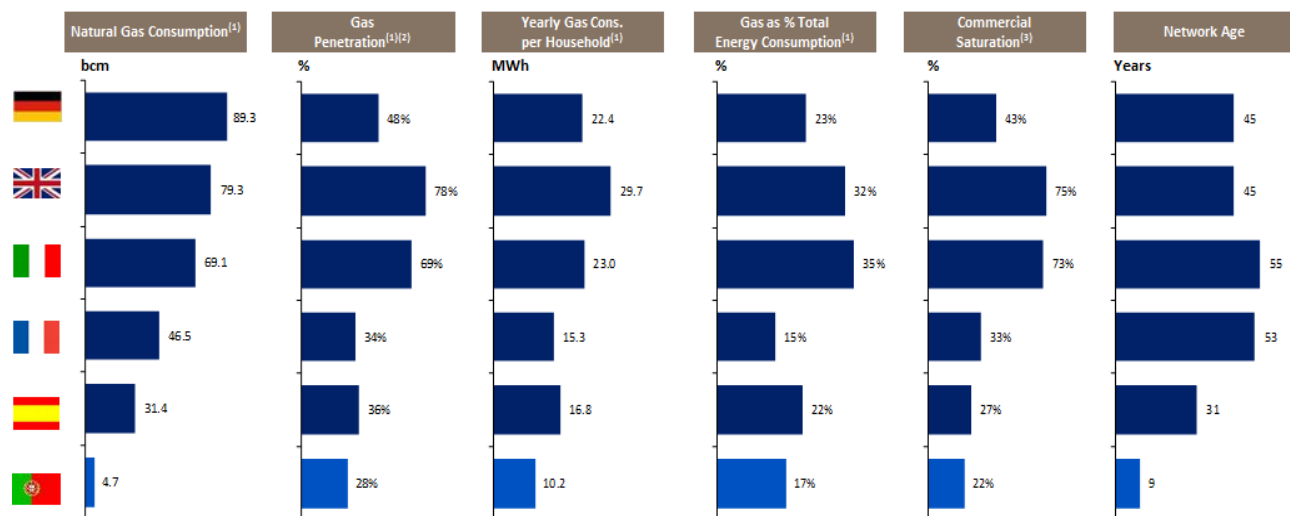
“O Gás Natural é uma solução energética de referência a nível europeu para os setores terciário e industrial devido aos seus benefícios.”

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

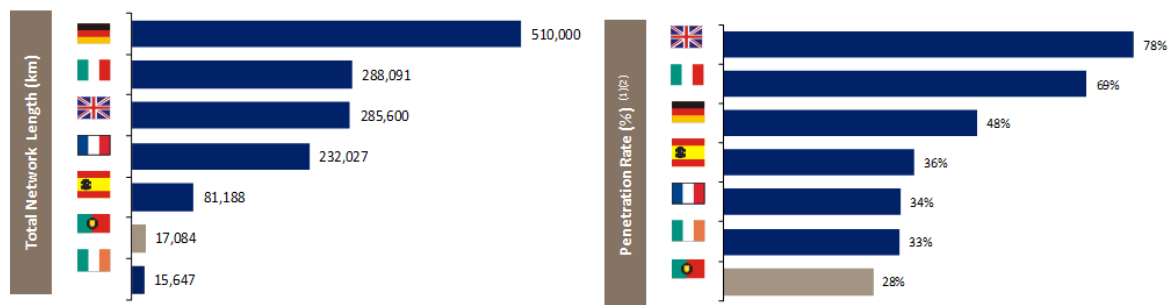
(1) Source: Eurogas Statistical report 2014.

(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

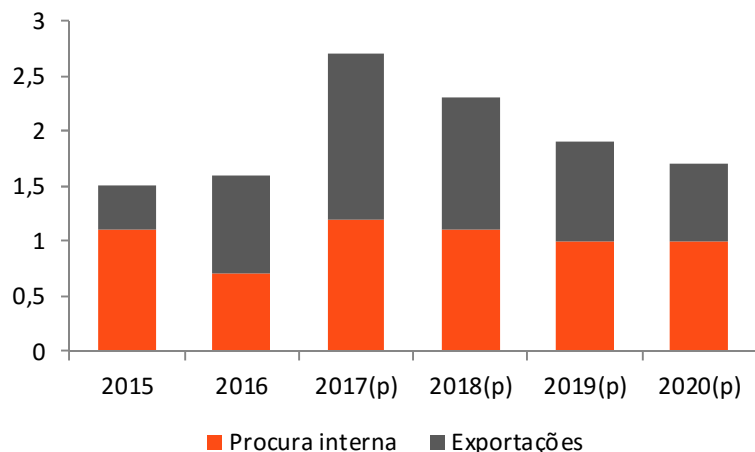
De acordo com as projeções para a Economia Portuguesa do INE e do Banco de Portugal é esperado um desaceleramento moderado da atividade económica.

 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

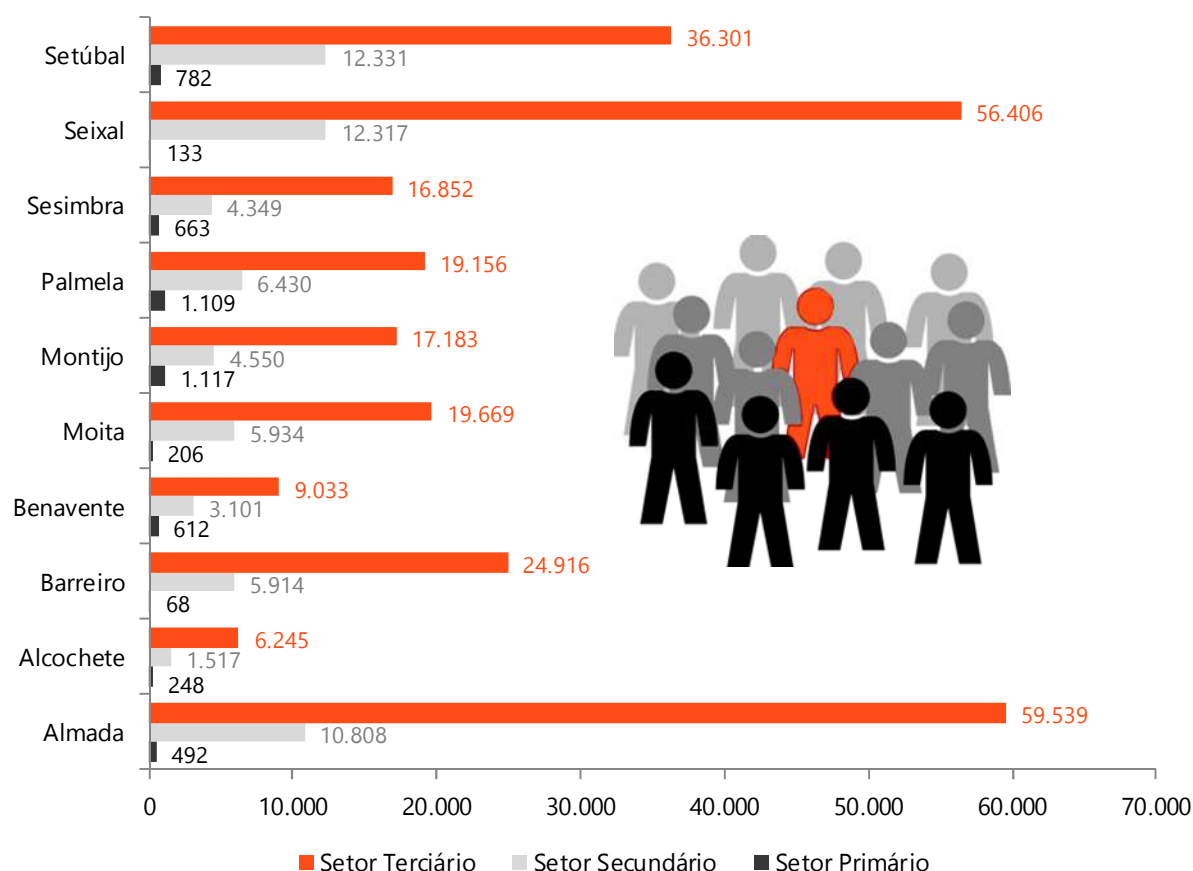
	Pesos 2016	BE dezembro de 2017					BE outubro 2017	BE junho 2017		
		2016	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)	2020 ^(p)	2017 ^(p)	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)
Produto Interno Bruto	100	1,50	2,60	2,30	1,90	1,70	2,50	2,50	2,00	1,80
Consumo Privado	66	2,10	2,20	2,10	1,80	1,70	1,90	2,30	1,70	1,70
Consumo Público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



Fonte - Pordata - censos 2011

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de concessão da Setgás. Como é possível observar, 78% da população presta atividade no setor terciário, 20% presta atividade no setor secundário e apenas 2% da população serve no setor primário da economia.

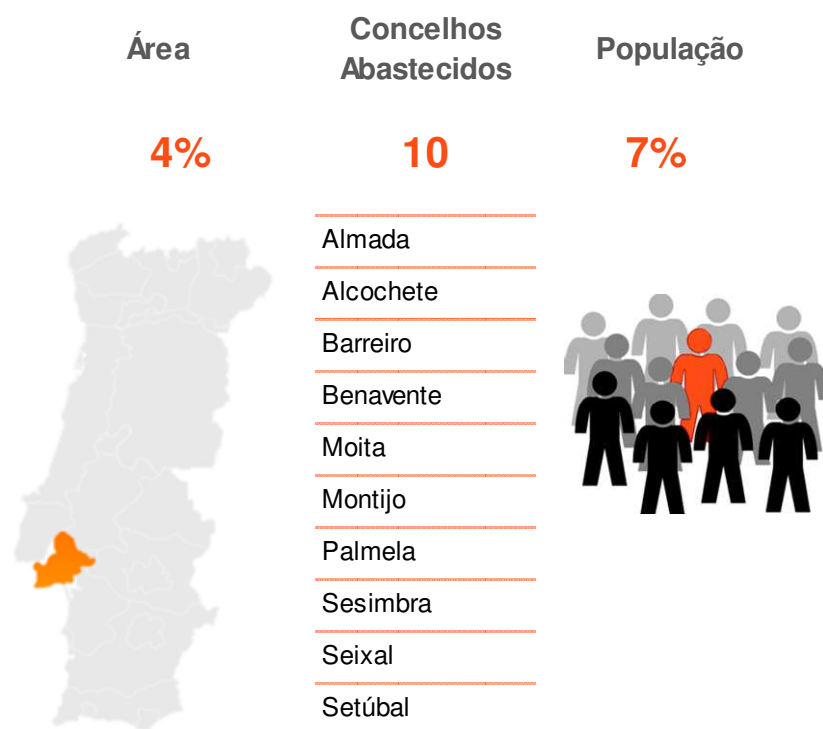
Investimento|

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 Setgás abrange 10 concelhos e numa área de 3.708 km², e possui uma população de cerca de 768 mil habitantes, que representa, respetivamente, 4% do território nacional e 7% da população total.

Peso da Região no país



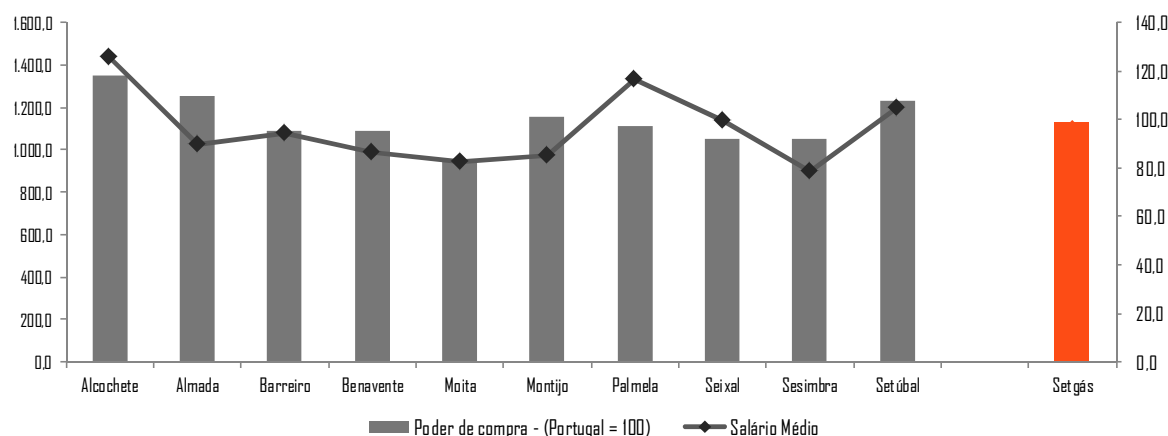
A Setgás é a empresa concessionária para distribuição de gás natural em 10 concelhos da zona Sul de Portugal, compreendendo 9 concelhos do distrito de Setúbal e 1 concelho do distrito de Santarém.

Situado a sul do rio Tejo, o Distrito de Setúbal, confina a norte com os distritos de Santarém e Lisboa, a sul com os de Beja, a leste com os de Beja e Évora, 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 Setgás.

Gráfico 7

Poder de Compra e Salário Médio (€)

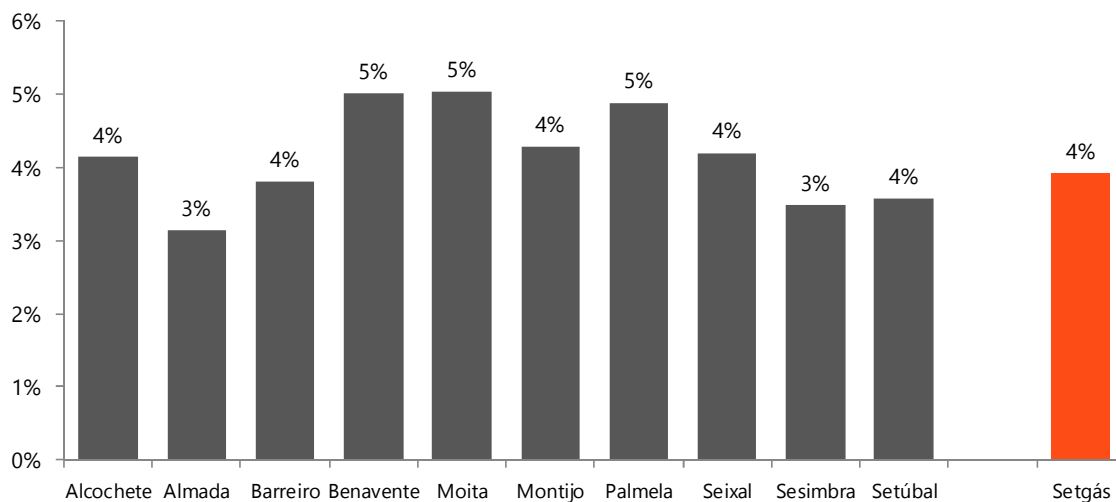


Fonte: Pordata

O gráfico 8 apresenta o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da área de concessão da Setgás. Este tipo de empresas representa uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Setgás. Conforme se pode verificar, os concelhos de Benavente, Palmela e Moita são os concelhos que apresentam um maior peso da indústria transformadora no tecido empresarial de cada Concelho, enquanto os concelhos de Almada e Sesimbra são os que apresentam um menor peso. A área de concessão da Setgás contribui com cerca de 4% da indústria transformadora nacional.

Gráfico 8

Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)



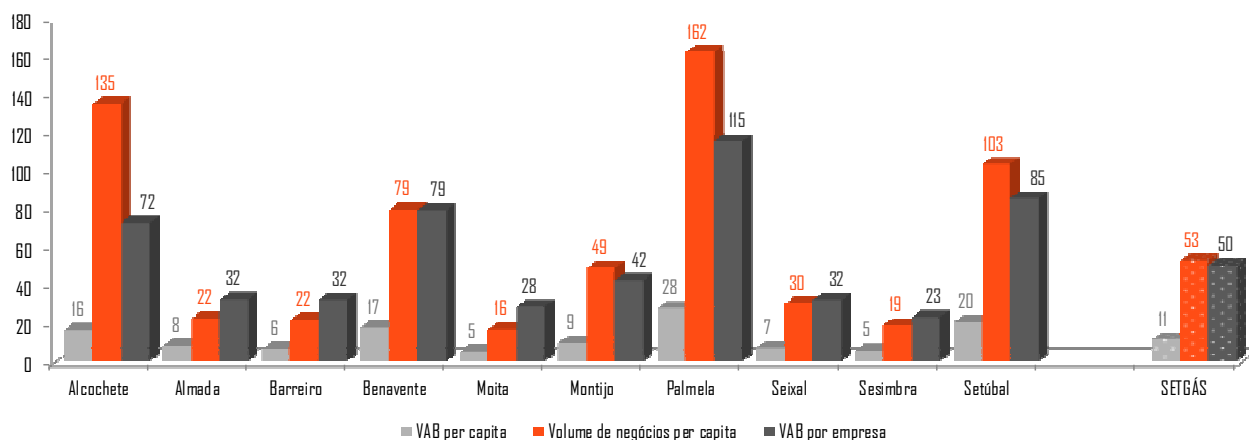
Fonte: Pordata

O gráfico 9 apresenta o Valor Acrescentado Bruto e o Volume de Negócios *per capita* e o Valor Acrescentado Bruto por empresa. Da análise pode-se concluir que os concelhos de Palmela e Setúbal são aqueles que apresentam os indicadores mais elevados. Os concelhos de Sesimbra e da Moita são os que apresentam os indicadores mais baixos.

O VAB produzido na área de concessão da Setgás representa cerca de 4% do VAB nacional.

Gráfico 9

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



Fonte: Pordata

Em síntese:

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

Vêm reforçar a solidez das premissas que suportam as projeções de investimento e em particular as projeções de consumo alicerçadas em princípios conservadores e de prudência conforme ilustrado nos pontos 6 e 7 seguintes.

As projeções de acréscimo de consumo de GN resultam da captação de novos pontos de abastecimento, para os quais foi estimado um consumo unitário que resulta das médias da empresa para cada concelho e para cada nível de pressão, apurado com base nos valores reais dos últimos 5 anos.

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

05. Enquadramento da gestão de projetos de investimento

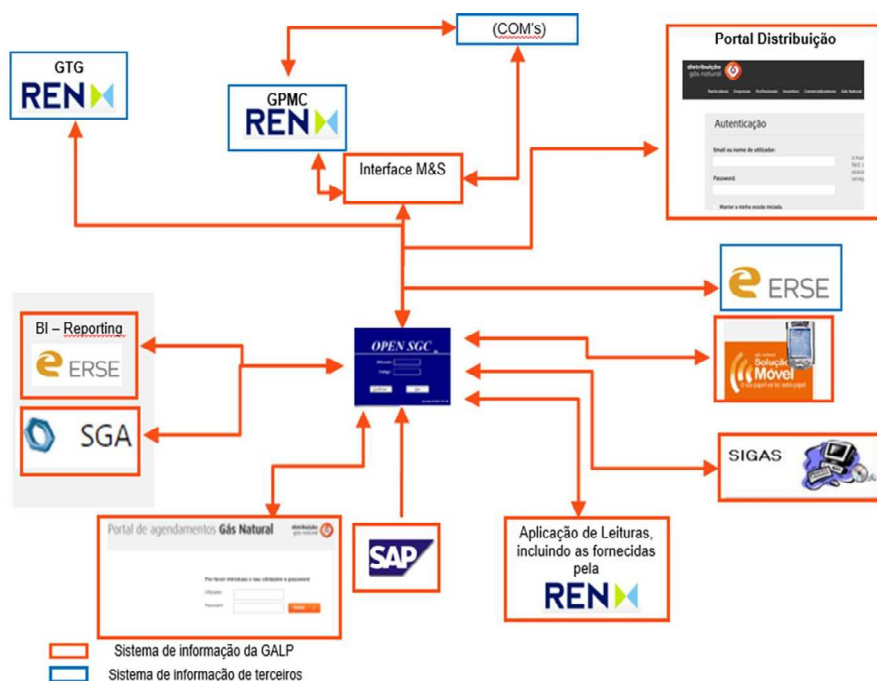


“A decisão de investimento baseia-se em um racional económico e num contexto de preocupação da sustentabilidade do sistema considerando as variáveis que condicionam o nível das tarifas (custos, investimento, pontos de consumo e volumes de GN).”

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

Além do sistema de gestão de projeto de investimento suportado pelo sistema de informação SAP, a operacionalização da atividade é assegurada pelo Sistema Comercial (Open-SGC), Ferramenta de Mobilidade Integrada (Solução Móvel), Portal da Distribuição, Portal de Agendamento, Sigás, SGA-Sistema de Gestão de Ativos e ESRI-Sistema de Cadastro e Georreferenciação.

Esquema integrador de sistemas



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

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

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

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

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

05.1 Tipologia de projetos de investimento

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

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

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

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

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

◀ Investimento em infraestruturas existentes ou outras infraestruturas|

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

◀ Investimento em outras atividades|

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

05.2 Projetos de investimento em DN| Ligação de novos PA

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

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

◀ Segmento de mercado com consumo anual inferior a 10 mil m³|

Considerando por um lado os normativos em vigor, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, e por outro, a volatilidade da variável "volume de GN" que apesar de constituir um dos *drivers* críticos de referência

do impacto do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas⁶, os ORDs do grupo GGND optaram por indicadores que relacionam o investimento com os novos pontos de consumo, que incrementam o volume de GN ao SNGN, considerando que para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

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

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



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

⁶ Pela diferença na magnitude da ordem de grandeza dos consumos domésticos unitários (que correspondem a mais de 99% do número de pontos de entrega), vs. os consumos industriais (<0,01% dos pontos de entrega, mas >68% do consumo total)

Esta atividade contribui ainda para a criação e manutenção de elevado número de postos de trabalho, nomeadamente que requerem qualificações adequadas. Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído positivamente para a sociedade e a economia nacional⁷.

Para efeitos de avaliação do investimento, destacam-se 2 indicadores que constituem o referencial para a tomada de decisão e orientação de investimento, em termos económicos, "investimento DN/cliente", e em termos operacionais, "metros de rede/cliente".

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

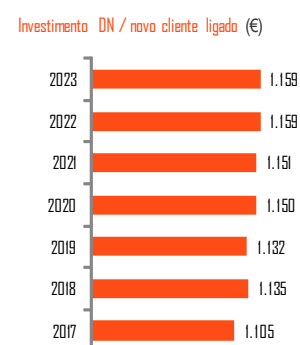
Contudo, em termos de métricas, os metros de rede por PA é também tido em consideração em futuras e potenciais extensões da rede em avaliação.

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

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

- ⦿ A tipologia da instalação do cliente (segmento novo ou existente).
- ⦿ A densidade habitacional e dispersão dos locais de consumo que influenciam a necessidade de construção de rede (metros de rede/cliente).
- ⦿ As características das habitações (moradias/bloco habitacional) que condicionam o nível de clientes por ramal.
- ⦿ O nível de saturação horizontal e vertical.
- ⦿ Os próprios custos unitários de infraestruturização e ligação de cliente e dos custos unitários de construção de rede e ramais, nomeadamente agravados pelas taxas municipais e outras exigências dos Municípios para a realização de obras.
- ⦿ A estrutura do segmento existente (conversão ou reconversão).

Gráfico 10



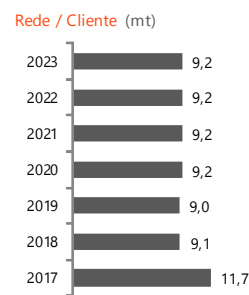
⁷ Conforme mencionado no ponto 7.3

◀ O indicador **“metros de rede / cliente”**, além do seu impacto no “investimento DN / Cliente”, constitui só por si o indicador operacional de referência, correlacionador da infraestrutura de distribuição com o número de clientes ligados. Para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

◀ Mercado industrial e grandes consumidores

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

Gráfico 11



05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes

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

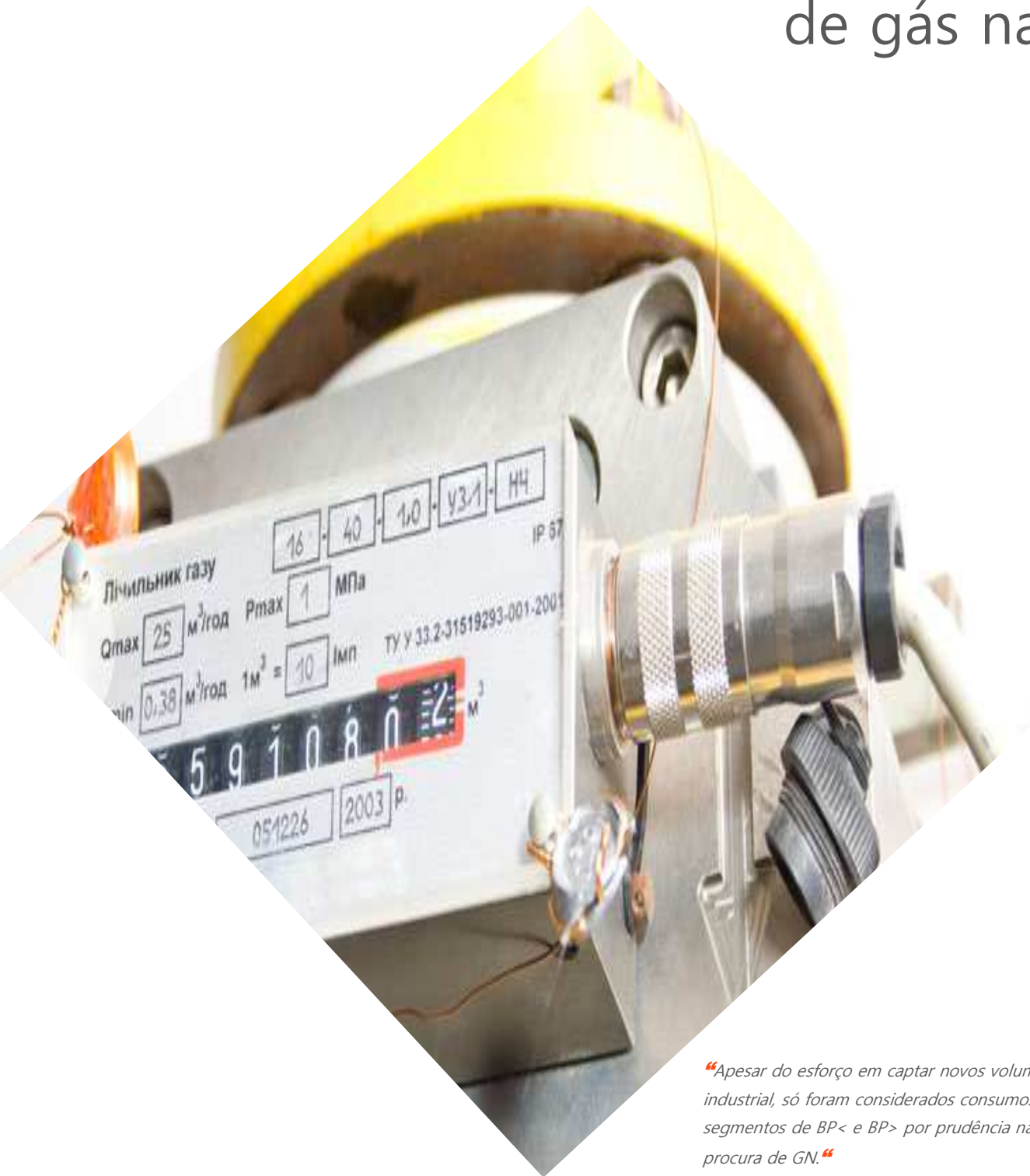
Da avaliação técnica suportada na apreciação dos riscos e do desempenho dos equipamentos, decorre a identificação de necessidade de intervenção no ativo, por forma a assegurar a sua manutenção ou substituição.

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

05.4 Projetos de investimento em outras atividades

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

06. Previsão de consumos de gás natural



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

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

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

↳ Pelo acréscimo de PAs associados ao plano de investimento.

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

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

↳ Perfil de consumo unitário por nível de pressão]

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

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

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

O acréscimo de consumo induzido pelo investimento de desenvolvimento de negócio previsto no PDIRD-GN 2019-2023 resulta da entrada dos novos pontos de abastecimento, considerando os perfis unitários de consumo por nível de pressão de cada região (concelho), nos pressupostos enunciados de prudência assumido para avaliação do investimento⁸.

06.1 Evolução de consumidores

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

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

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

A desagregação dos pontos de abastecimento é apresentada por nível de pressão no quadro 14.

No âmbito da projeção de novos pontos de consumo a ligar no plano 2019-2023, apesar do reforço da atenção comercial para potenciais novos grandes clientes industriais, por uma razão de prudência do impacte na estimativa de acréscimo de volumes, só foram considerados clientes nos escalões mais baixos (BP< e BP>), conforme ilustrado no quadro seguinte.

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

⁸ Conforme capítulo 7 do documento

Quadro 14

Pontos de Abastecimento (#)	2017 R	2018 P	Acréscimo de novos PA					Total
			2019	2020	2021	2022	2023	
BP<	168.037	170.172	2.468	2.426	2.426	2.296	2.296	11.912
BP>	222	230	8	8	8	5	5	34
MP	20	20	0	0	0	0	0	0
Total	168.279	170.422	2.476	2.434	2.434	2.301	2.301	11.946

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

06.2 Pressupostos da procura de GN

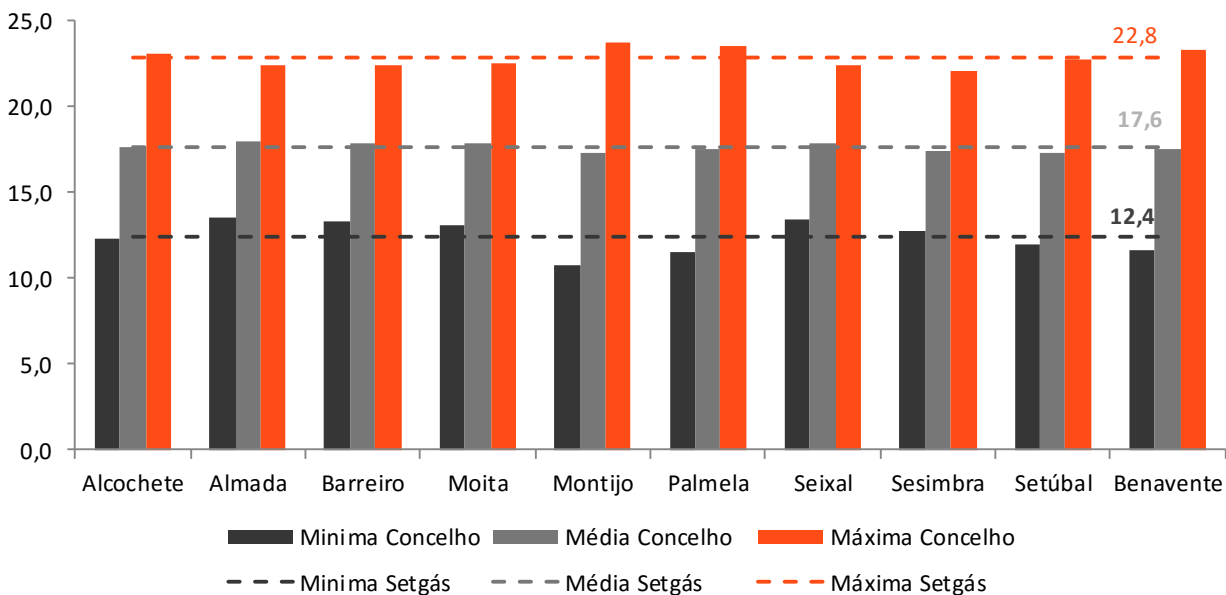
A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

◀ Condicionismos 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<	345	349	353	358	361	1.766
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
Total	345	349	353	358	361	1.766

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

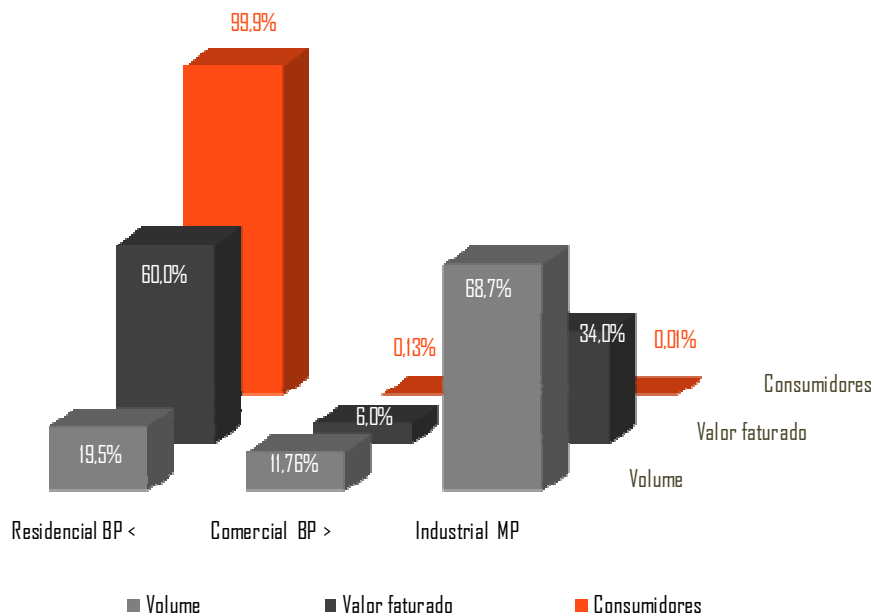
Condicionismos regionais

- 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 Setgás.


Gráfico 13

Estrutura de consumidores GN














O gráfico acima ilustra o peso significativo do segmento industrial no volume distribuído, representando cerca de 69% do volume total, apesar de representar

somente 34% da faturação. De realçar que o segmento BP< contribui em cerca de 60%, 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
 Almada	38,1%	41,4%
 Alcochete	53,3%	57,4%
 Barreiro	46,3%	48,0%
 Benavente	25,8%	28,2%
 Moita	40,6%	42,7%
 Montijo	45,3%	48,8%
 Palmela	34,3%	37,2%
 Sesimbra	57,2%	64,8%
 Seixal	44,3%	47,6%
 Setúbal	39,3%	41,5%
SETGÁS	41,1%	44,2%

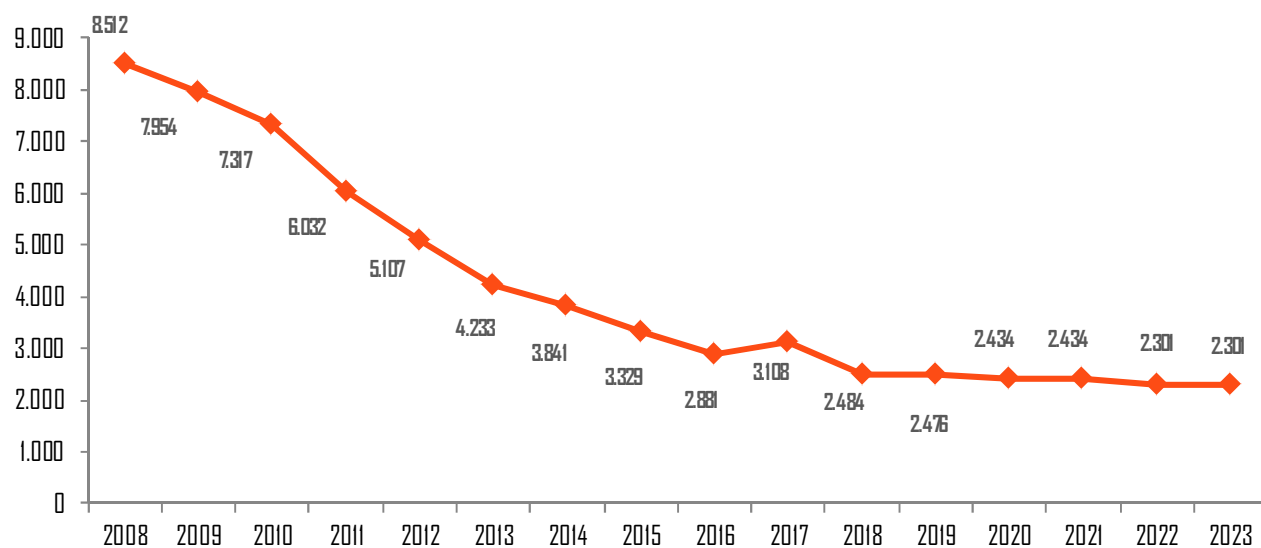
 **Novas entradas de consumo** que resultam de novas ligações decorrentes do esforço de expansão e saturação das redes de distribuição dos ORDs na execução dos seus planos de investimento considerados no PDIRD-GN 2019-2023 (conforme descrito no capítulo 3).

A projeção de novos pontos de abastecimento e 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<	2,18	2,18	2,19	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
BP>	1.022	1.200	1.228	1.054	1.105	1.105	1.105	1.105	1.105	1.105
MP	64.856	69.156	64.788	66.083	66.083	66.083	66.083	66.083	66.083	66.083
Total	11,74	11,65	11,06	11,52	11,10	11,04	10,98	10,93	10,87	10,81

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.

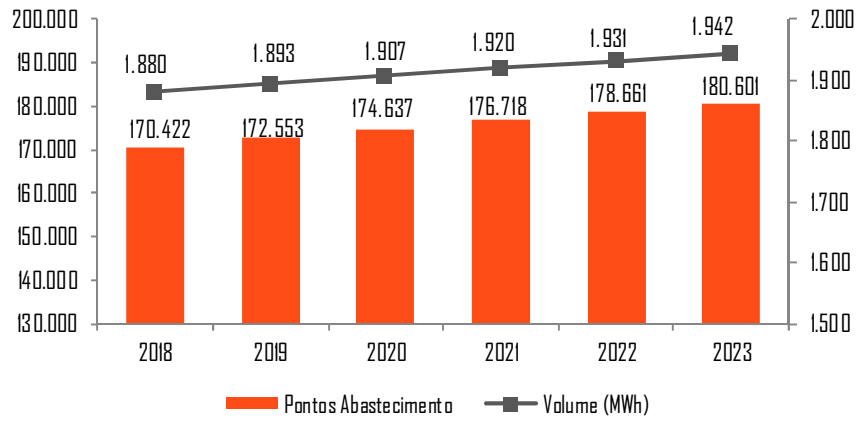
Apesar do esforço reforçado para captar volumes de potenciais clientes industriais, por prudência só foram considerados consumos nos segmentos do doméstico, do terciário e do pequeno industrial nos níveis de pressão BP< e BP>, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos 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<	346	352	359	375	381	386	391	395	400	404
BP>	223	251	258	226	250	258	267	275	282	288
MP	1.297	1.279	1.199	1.322	1.249	1.249	1.249	1.249	1.249	1.249
Total	1.866	1.882	1.815	1.923	1.880	1.893	1.907	1.920	1.931	1.942

Gráfico 15

PA (#) e Volume (GWh)



07. Plano de investimento |



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

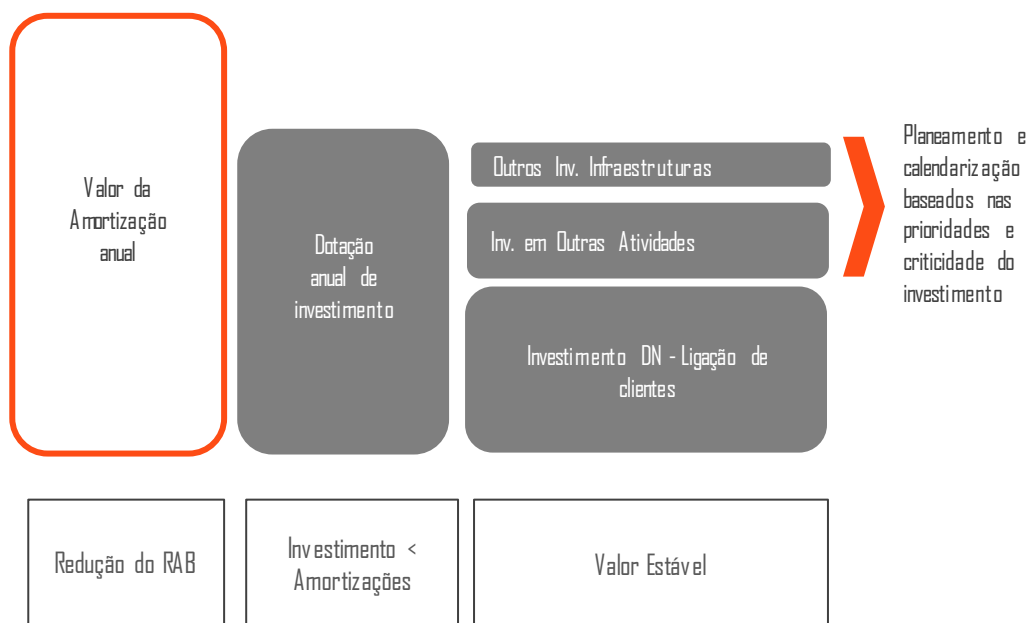
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

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

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

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

Princípios determinantes das verbas de investimento



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

07.2 Caracterização do plano de investimento

Em conformidade com as tipologias de projeto de investimento definidas no capítulo 5 a estrutura de investimento desagrega-se nas 3 tipologias de projetos:

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

Quadro 19

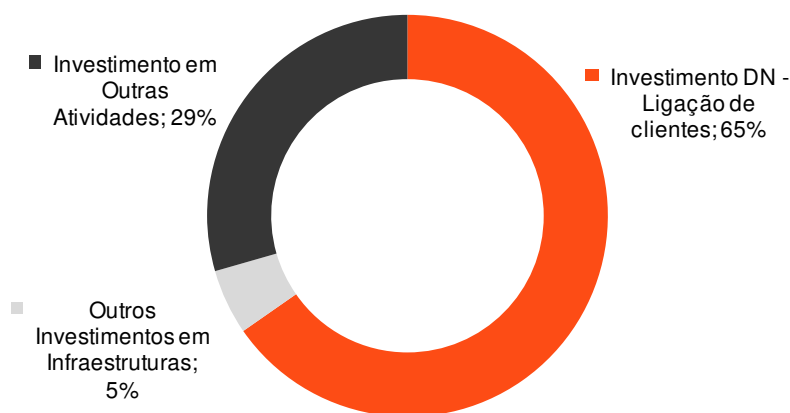
Investimento (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento DN - Ligação de clientes	2.803	2.800	2.802	2.668	2.668	13.741
Outros Investimentos em Infraestruturas	398	189	184	169	169	1.109
Investimento em Outras Atividades	1.359	1.401	924	1.256	1.256	6.196
Total Investimento	4.561	4.390	3.910	4.093	4.093	21.046
Investimento não remunerado	325	381	195	391	391	1.683
Total Investimento remunerado	4.235	4.009	3.715	3.702	3.702	19.363

O impacte do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 1,7 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 11.946 novos pontos de consumo com a construção de 110 quilómetros rede de distribuição e 5.040 ramais nos 10 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	1.074	1.079	1.080	1.031	1.031	5.294
Ramais	496	495	496	472	472	2.431
Infraestruturação / clientes	843	841	841	807	807	4.138
<i>Conversão</i>	585	586	586	588	588	2.932
<i>Reconversão</i>	257	255	255	219	219	1.206
Contadores / cadeias medida	391	385	385	358	358	1.877
Total	2.803	2.800	2.802	2.668	2.668	13.741

Quadro 21

Agregados operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Novos clientes de GN	#	2.476	2.434	2.434	2.301	2.301	11.946
Rede Secundária (kms)	km	22	22	22	21	21	110
Ramais (#)	#	1.033	1.028	1.028	976	976	5.040
Infraestruturação / clientes	#	1.842	1.837	1.837	1.734	1.734	8.984
<i>Conversão</i>	#	1.080	1.081	1.081	1.084	1.084	5.410
<i>Reconversão</i>	#	762	756	756	650	650	3.574

Quadro 22

Métricas operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Inv DN / Cliente	€ / PA	1.132	1.150	1.151	1.159	1.159	1.159
Rede / Cliente	mts / PA	9,0	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Clientes / km rede	PA / km	111	109	109	108	108	108
Clientes / Ramal	PA	2,40	2,37	2,37	2,36	2,36	2,36

Quadro 23

Custos unitários	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede	€ / metro	48,0	48,2	48,2	48,5	48,5	48,5
Ramal	€	480,0	481,9	482,5	483,5	483,5	483,5
Infraestruturação	€	457,4	457,8	457,8	465,3	465,3	465,3
<i>Conversão</i>	€	542,0	542,0	542,0	542,0	542,0	542,0
<i>Reconversão</i>	€	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5
Contadores	€	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	33	40	44	45	48	48	48	48	48	48
Ramal	€	270	371	397	366	480	480	482	482	483	483



🔍 Conversões e reconversões

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



07.2.2 Investimento em infraestruturas existentes de distribuição

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

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

Quadro 25

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede Primária (outros: Servidões, ...)	139	39	39	24	24	265
RS - Anelagens e Reestruturação	235	126	121	121	121	724
RS - Outros	24	24	24	24	24	120
Total	398	189	184	169	169	1.109

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

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

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

07.2.3 Investimento em outras atividades

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

A rubrica de outros investimentos engloba o equipamento técnico, com vista à reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, como por exemplo detetores de gás, detetores de CO, TPL (terminais portáteis de leitura) para nova versão do sistema de leituras de gás e armários para os veículos dos técnicos de rede, que evitem o movimento de equipamentos e ferramentas no interior da viatura, em caso de acidente.

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

Quadro 26

Investimento em Outras Atividades (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Renovação contadores	574	694	281	719	719	2.987
Investimento remunerado	308	371	145	376	376	1.576
Investimento não remunerado	266	322	137	343	343	1.411
Sistemas Informação	59	59	59	59	59	295
Equipamento de Transporte	150	132	80	65	65	493
Proj. Cadastro	19	19	19	19	19	95
TPE's	334	339	344	349	349	1.716
Outros	222	158	141	44	44	609
Total	1.359	1.401	924	1.256	1.256	6.196

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 **48%** 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 **12%** do total do investimento do ano contra os **28% 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

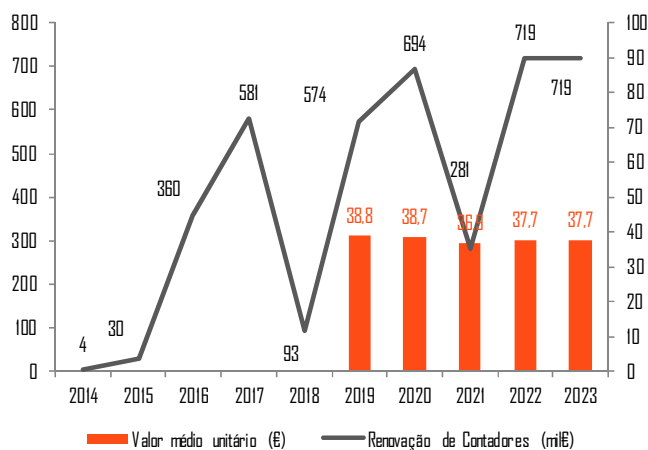
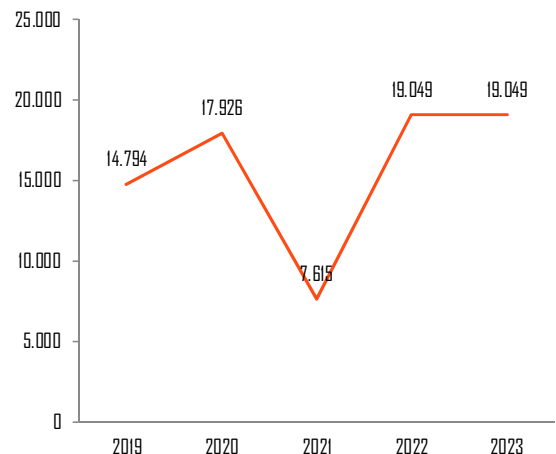


Gráfico 18
Plano de Substituição de Contadores (#)



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.

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

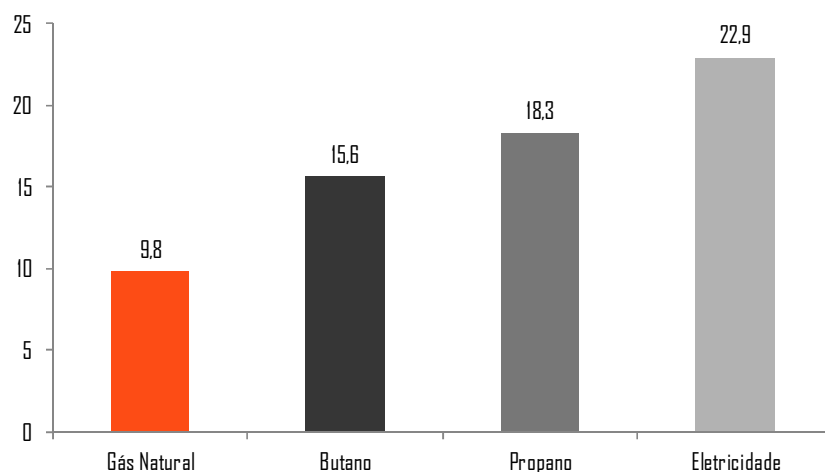
- ◊ Promoção racional da cobertura do território nacional com infraestruturas de GN.
- ◊ Desenvolvimento racional e eficiente do mercado de GN através da otimização dos ativos estruturantes já realizados com foco na saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de GN. Os 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 impactos negativos no meio ambiente, contribuindo positivamente para a **sustentabilidade ambiental**.

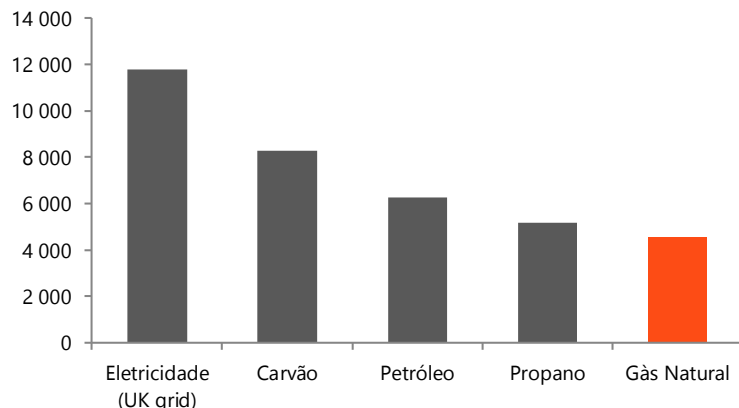
Fonte de Energia	Fator de Emissão CO ₂ (ton CO ₂ /TJ)
Gás Natural	56.1
GPL	63
Gasóleo	74
Fuel	77.4
Eletricidade	52 a 65 *

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 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 recetividade depende das condições da oferta comercial dos ORDs, nomeadamente numa lógica de equidade e de justiça no acesso ao GN comparando com os clientes já ligados.

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

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

Posicionamento concorrencial com outras 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.

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

- ◊ Eficiência dos custos.
- ◊ Promoção do GN e investimentos sustentáveis direcionados para a procura.

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

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

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

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

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

Sem os adequados incentivos, a adesão ao GN é limitada, nomeadamente atendendo às energias alternativas que atuam com condições menos restritivas face ao quadro regulatório do GN, tanto para os clientes com consumo anual inferior a 10 mil m³ como para os clientes com consumo superior, nomeadamente o segmento industrial.

As regras atuais não possibilitam a promoção do GN para clientes com consumo anual superior a 10 mil m³ que poderiam aportar maiores volumes de GN ao sistema e desta forma contribuir positivamente para as tarifas, quando outras fontes de energia podem ter iniciativas proactivas e agressivas para captar estes clientes sem a concorrência do GN. Por exemplo, oferecendo descontos sobre o produto ou suportando o investimento inicial da instalação mesmo que depois o custo unitário do produto seja mais elevado. Os clientes, nomeadamente do setor industrial, são muito sensíveis a essas condições comerciais que os ORDs não podem oferecer por não serem o fornecedor de GN do cliente final, o que coloca o GN numa posição concorrencial desfavorável face à sua concorrência.

Atualmente o GN desapareceu da dinâmica de mercado ficando limitado a um papel passivo, a aguardar a eventual manifestação de vontade de um potencial cliente, nomeadamente mais sensível aos impactes ambientais das alternativas de energia. Para o segmento de clientes com consumo superior a 10 mil m³ é possível assegurar a criação de condições para alavancar o volume para o sistema através de um esforço de captação e com a possibilidade de investimento no ponto de consumo.

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

A atividade de conversão e reconversão de locais de consumo constitui-se como o único pilar que ainda contribui para o desenvolvimento do GN mas com perímetro limitado ao segmento de clientes com consumo anual inferior a 10 mil m³.

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

Considerando o enquadramento do GN pensamos que é possível, sem colocar em causa o estado atual do setor, fazer alguns ajustamentos que permitem atenuar as limitações e contribuir para o desenvolvimento natural do mercado,

respeitando contudo os princípios de eficiência do investimento necessário à ligação de novos pontos de consumo.

Neste contexto exige-se uma atuação responsável dos ORDs, orientada para a sustentabilidade do Sistema e para a Competitividade do Gás Natural, repondo algum equilíbrio nas condições de concorrência¹¹ do setor no mercado global de energia, atualmente pouco favoráveis para o Gás Natural.

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

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

◀ Dimensão social e económica: mercado de trabalho

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

São dezenas de empresas envolvidas na operação, desde, forças de venda, empreiteiros, entidades instaladoras de gás, entidades fiscalizadoras de gás, fornecedores de equipamentos e acessórios, projetistas entre outras.

Esta atividade também contribui para a criação e manutenção de numerosos postos de trabalho, nomeadamente que requerem qualificações técnicas e/ou académicas. Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído para a sociedade e a economia nacional.

Considerando o nível regular da atividade de ligação de novos clientes, que se tem verificado e que se mantém no plano 2019-2023, é esperada a manutenção dos atuais **120 postos de trabalho permanentes** e diretamente ligados a esta atividade.



◀ Dimensão económica

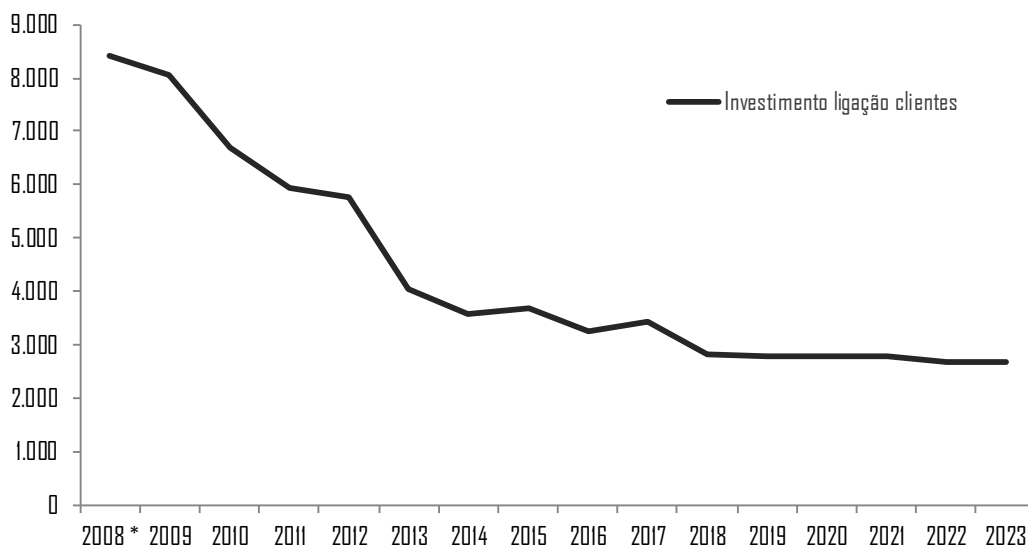
- ◉ Considerando a característica dos investimentos orientados para a saturação das áreas já dotadas de infraestruturas, o investimento previsto permitirá a **rentabilização dos investimentos estruturantes** de ligação aos pontos de entrega do ORT ou UAG's e das redes de distribuição já realizados com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

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

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

Gráfico 21

Investimento ligação clientes (mil €)



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

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

Para manter os níveis de serviço atuais da operação corrente, seria necessário um incremento anual de custos na ordem de **300 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

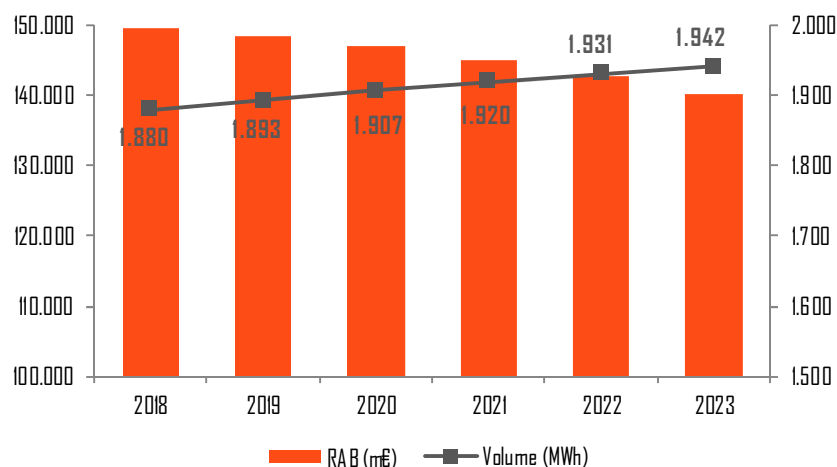
¹² Ponto 2.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN

dotados de infraestruturação de distribuição de GN e na extensão gradual da cobertura geográfica para novos locais, o que promove uma otimização dos ativos estruturantes existentes e a manutenção de um nível reduzido do esforço de investimento unitário de desenvolvimento de negócio por novo ponto de consumo adicional.

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

Gráfico 22

RAB (m€) e Volume (MWh)



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

07.4 Avaliação do investimento

Os objetivos e benefícios associados ao investimento considerado no PDIRD-GN constam do ponto 07.3. (“Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto”). Alguns dos benefícios identificados, nomeadamente nas dimensões

económicas e da criação e manutenção de emprego, têm impactes positivos apreciáveis para a sociedade.

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

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

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

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

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

$$TOTEX = CAPEX + OPEX$$



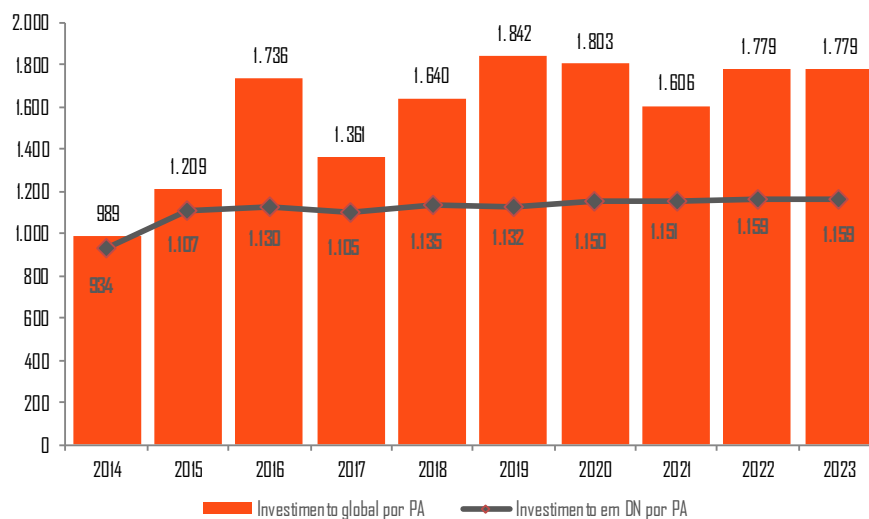
Tipologia do Investimento	Impacte na tarifa via	
	CAPEX	OPEX
Investimento DN - Ligação de clientes	SIM	SIM
Outros Investimentos em Infraestrutura	SIM	NÃO
Outros Investimentos	SIM	NÃO

07.4.1 Evolução dos principais indicadores

Investimento unitário por PA

Gráfico 23

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



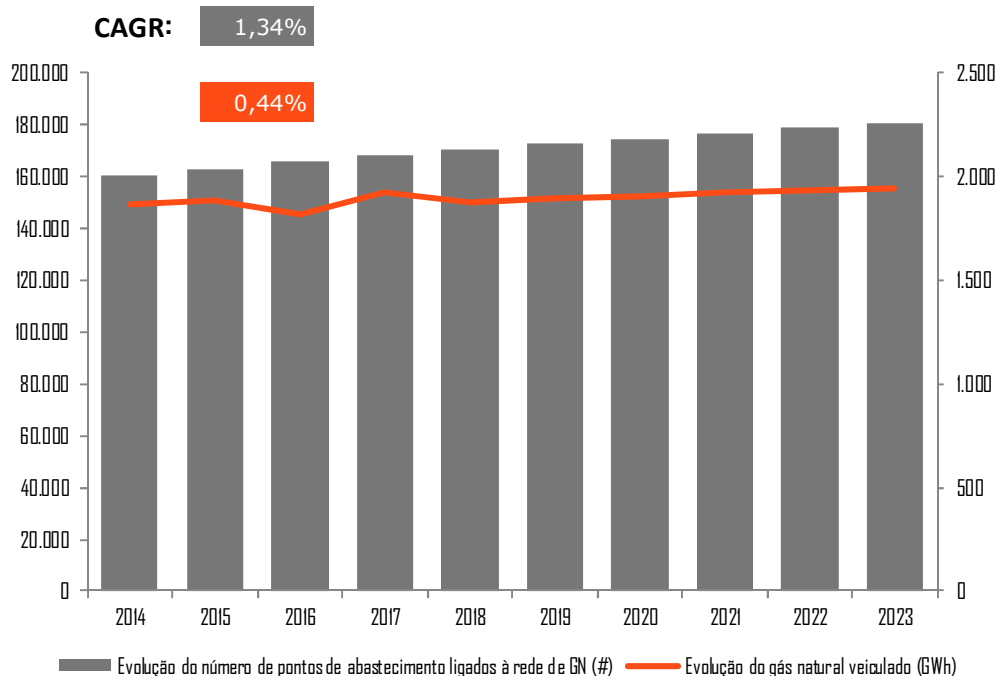
Apesar da redução do investimento em ligações de novos PA's, o custo unitário do investimento global mantém alguma estabilidade e com valores controlados. Este resultado decorre da cuidadosa calendarização anual dos investimentos e do equilíbrio na escolha dos projetos entre investimento de expansão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

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

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

Gráfico 24

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

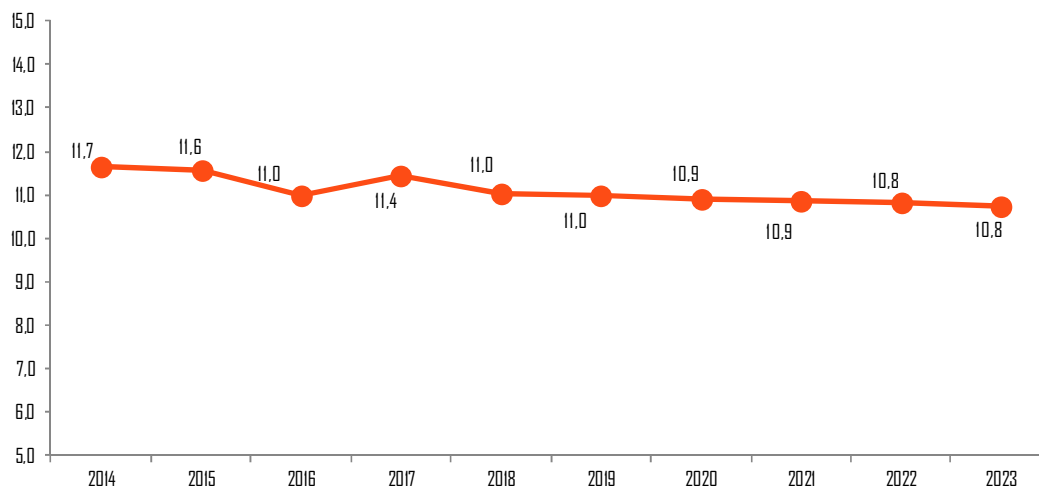


↶ Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)

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

Gráfico 25

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

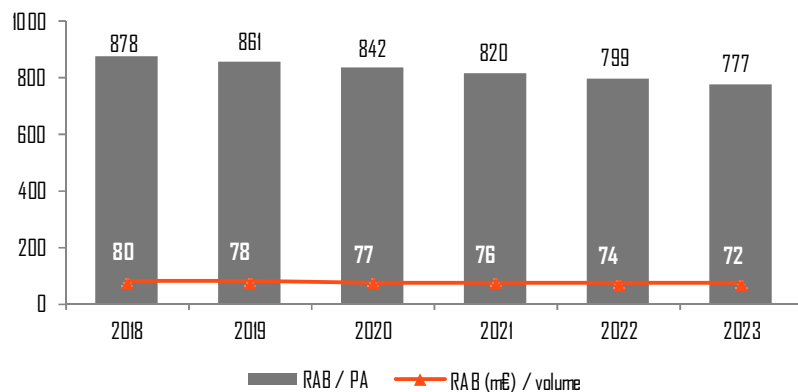


📈 Evolução RAB unitário por ponto de abastecimento e por energia|
O gráfico ilustra a evolução favorável do RAB para efeito do impacto na tarifa de distribuição. Paulatinamente o valor unitário do RAB vai-se reduzindo com impacte decrescente nos proveitos permitidos.

Gráfico 26

RAB / PA (euros)

RAB / VOLUME (euros)

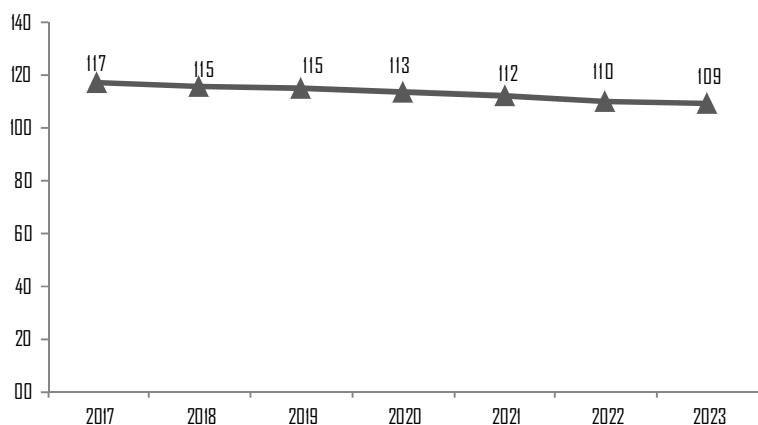


◀ Evolução TOTEX unitário por ponto de abastecimento

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

Gráfico 27

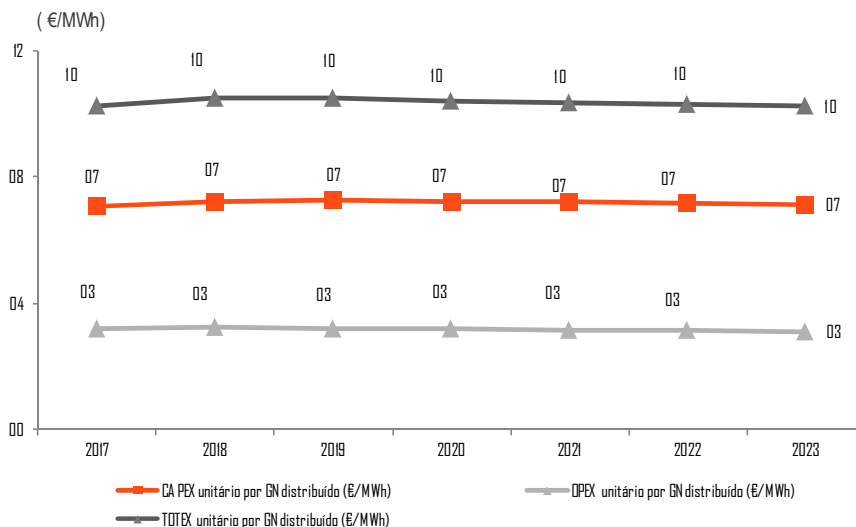
TOTEX unitário por cliente abastecido (€ / PA)



◀ 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 decrescente face ao valor registado no ano de 2017, anterior ao horizonte temporal do PDIRD-GN 2019-2023.

Gráfico 28



07.4.2. Avaliação global do impacto do plano

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

- 🔗 A projeção do investimento total para 2019-2023
- 🔗 A informação publicada pela ERSE para o ano gás 2017-2018¹³
- 🔗 A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

Os pressupostos de suporte à avaliação constam do anexo 08.5.

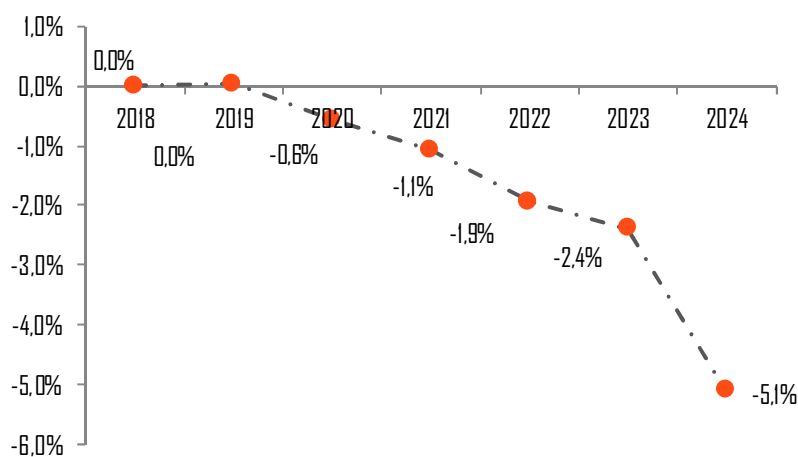
¹³ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2017-2018” - junho 2017

Quadro 27	2018
RAB (m€)	149.664
Taxa de remuneração do ativo	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	3.981
CAPEX (m€)	13.597
OPEX (m€)	6.078
TOTEX (m€)	19.675
Volume (MWh)	1.879.691
TOTEX / MWh	10,47

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

Gráfico 29

Δ% Diferencial acumulado de custo unitário



Em 2024¹⁴ o custo unitário é de **9,94 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 0,52 € (-5,1%) face ao valor de partida de **10,47 €/MWh** do ano de 2018.

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

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

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

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

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

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

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

¹⁴ Ano cruzeiro

Quadro 28

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RAB (m€)	149.664	148.542	146.979	144.943	142.704	140.280	134.161
Taxa de remuneração do ativo	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	3.981	4.205	4.341	4.524	4.633	4.827	4.740
CAPEX (m€)	13.597	13.749	13.785	13.836	13.802	13.839	13.360

Cenário base do PDIRD 2019-2023

OPEX (m€)	6.078	6.074	6.058	6.043	6.025	6.008	5.949
TOTEX (m€)	19.675	19.822	19.843	19.879	19.827	19.847	19.309
Volume (MWh)	1.879.686	1.893.126	1.906.501	1.919.527	1.931.234	1.941.622	1.941.622
TOTEX / MWh	10,47	10,47	10,41	10,36	10,27	10,22	9,94
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,00 €	-0,06 €	-0,05 €	-0,09 €	-0,04 €	-0,28 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	0,03%	-0,60%	-0,50%	-0,86%	-0,43%	-2,71%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,00 €	- 0,06 €	- 0,11 €	- 0,20 €	- 0,25 €	- 0,52 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	0%	-1%	-1%	-2%	-2%	-5%

CENÁRIO I

CAPEX (m€)	13.597	13.749	13.785	13.836	13.802	13.839	13.360
OPEX (m€)	6.057	6.066	6.060	6.045	6.030	6.013	5.991
TOTEX (m€)	19.654	19.815	19.845	19.881	19.832	19.852	19.351
Volume (MWh)	1.879.686	1.958.688	1.972.210	1.985.676	1.997.325	2.007.157	2.007.157
TOTEX / MWh	10,46	10,12	10,06	10,01	9,93	9,89	9,64
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,34 €	-0,05 €	-0,05 €	-0,08 €	-0,04 €	-0,25 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-3,25%	-0,54%	-0,50%	-0,83%	-0,39%	-2,52%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	- 0,34 €	- 0,39 €	- 0,44 €	- 0,53 €	- 0,57 €	- 0,81 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-3%	-4%	-4%	-5%	-5%	-8%

Cenário II

CAPEX (m€)	13.597	13.749	13.785	13.836	13.802	13.839	13.360
OPEX (m€)	6.057	6.064	6.058	6.043	6.028	6.010	5.989
TOTEX (m€)	19.654	19.813	19.843	19.879	19.829	19.849	19.349
Volume (MWh)	1.879.686	1.954.126	1.967.290	1.980.397	1.991.768	2.001.402	2.001.402
TOTEX / MWh	10,46	10,14	10,09	10,04	9,96	9,92	9,67
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,32 €	-0,05 €	-0,05 €	-0,08 €	-0,04 €	-0,25 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-3,03%	-0,52%	-0,48%	-0,82%	-0,38%	-2,52%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	- 0,32 €	- 0,37 €	- 0,42 €	- 0,50 €	- 0,54 €	- 0,79 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-3%	-4%	-4%	-5%	-5%	-8%

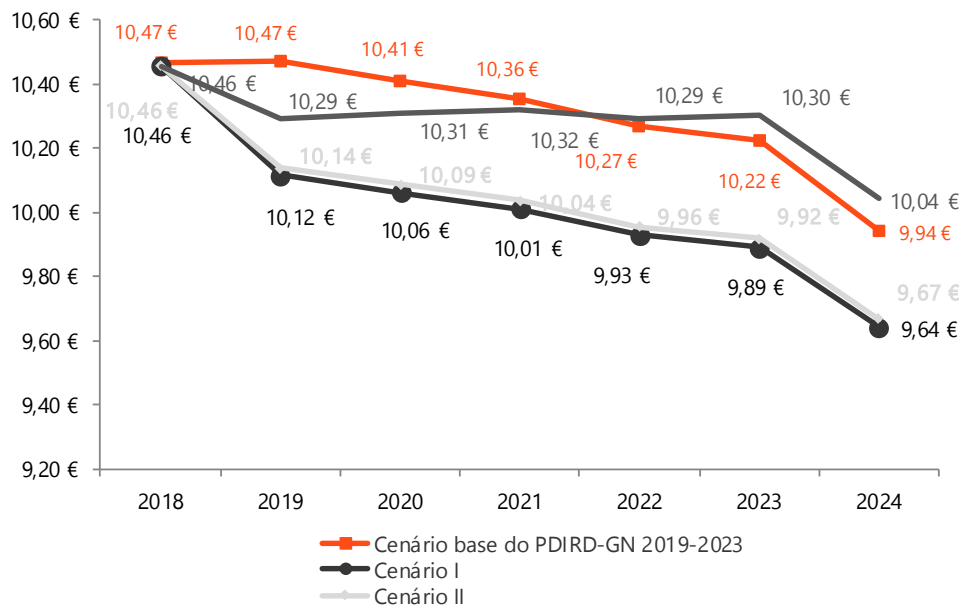
Cenário III

CAPEX (m€)	13.597	13.749	13.785	13.836	13.802	13.839	13.360
OPEX (m€)	6.057	6.050	6.037	6.016	5.996	5.974	5.953
TOTEX (m€)	19.654	19.798	19.822	19.852	19.798	19.813	19.313
Volume (MWh)	1.879.686	1.923.234	1.923.234	1.923.234	1.923.234	1.923.234	1.923.234
TOTEX / MWh	10,46	10,29	10,31	10,32	10,29	10,30	10,04
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,16 €	0,01 €	0,02 €	-0,03 €	0,01 €	-0,26 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-1,54%	0,12%	0,15%	-0,28%	0,08%	-2,53%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	- 0,16 €	- 0,15 €	- 0,13 €	- 0,16 €	- 0,15 €	- 0,41 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-2%	-1%	-1%	-2%	-1%	-4%

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

Gráfico 30

TOTEX / MWh (euros)



07.4.3 Análise Individual por projeto de DN de cada concelho

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

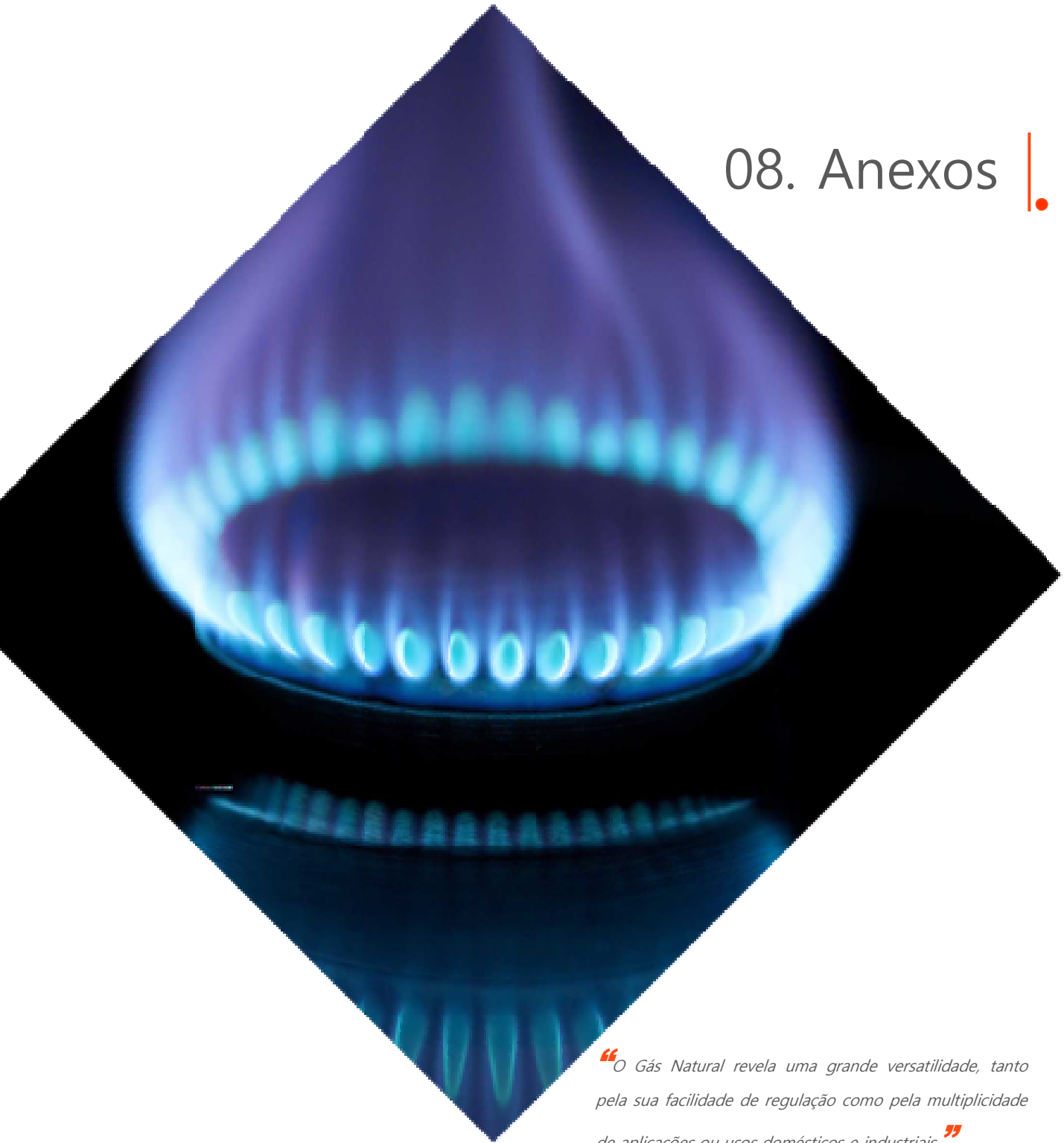
Quadro 29

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Alcochete	349	1,1	350	996
Projeto DN - Almada	3.946	8,1	3.275	1.205
Projeto DN - Barreiro	680	11,4	789	862
Projeto DN - Benavente	273	0,8	296	921
Projeto DN - Moita	606	1,6	739	820
Projeto DN - Montijo	463	0,0	797	581
Projeto DN - Palmela	824	1,9	880	936
Projeto DN - Seixal	2.888	11,0	2.585	1.117
Projeto DN - Sesimbra	1.743	1,8	830	2.100
Projeto DN - Setúbal	1.970	16,4	1.405	1.402
Total Investimento DN	13.741	54,1	11.946	1.150
Outros investimentos	7.305	0,0	0	n.a.
Investimento global do PDIRD	21.046	54,1	11.946	1.762

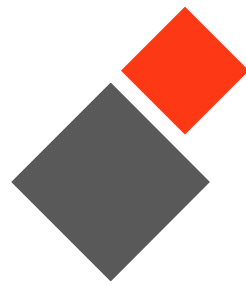
Em síntese as projeções de investimento para o período 2019-2023:

- ↳ 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€	3 434	2 773	661	24%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	298	241	57	24%
Investimento em Outras Atividades	m€	499	753	-254	-34%
Total	m€	4 231	3 767	464	12%
INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES					
Realização Financeira					
Rede Secundária	m€	1 617	1 149	468	41%
Ramais	m€	464	473	-9	-2%
Infraestruturação / clientes	m€	1 027	1 016	11	1%
Segmento Novo	m€	1		1	
Contadores / cadeias medida	m€	325	135	190	140%
Total	m€	3 434	2 773	661	24%
Realização Física Anual					
Clientes ligados	#	3 108	2 604	504	19%
Rede Secundária	kms	36	26	11	42%
Ramais	#	1 267	1 049	218	21%
Infraestruturação / clientes	#	2 342	1 997	345	17%
Métricas operacionais					
Inv DN / Cliente	€/PA	1 105	1 065	40	4%
Rede / Cliente	metros / PA	12	10	2	19%
Clientes / km rede	PA / km	86	102	-16	-16%
Clientes / Ramal	PA	2,45	2,48	-0,03	-1%
Custos unitários					
Rede	€/metro	44,6	45,0	-0,5	-1%
Ramal	€	366,3	450,6	-84,3	-19%
Infraestruturação	€	438,6	508,7	-70,1	-14%
Agregados operacionais					
Pontos Abastecimento Acumulados	#	168 277	167 884	393	0%
BP <	#	168 035	167 638	397	0%
BP >	#	222	229	-7	-3%
MP	#	20	17	3	18%
Volume total	MWh	1 923 234	1 864 225	59 009	3%
BP <	MWh	375 466	377 721	-2 255	-1%
BP >	MWh	226 111	249 872	-23 761	-10%
MP	MWh	1 321 656,7	1 236 631,3	85 025,4	7%

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 <]	375 465,8	377 721,3	-0,6%	-2 255,5	313,9	-2 567,3	-2,1
Comercial [BP >]	226 111,4	249 872,4	-9,5%	-23 761,0	-11 660,7	-12 692,6	592,3
Industrial [MP]	1 321 656,7	1 236 631,3	6,9%	85 025,4	218 229,1	-113 223,1	-19 980,6
TOTAL STG	1 923 234	1 864 225	3,068%	59 009	206 882	-128 483	-19 390

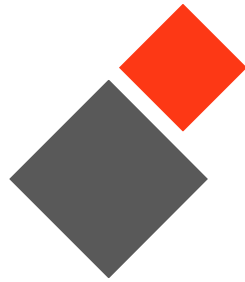
$\Delta f(\Delta cl)$ - Variação do consumo devido à variação do número de clientes

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

(i) Efeito base clientes

(ii) Efeito consumo médio unitário

(iii) Efeito combinado



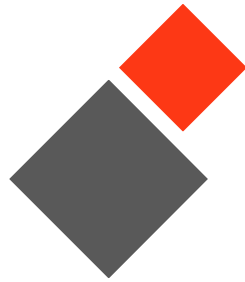
08.2 Anexo

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
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

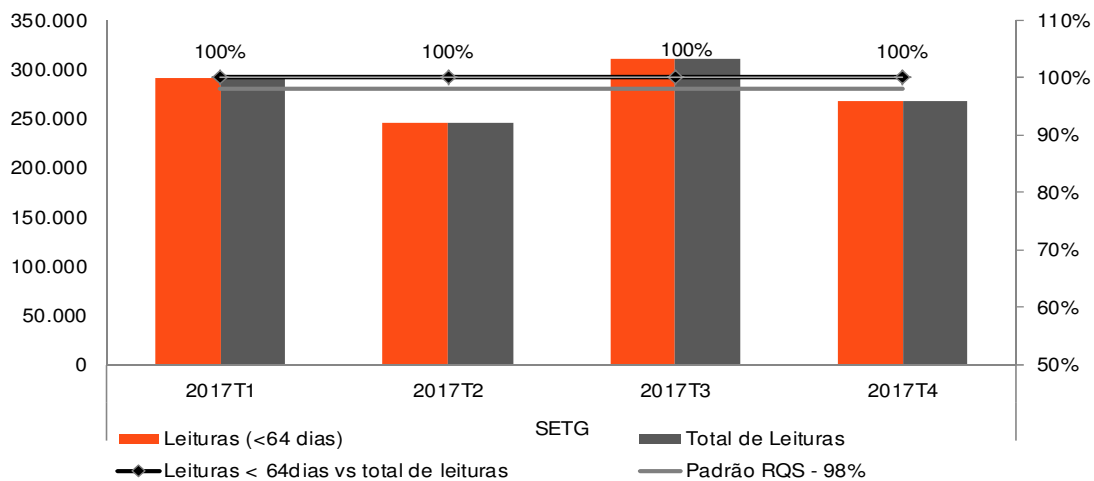
Notas: (p) - projetado; pp - pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias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



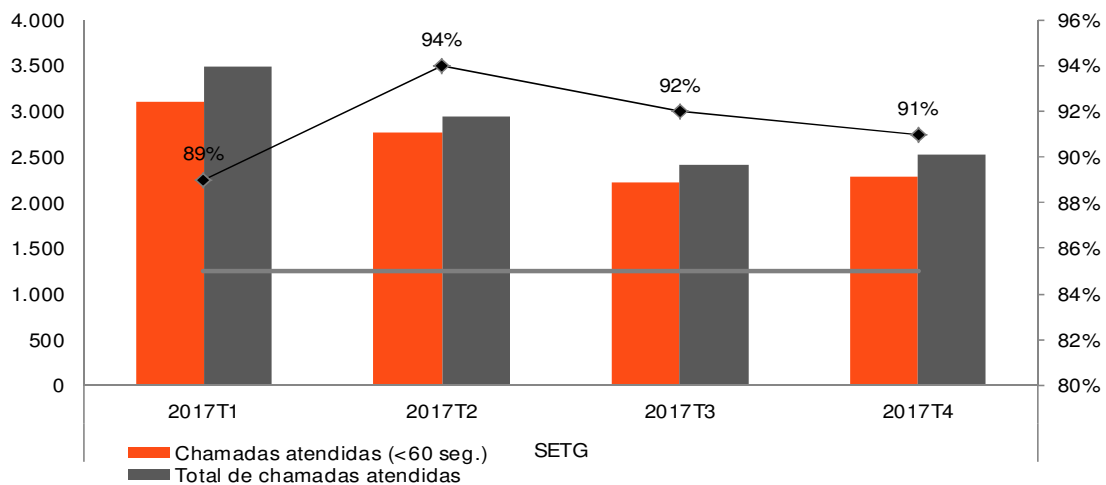
08.3 Anexo

INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

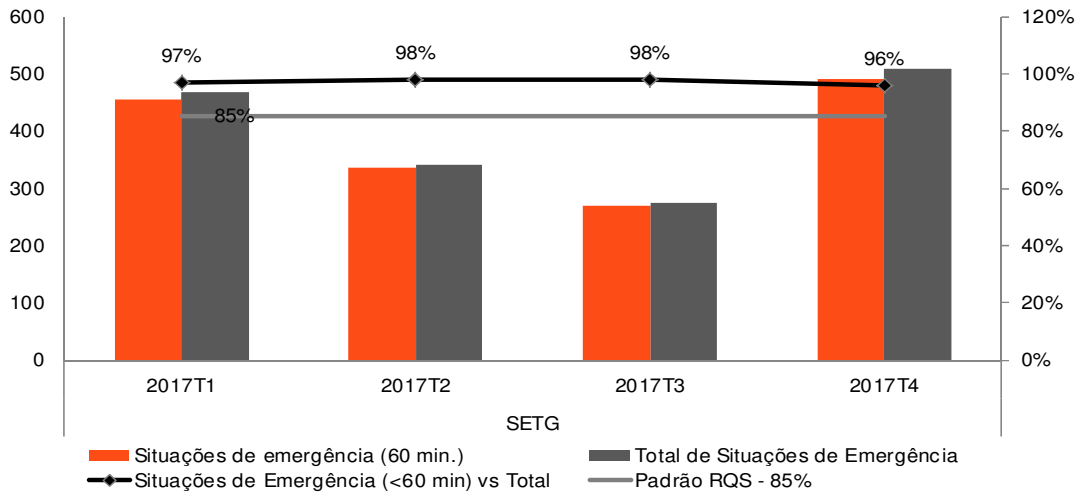
Leituras de Contadores (64 dias)



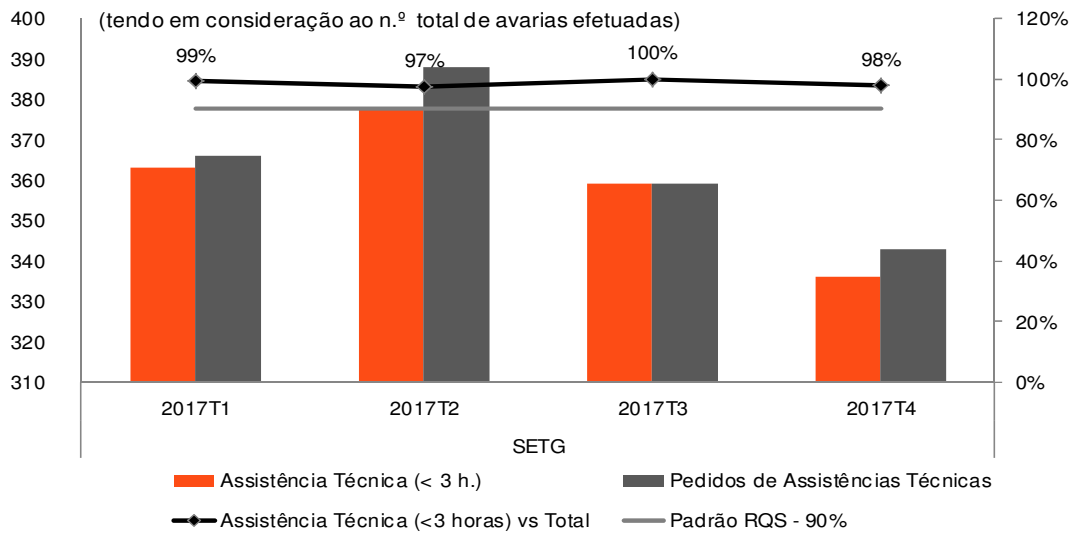
Atendimento telefônico de Emergências - Espera em segundos



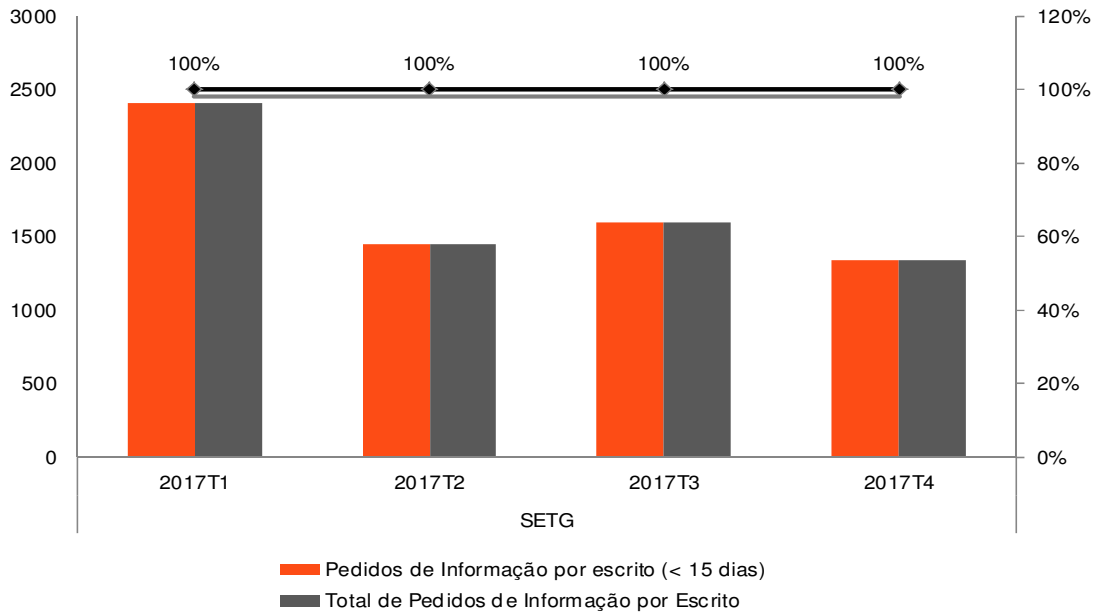
Resposta a situações de emergência (60 min.)



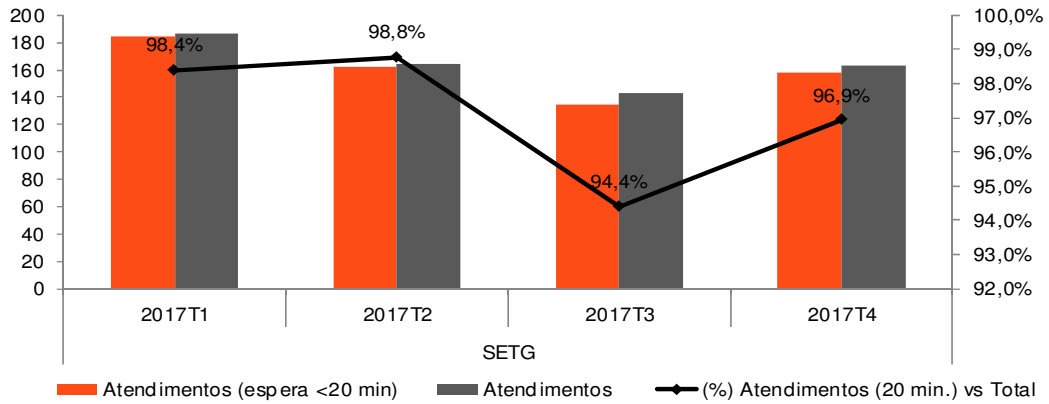
Assistência Técnica - Tempo de espera (3 horas)



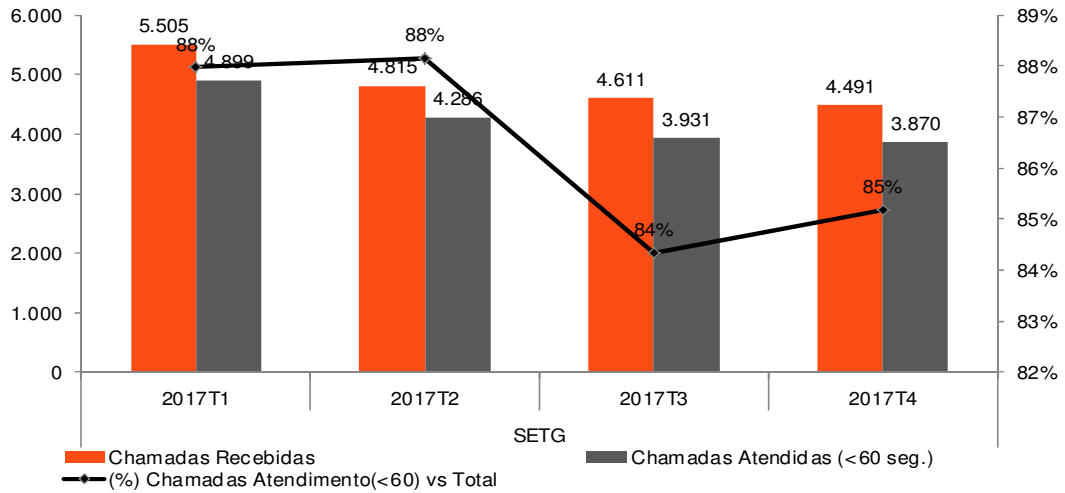
Pedidos de Informação por Escrito (15 dias)



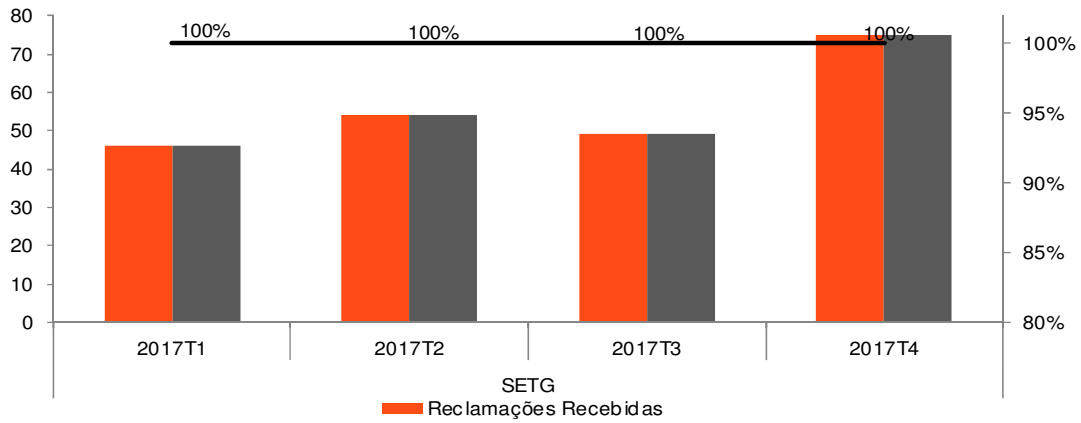
Atendimento Presencial

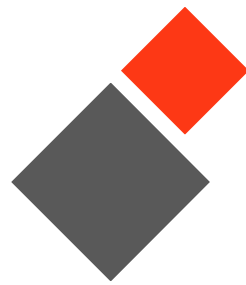


Atendimento telefônico âmbito Comercial



Reclamações





08.4 Anexo

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

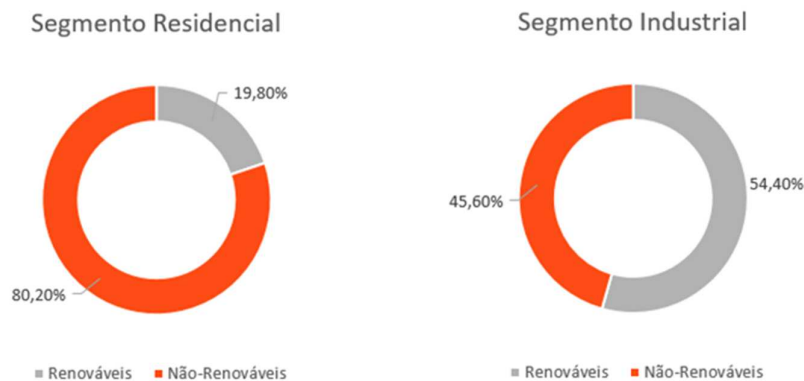
1. Fatores de Emissão

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 N° 17313 / 2008					ERSE	

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

O Gás Natural (GN) assume uma importante vantagem comparativa face às restantes energias convencionais, emitindo menor quantidade de CO₂ por unidade de energia (exceto quando comparado com a Eletricidade – *mix* residencial).

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



2. *Mix* Alternativo

Com base na realidade de consumos energéticos nacionais e nas fontes de energia disponíveis, foi considerado um *mix* aproximado de fontes de energia que os clientes residenciais e industriais usavam no passado quando o Gás Natural não estava disponível para consumo, calculando a pegada de CO₂ deixada pelos volumes consumidos em ambos

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

os cenários (cenário com abastecimento a GN e sem GN). Desta forma, conseguimos estimar o importante papel do Gás Natural ao nível da redução de emissões de CO₂ em Portugal.

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

3. Consumos e Emissões

3.1 Clientes abastecidos com Gás Natural

Em 2017 a Setgás veiculou cerca de 1.923 GWh de Gás Natural, representando a emissão de 355.798 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)
ALCOCHETE	17	17	33	6.193
ALMADA	101	443	543	100.546
BARREIRO	47	48	95	17.591
BENAVENTE	9	194	203	37.576
MOITA	35	3	37	6.908
MONTIJO	21	124	145	26.884
PALMELA	21	160	181	33.521
SEIXAL	64	445	509	94.102
SESIMBRA	12	0	13	2.347
SETÚBAL	50	113	163	30.131
TOTAL	375	1.548	1.923	355.798

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

3.2 Clientes abastecidos num cenário sem Gás Natural

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

Globalmente, as emissões de CO₂ são cerca de 33% mais elevadas para o *mix* alternativo sem GN comparativamente ao cenário em que o GN é plenamente utilizado – equivalendo a um diferencial significativo de 118 mil toneladas de CO₂ por ano.

Emissões Evitadas (ton)

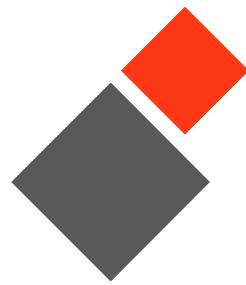
Concelho	Emissões CO₂ - GN (ton)	Emissões CO₂ - Mix Sem GN (ton)	Emissões CO₂ Totais Evitadas (ton)
ALCOCHETE	6.193	7.958	1.765
ALMADA	100.546	134.279	33.733
BARREIRO	17.591	22.616	5.026
BENAVENTE	37.576	51.037	13.461
MOITA	6.908	8.405	1.497
MONTIJO	26.884	36.075	9.191
PALMELA	33.521	45.142	11.621
SEIXAL	94.102	126.576	32.474
SESIMBRA	2.347	2.838	491
SETÚBAL	30.131	39.660	9.529
TOTAL	355.798	474.586	118.788

A grande parte da redução de CO₂ emitido provém dos consumos domésticos pela substituição do propano e butano (energias elevado fator de emissão de CO₂).

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

Emissões Evitadas Por Segmento (ton)

Concelho	Doméstico	Industrial	Emissões CO₂ Totais Evitadas (ton)
ALCOCHETE	635	1.130	1.765
ALMADA	3.813	29.920	33.733
BARREIRO	1.787	3.238	5.026
BENAVENTE	331	13.130	13.461
MOITA	1.313	184	1.497
MONTIJO	800	8.390	9.191
PALMELA	791	10.830	11.621
SEIXAL	2.412	30.062	32.474
SESIMBRA	468	23	491
SETÚBAL	1.885	7.644	9.529
TOTAL	14.236	104.552	118.788



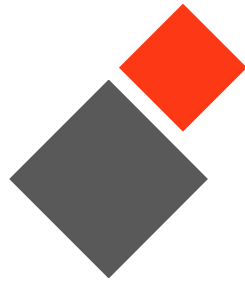
08.5 Anexo

Pressupostos ERSE

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

Parâmetros:

Termo variável - indutor PA	0,016549
Termo variável - indutor volumes	0,000471
Eficiência - variável	2%
Eficiência - fixo	2%
Tarifas (€/Mkwh):	
BP<	34,82
BP>	13,38
MP	1,93

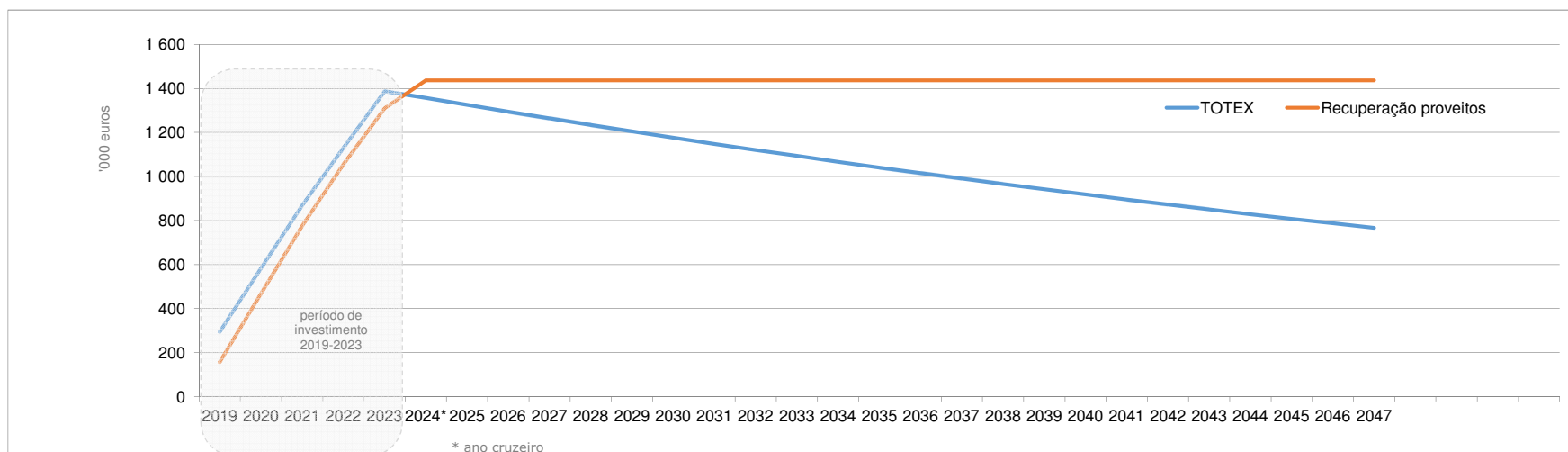


08.6 Anexo

SETGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		5 770	4 041	3 589	3 687	3 256	3 434	2 818	2 803	2 800	2 802	2 668	2 668	13 741
Rede	m€	2 602	1 543	1 357	1 698	1 647	1 617	1 080	1 074	1 079	1 080	1 031	1 031	5 294
Ramais	m€	529	376	418	507	428	464	501	496	495	496	472	472	2 431
Infraestruturação / clientes	m€	2 448	1 934	1 629	1 319	1 018	1 027	845	843	841	841	807	807	4 138
Conversão		2 448	1 934	1 629	1 246	1 007	1 027	585	585	586	586	588	588	2 932
Reconversão					73	11		260	257	255	255	219	219	1 206
Segmento Novo	m€				1	1	1							
Contadores / cadeias medida	m€	192	188	185	161	162	325	392	391	385	385	358	358	1 877
Equipamento		70	72	87	65	78	53	59	59	58	58	48	48	272
Montagem		122	116	98	96	83	271	333	332	326	326	310	310	1 605
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								2 476	2 434	2 434	2 301	2 301	11 946
Doméstico									2 433	2 391	2 391	2 274	2 274	11 763
Terciário									35	35	35	22	22	149
Indústria									8	8	8	5	5	34
Volume ano	mil m ³								621	1 835	3 019	4 091	5 051	14 617
Doméstico									239	712	1 181	1 638	2 083	5 853
Terciário									383	1 123	1 838	2 453	2 968	8 764
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	4 026	3 538	2 895	2 474	2 255	2 342	1 850	1 842	1 837	1 837	1 734	1 734	8 984
Conversão		4 026	3 538	2 895	2 255	2 214	2 342	1 080	1 080	1 081	1 081	1 084	1 084	5 410
Reconversão					219	41		770	762	756	756	650	650	3 574
Rede	km	70	48	41	43	38	36	22	22	22	22	21	21	110
Ramais	#	2 196	1 769	1 547	1 364	1 078	1 267	1 044	1 033	1 028	1 028	976	976	5 040
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	5 107	4 233	3 841	3 329	2 881	3 108	2 484	2 476	2 434	2 434	2 301	2 301	11 946
BP <		5 104	4 227	3 837	3 327	2 876	3 099	2 476	2 468	2 426	2 426	2 296	2 296	11 912
BP >		3	6	4	1	2	9	8	8	8	8	5	5	34
MP					1	3								
Rescisões	#	-1 638	-1 399	-1 282	-526	-344	-311	-340	-345	-349	-353	-358	-361	-1 766
BP <		-1 631	-1 399	-1 253	-529	-339	-316	-340	-345	-349	-353	-358	-361	-1 766
BP >		-7		-29	7	-5	5							
MP					-4									
Pontos Abastecimento Acumulados	#	154 750	157 584	160 142	162 945	165 479	168 277	170 420	172 551	174 635	176 716	178 659	180 599	180 599
BP <		154 505	157 333	159 917	162 715	165 252	168 035	170 170	172 293	174 369	176 442	178 380	180 315	180 315
BP >		225	231	205	213	207	222	230	238	246	254	259	264	264
MP		20	20	20	17	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Pontos Abastecimento Médios	#	154 750	156 167	158 863	161 544	164 212	166 878	169 348	171 485	173 593	175 675	177 687	179 629	
BP <		154 505	155 919	158 625	161 316	163 984	166 644	169 102	171 231	173 331	175 405	177 411	179 348	
BP >		225	228	218	209	210	215	226	234	242	250	257	262	
MP		20	20	20	19	19	20	20	20	20	20	20	20	
Consumo Médio	MWh	12,0	12,1	11,7	11,7	11,1	11,5	11,1	11,0	11,0	10,9	10,9	10,8	
BP <	/Pa	2,31	2,25	2,18	2,18	2,19	2,25	2,25	2,25	2,3	2,3	2,3	2,3	
BP >		1 046,7	1 044,2	1 022,5	1 199,8	1 228,4	1 054,1	1 104,6	1 104,6	1 104,6	1 104,6	1 104,6	1 104,6	
MP		63 149,9	65 194,9	64 855,7	69 156,1	64 788,3	66 082,8	66 082,8	66 082,8	66 082,8	66 082,8	66 082,8	66 082,8	
Volume adicional	MWh								7 249	21 407	35 225	47 733	58 931	
BP <									2 784	8 307	13 784	19 115	24 300	
BP >									4 465	13 100	21 441	28 618	34 632	
MP														
Volume total	MWh	1 856 032	1 893 422	1 865 781	1 882 191	1 815 411	1 923 234	1 879 686	1 893 126	1 906 501	1 919 527	1 931 234	1 941 622	
BP <		357 518	351 435	345 767	352 055	358 864	375 466	381 042	385 847	390 587	395 272	399 801	404 176	
BP >		235 516	238 089	222 901	250 748	257 964	226 111	249 649	258 284	266 919	275 260	282 437	288 451	
MP		1 262 998	1 303 899	1 297 113	1 279 388	1 198 583	1 321 657	1 248 995	1 248 995	1 248 995	1 248 995	1 248 995	1 248 995	

SETGÁS	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	€	1 130	955	934	1 107	1 130	1 105	1 135	1 132	1 150	1 151	1 159	1 159	1 150
Mts Rede Sec / Cliente	mts	14	11	11	13	13	12	9	9	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	72,6	88,1	93,0	77,8	76,2	85,6	110,5	110,7	108,7	108,7	108,2	108,2	108,9
Clientes / Ramal	#	2,33	2,39	2,48	2,44	2,67	2,45	2,38	2,40	2,37	2,37	2,36	2,36	2,37
Custo unit RS (€/m)	€	37,0	32,1	32,9	39,7	43,5	44,6	48,0	48,0	48,2	48,2	48,5	48,5	48
Custo unit Ramal (€)	€	241	212	270	371	397	366	480	480	482	482	483	483	482
Custo unit infraestruturação (€)		608	547	563	533	451	439	457	457	458	458	465	465	461
Conversão	€	608	547	563	553	455	439	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				335	260		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	94	79	80	95	102	96	102	103	105	105	107	107	

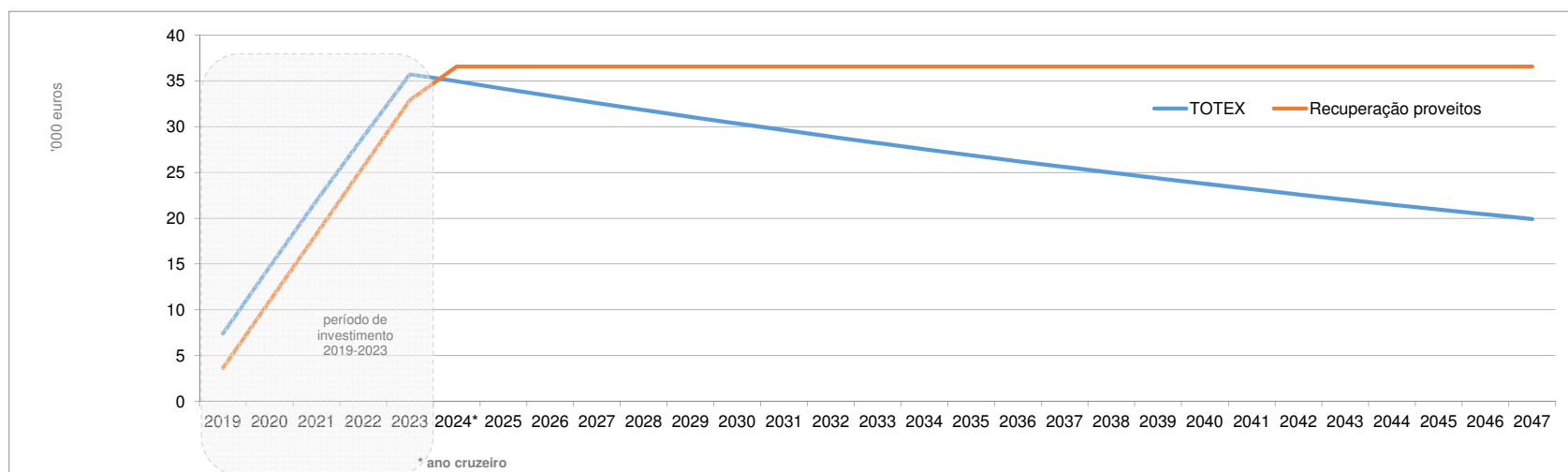
Avaliação						2024					
TOTEX (b)	m€					294	582	867	1 130	1 386	1 357
Proveito Recuperado (a)	m€					156	466	775	1 056	1 310	1 437
Margem tarifa	%										6%
$\Delta = (a) - (b)$	m€					-138	-116	-92	-74	-76	80
Acumulado	m€					-138	-254	-346	-420	-496	-416



ALCOCHETE	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		271	140	72	127	48	109	72	70	70	70	70	70	349
Rede	m€	87	44	24	37	3	30	23	22	22	22	22	22	111
Ramais	m€	19	8	10	22	17	20	25	24	24	24	24	24	120
Infraestruturação / clientes	m€	156	82	32	59	22	44	13	13	13	13	13	13	63
Conversão		156	82	32	59	22	44	11	11	11	11	11	11	54
Reconversão								2	2	2	2	2	2	8
Segmento Novo	m€				0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	9	7	5	8	5	15	11	11	11	11	11	11	55
Equipamento		3	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	7
Montagem		6	4	2	5	3	12	10	10	10	10	10	10	48
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								70	70	70	70	70	350
Doméstico									70	70	70	70	70	350
Terciário														
Indústria														
Volume ano	mil m ³								9	27	45	63	81	225
Doméstico									9	27	45	63	81	225
Terciário														
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	228	125	48	106	49	99	25	25	25	25	25	25	125
Conversão		228	125	48	106	49	99	20	20	20	20	20	20	100
Reconversão								5	5	5	5	5	5	25
Rede	km	2	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2
Ramais	#	86	32	34	56	30	29	64	60	60	60	60	60	300
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	265	152	96	174	101	141	70	70	70	70	70	70	350
BP <		265	152	96	174	101	140	70	70	70	70	70	70	350
BP >							1							
MP														
Rescisões	#	-6	-37	2	-17	-1	10	-9	-10	-10	-10	-10	-10	-50
BP <		-6	-36	5	-18	1	10	-9	-10	-10	-10	-10	-10	-50
BP >			1	-3	1	-2								
MP			-2											
Pontos Abastecimento Acumulados	#	4 075	4 190	4 288	4 445	4 545	4 696	4 756	4 817	4 877	4 937	4 997	5 057	5 057
BP <		4 060	4 176	4 277	4 433	4 535	4 685	4 745	4 806	4 866	4 926	4 986	5 046	5 046
BP >		12	13	10	11	9	10	10	10	10	10	10	10	10
MP		3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	4 075	4 133	4 239	4 367	4 495	4 621	4 601	4 787	4 847	4 907	4 967	5 027	
BP <		4 060	4 118	4 227	4 355	4 484	4 610	4 715	4 776	4 836	4 896	4 956	5 016	
BP >		12	13	12	11	10	10	10	10	10	10	10	10	
MP		3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	10,0	8,7	7,8	7,3	6,7	7,2	7,1	6,8	6,8	6,7	6,7	6,6	
BP <	/Pa	2,9	2,9	2,7	2,6	3,0	3,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
BP >		1 000,5	656,4	694,0	1 074,2	521,9	567,3	702,8	702,8	702,8	702,8	702,8	702,8	
MP		5 614,6	7 969,1	13 732,0	9 272,6	11 815,4	11 336,8	11 336,8	11 336,8	11 336,8	11 336,8	11 336,8	11 336,8	
Volume adicional	MWh								105	315	525	735	945	
BP <									105	315	525	735	945	
BP >														
MP														
Volume total	MWh	40 726	35 982	33 167	32 051	30 302	33 475	32 511	32 692	32 873	33 053	33 234	33 413	
BP <		11 877	11 839	11 455	11 499	13 267	16 750	14 146	14 327	14 508	14 689	14 869	15 049	
BP >		12 006	8 205	7 981	11 279	5 219	5 389	7 028	7 028	7 028	7 028	7 028	7 028	
MP		16 844	15 938	13 732	9 273	11 815	11 337	11 337	11 337	11 337	11 337	11 337	11 337	

ALCOCHETE	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	€	1 022	924	745	728	474	770	1 034	996	998	999	994	994	996
Mts Rede Sec / Cliente	mts	6	1	2	4	0	4	6	6	6	6	6	6	6
Clientes / km rede	#	155,9	1 520,0	480,0	234,5	2 463,4	225,2	155,6	162,8	162,8	162,8	166,7	166,7	164,3
Clientes / Ramal	#	3,08	4,75	2,82	3,11	3,37	4,86	1,09	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Custo unit RS (€/m)	€	51,4	436,3	120,2	49,7	80,4	47,7	52,1	52,0	52,2	52,3	52,5	52,5	52,3
Custo unit Ramal (€)	€	223	255	296	400	571	673	398	398	400	400	402	402	400
Custo unit infraestruturção (€)		682	657	672	560	457	449	501	501	501	501	501	501	501
Conversão	€	682	657	672	560	457	449	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€							338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	102	106	95	99	70	106	146	146	147	148	149	150	

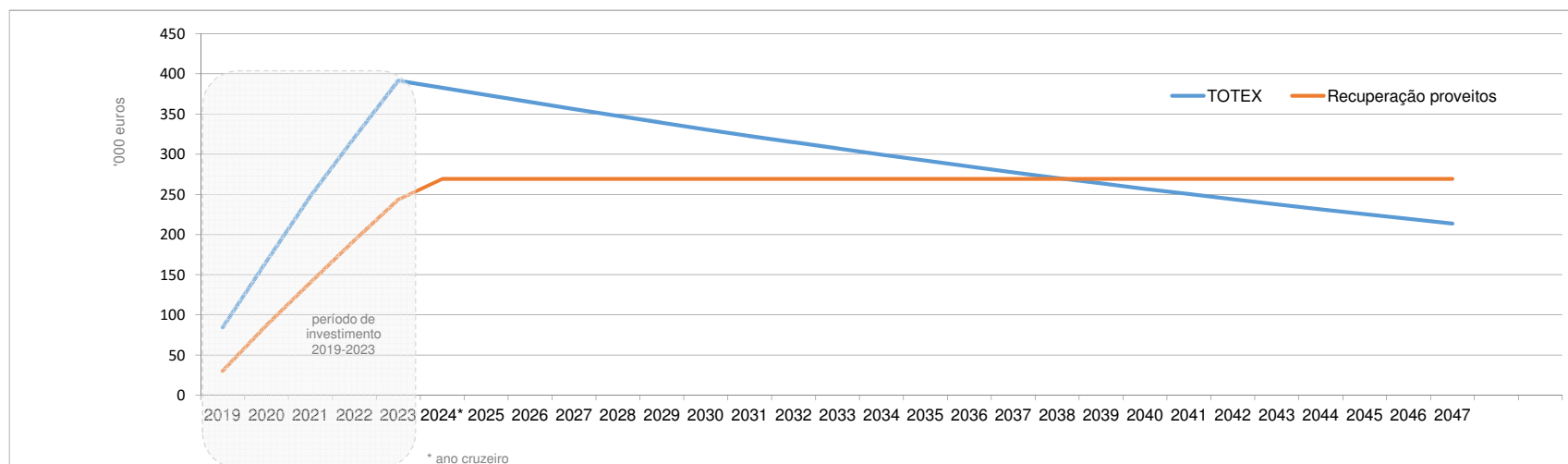
Avaliação		2024									
TOTEX (b)	m€					7	15	22	29	36	35
Proveito Recuperado (a)	m€					4	11	18	26	33	37
Margem tarifa	%										5%
$\Delta = (a) - (b)$	m€					-4	-4	-4	-3	-3	2
Acumulado	m€					-4	-7	-11	-14	-17	-16



ALMADA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		1 154	908	568	1 101	573	528	814	819	814	815	749	749	3 946
Rede	m€	697	391	261	542	319	188	314	313	315	315	268	268	1 479
Ramais	m€	116	94	54	120	72	65	140	140	140	140	127	127	675
Infraestruturação / clientes	m€	315	379	224	395	155	207	258	259	257	257	255	255	1 282
Conversão		315	379	224	389	155	207	175	179	172	172	170	170	864
Reconversão					6			83	80	84	84	84	84	418
Segmento Novo	m€				0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	25	44	29	43	27	68	103	107	103	103	99	99	510
Equipamento		10	24	16	18	14	11	14	18	14	14	13	13	72
Montagem		15	20	12	25	13	57	88	89	88	88	86	86	438
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								667	666	666	638	638	3 275
Doméstico									650	650	650	634	634	3 218
Terciário									16	16	16	4	4	56
Indústria									1					1
Volume ano	mil m ³								88	242	373	502	627	1 832
Doméstico									66	197	328	457	582	1 630
Terciário									22	45	45	45	45	202
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	526	722	367	709	355	487	568	568	568	568	564	564	2 832
Conversão		526	722	367	691	355	487	322	330	318	318	314	314	1 594
Reconversão					18			246	238	250	250	250	250	1 238
Rede	km	18	11	8	15	7	5	7	7	7	7	6	6	31
Ramais	#	406	388	188	343	180	222	277	277	277	277	250	250	1 331
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	716	834	569	813	464	618	666	667	666	666	638	638	3 275
BP <		716	834	568	813	463	618	666	666	666	666	638	638	3 274
BP >				1		1			1					1
MP														
Rescisões	#	-236	-324	-309	-164	-120	-113	-78	-79	-81	-82	-83	-84	-409
BP <		-236	-329	-298	-163	-120	-114	-78	-79	-81	-82	-83	-84	-409
BP >			5	-11	-1		2							
MP							-1							
Pontos Abastecimento Acumulados	#	36 324	36 834	37 094	37 743	38 087	38 593	39 181	39 768	40 353	40 937	41 492	42 046	42 046
BP <		36 265	36 770	37 040	37 690	38 033	38 537	39 125	39 711	40 296	40 880	41 435	41 989	41 989
BP >		56	61	51	50	51	54	54	55	55	55	55	55	55
MP		3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	36 324	36 579	36 964	37 419	37 915	38 340	38 887	39 474	40 061	40 645	41 215	41 769	
BP <		36 265	36 518	36 905	37 365	37 862	38 285	38 831	39 418	40 004	40 588	41 158	41 712	
BP >		56	59	56	51	51	53	54	55	55	55	55	55	
MP		3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	12,7	14,3	14,0	14,0	13,2	14,2	11,6	11,4	11,3	11,2	11,1	10,9	
BP <	/Pa	2,2	2,2	2,1	2,1	2,3	2,6	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
BP >		508,9	541,9	463,2	544,6	547,1	523,9	524,2	524,2	524,2	524,2	524,2	524,2	
MP		117 520,1	137 180,2	137 359,4	138 503,4	129 590,8	166 169,9	166 169,9	166 169,9	166 169,9	166 169,9	166 169,9	166 169,9	
Volume adicional	MWh								1 028	2 822	4 354	5 853	7 321	
BP <									766	2 298	3 830	5 329	6 797	
BP >									262	524	524	524	524	
MP														
Volume total	MWh	462 491	523 540	516 771	522 659	501 671	543 492	449 958	451 570	453 179	454 524	455 834	457 109	
BP <		81 433	80 297	78 752	79 644	85 269	100 564	89 311	90 661	92 008	93 353	94 663	95 938	
BP >		28 498	31 702	25 941	27 505	27 630	27 504	28 307	28 569	28 831	28 831	28 831	28 831	
MP		352 560	411 541	412 078	415 510	388 772	415 425	332 340	332 339,9	332 340	332 340	332 340	332 340	

ALMADA	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	€	1 612	1 089	998	1 354	1 236	855	1 222	1 228	1 222	1 223	1 175	1 175	1 205
Mts Rede Sec / Cliente	mts	25	14	13	18	15	8	10	10	10	10	9	9	9
Clientes / km rede	#	40,7	72,7	75,1	56,0	65,1	122,7	100,8	101,0	100,8	100,8	113,8	113,8	105,5
Clientes / Ramal	#	1,76	2,15	3,03	2,37	2,58	2,78	2,40	2,41	2,40	2,40	2,55	2,55	2,46
Custo unit RS (€/m)	€	39,6	34,1	34,5	37,4	44,7	37,3	47,5	47,432	47,612	47,665	47,869	47,869	47,678
Custo unit Ramal (€)	€	287	243	288	351	400	292	505	504	506	507	509	509	507
Custo unit infraestruturção (€)		600	524	610	558	438	425	453	456	452	452	451	451	453
Conversão	€	600	524	610	564	438	425	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				327			338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	127	76	71	97	93	60	106	107	108	109	106	107	

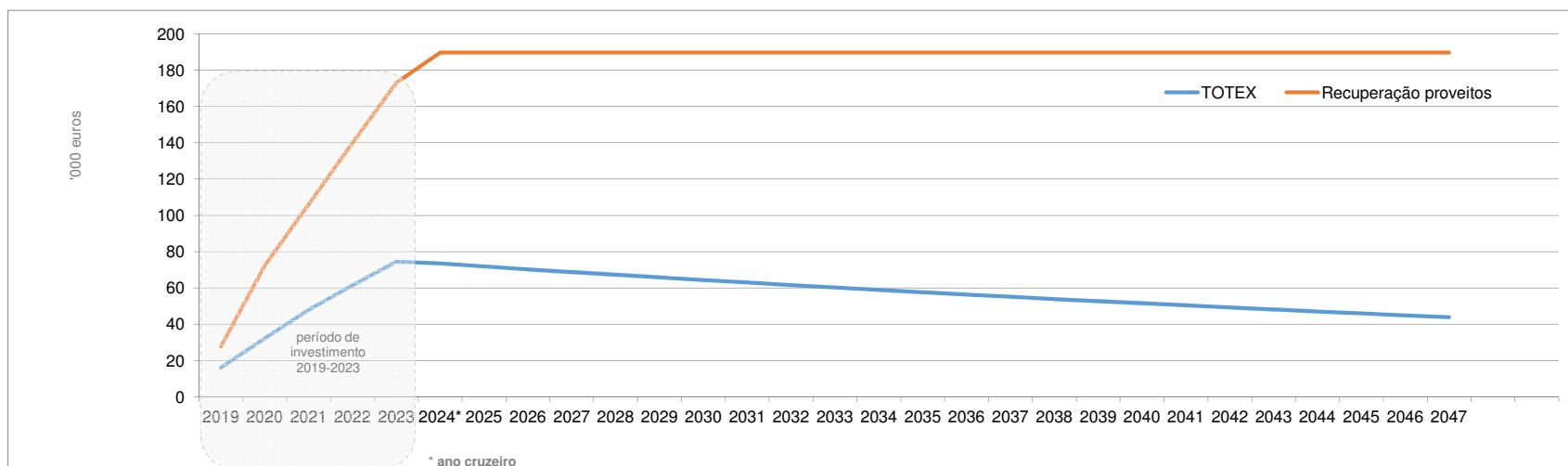
Avaliação							2024					
TOTEX (b)	m€						84	167	248	320	391	383
Proveito Recuperado (a)	m€						30	87	140	193	244	269
Margem tarifa	%											-30%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						-54	-80	-107	-128	-148	-114
Acumulado	m€						-54	-134	-241	-369	-517	-631



BARREIRO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		608	308	224	259	89	146	143	145	143	143	124	124	680
Rede	m€	241	77	18	48	2	12	46	46	46	47	35	35	209
Ramais	m€	50	14	13	24	10	22	25	25	25	21	21	21	118
Infraestruturação / clientes	m€	299	200	174	168	67	86	46	46	46	46	44	44	226
Conversão		299	200	174	166	67	86	28	28	28	28	28	28	141
Reconversão					1	0		18	18	18	18	16	16	85
Segmento Novo	m€				0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	18	17	20	19	10	27	25	28	25	25	24	24	126
Equipamento		6	6	10	8	5	4	4	6	4	4	3	3	20
Montagem		12	11	10	12	5	23	21	21	21	21	21	21	105
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								161	160	160	154	154	789
Doméstico									156	156	156	150	150	768
Terciário									3	3	3	3	3	15
Indústria									2	1	1	1	1	6
Volume ano	mil m ³								154	391	560	728	895	2 727
Doméstico									15	45	75	104	133	372
Terciário									139	346	485	623	762	2 355
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	466	340	303	319	139	198	105	105	105	99	99	99	513
Conversão		466	340	303	315	137	198	52	52	52	52	52	52	260
Reconversão					4	2		53	53	53	53	47	47	253
Rede	km	6	1	0	1	0	0	1	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8	4,5
Ramais	#	230	62	42	48	18	43	48	48	48	48	40	40	224
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	597	421	388	401	178	238	160	161	160	160	154	154	789
BP <		597	419	388	401	178	238	159	159	159	159	153	153	783
BP >			2					1	2	1	1	1	1	6
MP														
Rescisões	#	-219	-149	-174	-99	-89	-79	-39	-39	-39	-40	-40	-40	-198
BP <		-219	-149	-172	-99	-87	-78	-39	-39	-39	-40	-40	-40	-198
BP >			-1	-2		-2	-1							
MP			1											
Pontos Abastecimento Acumulados	#	18 298	18 570	18 784	19 086	19 175	19 334	19 455	19 577	19 697	19 818	19 932	20 046	20 046
BP <		18 277	18 547	18 763	19 065	19 156	19 316	19 436	19 556	19 675	19 795	19 908	20 021	20 021
BP >		21	22	20	20	18	17	18	20	21	22	23	24	24
MP			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	18 298	18 434	18 677	18 935	19 131	19 255	19 395	19 516	19 637	19 758	19 875	19 989	
BP <		18 277	18 412	18 655	18 914	19 111	19 236	19 376	19 496	19 616	19 735	19 851	19 964	
BP >		21	22	21	20	19	18	18	19	21	22	23	24	
MP			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	4,7	4,8	4,4	4,2	4,6	4,9	4,5	4,6	4,7	4,8	4,8	4,9	
BP <	/Pa	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
BP >		2 168,2	1 878,3	1 301,5	1 346,2	1 716,1	1 838,6	1 616,2	1 616,2	1 616,2	1 616,2	1 616,2	1 616,2	
MP			18 655,5	15 787,9	15 376,4	15 348,3	15 767,5	15 767,5	15 767,5	15 767,5	15 767,5	15 767,5	15 767,5	
Volume adicional	MWh								1 791	4 565	6 531	8 491	10 443	
BP <									175	525	875	1 218	1 554	
BP >									1 616	4 041	5 657	7 273	8 889	
MP														
Volume total	MWh	85 202	88 500	81 444	80 322	88 201	95 084	86 678	89 366	92 054	93 933	95 805	97 670	
BP <		39 671	38 788	38 324	38 021	40 247	47 142	42 627	42 891	43 154	43 417	43 673	43 921	
BP >		45 531	40 384	27 332	26 925	32 605	32 175	28 284	30 708	33 132	34 748	36 365	37 981	
MP			9 328	15 788	15 376	15 348	15 768	15 768	15 767,5	15 768	15 768	15 768	15 768	

BARREIRO	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	€	1 019	732	578	645	501	614	891	903	893	893	807	807	862
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	3	0	2	0	0	6	6	6	6	5	5	6
Clientes / km rede	#	104,7	382,7	2 503,2	425,7	8 900,0	2 144,1	160,0	161,0	160,0	160,0	205,3	205,3	175,3
Clientes / Ramal	#	2,60	6,79	9,24	8,35	9,89	5,53	3,33	3,35	3,33	3,33	3,85	3,85	3,52
Custo unit RS (€/m)	€	42,2	69,9	113,0	50,6	84,1	105,2	46,3	46,3	46,5	46,5	46,7	46,7	46,5
Custo unit Ramal (€)	€	216	229	312	500	575	513	526	526	528	528	531	531	528
Custo unit infraestruturação (€)		643	589	573	525	481	432	439	439	439	439	445	445	441
Conversão	€	643	589	573	528	486	432	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				317	178		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	219	153	133	152	109	124	199	197	190	188	167	165	

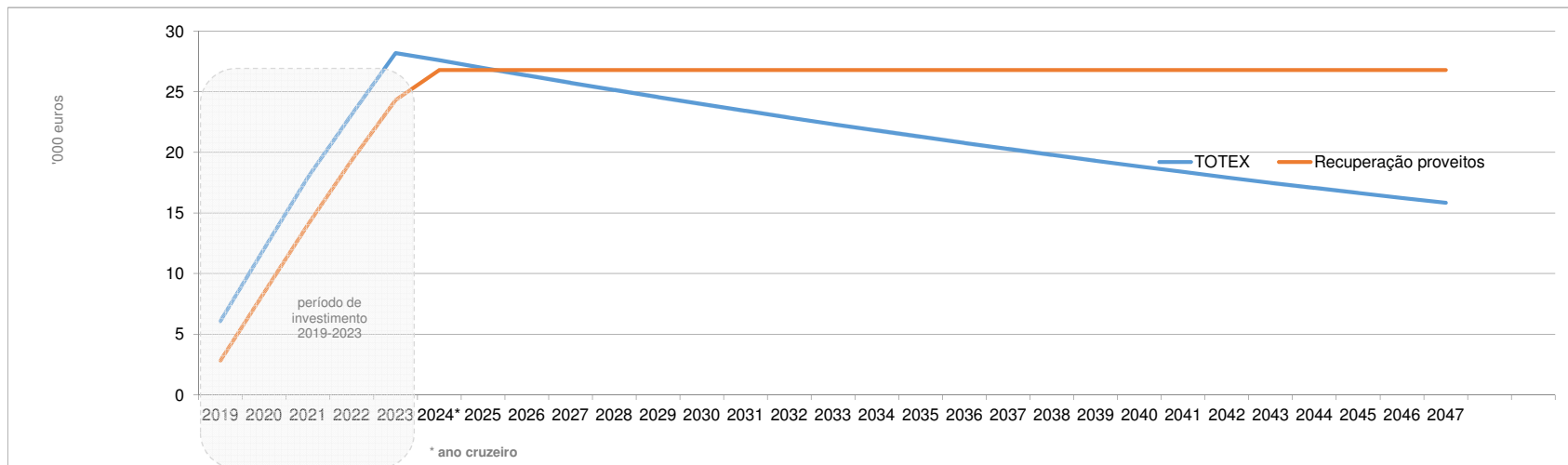
Avaliação										2024					
TOTEX (b)	m€									16	32	48	61	75	73
Proveito Recuperado (a)	m€									28	72	106	140	173	190
Margem tarifa	%														158%
Δ = (a) - (b)	m€									12	40	58	78	99	116
Acumulado	m€									12	52	110	188	287	403



BENAVENTE	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		142	77	136	83	111	111	56	56	56	57	52	52	273
Rede	m€	74	40	51	18	59	26	14	14	14	15	15	15	72,55
Ramais	m€	11	6	13	14	13	26	8	8	8	8	7	7	38,34
Infraestruturação / clientes	m€	52	27	63	45	34	43	24	24	24	24	21	21	116
Conversão		52	27	63	45	34	43	18	18	18	18	16	16	86
Reconversão					0			6	6	6	6	5	5	29
Segmento Novo	m€					0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	5	3	9	5	6	16	10	10	10	10	9	9	46
Equipamento		3	1	5	2	3	2	1	1	1	1	1	1	6
Montagem		2	2	4	3	3	14	8	8	8	8	7	7	40
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								62	62	62	55	55	296
Doméstico									62	62	62	55	55	296
Terciário														
Indústria														
Volume ano	mil m ³								7	21	35	48	60	170
Doméstico									7	21	35	48	60	170
Terciário														
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	88	46	133	79	81	106	52	52	52	52	45	45	246
Conversão		88	46	133	77	81	106	33	33	33	33	30	30	159
Reconversão					2			19	19	19	19	15	15	87
Rede	km	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2
Ramais	#	39	26	45	33	19	54	17	17	17	17	15	15	81
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	114	60	142	112	94	127	62	62	62	62	55	55	296
BP <		114	60	142	112	92	126	62	62	62	62	55	55	296
BP >						1	1							
MP						1								
Rescisões	#	-54	-8	-8	-2	6	31	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-35
BP <		-52	-8	-8	-1	7	31	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-35
BP >		-2		-1		-1								
MP				1	-1									
Pontos Abastecimento Acumulados	#	2 819	2 871	3 004	3 115	3 214	3 372	3 427	3 482	3 537	3 592	3 640	3 687	3 687
BP <		2 804	2 856	2 990	3 101	3 200	3 357	3 412	3 467	3 522	3 577	3 625	3 672	3 672
BP >		13	13	11	12	11	12	12	12	12	12	12	12	12
MP		2	2	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Pontos Abastecimento Médios	#	2 819	2 845	2 938	3 060	3 165	3 293	3 400	3 455	3 510	3 565	3 616	3 664	
BP <		2 804	2 830	2 923	3 046	3 151	3 279	3 385	3 440	3 495	3 550	3 601	3 649	
BP >		13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
MP		2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Consumo Médio	MWh	61,4	55,5	57,6	68,9	59,1	61,7	62,7	61,7	60,8	59,9	59,1	58,3	
BP <	/Pa	2,8	2,6	2,5	2,5	2,4	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
BP >		2 650,0	2 717,8	2 817,7	2 239,2	1 780,4	1 434,9	2 198,0	2 198,0	2 198,0	2 198,0	2 198,0	2 198,0	
MP		65 389,3	57 666,2	51 186,6	70 969,9	63 565,3	59 291,0	59 291,0	59 291,0	59 291,0	59 291,0	59 291,0	59 291,0	
Volume adicional	MWh								81	242	403	555	698	
BP <									81	242	403	555	698	
BP >														
MP														
Volume total	MWh	172 990	157 933	169 056	210 878	187 102	203 114	213 049	213 192	213 335	213 478	213 611	213 735	
BP <		7 762	7 269	7 278	7 702	7 715	8 739	8 800	8 943	9 086	9 229	9 362	9 486	
BP >		34 450	35 331	33 812	25 751	20 474	16 501	26 376	26 376	26 376	26 376	26 376	26 376	
MP		130 779	115 332	127 966	177 425	158 913	177 873	177 873	177 873,1	177 873	177 873	177 873	177 873	

BENAVENTE	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	€	1 243	1 290	958	738	1 182	874	910	910	911	912	938	938	921
Mts Rede Sec / Cliente	mts	6	2	8	3	15	3	5	5	5	5	5	5	5
Clientes / km rede	#	162,9	413,8	124,3	na	65,3	298,8	206,7	206,7	206,7	183,3	183,3	197,3	
Clientes / Ramal	#	2,92	2,31	3,16	3,39	4,95	2,35	3,65	3,65	3,65	3,67	3,67	3,65	
Custo unit RS (€/m)	€	105,4	278,6	44,7	57,7	40,7	60,7	48,1	48,1	48,3	48,3	48,5	48,4	
Custo unit Ramal (€)	€	275	245	298	425	658	484	471	471	473	473	475	473	
Custo unit infraestruturação (€)		588	597	473	570	424	406	467	467	467	467	474	470	
Conversão	€	588	597	473	579	424	406	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€				231			338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	20	23	17	11	20	14	15	15	15	15	16	16	

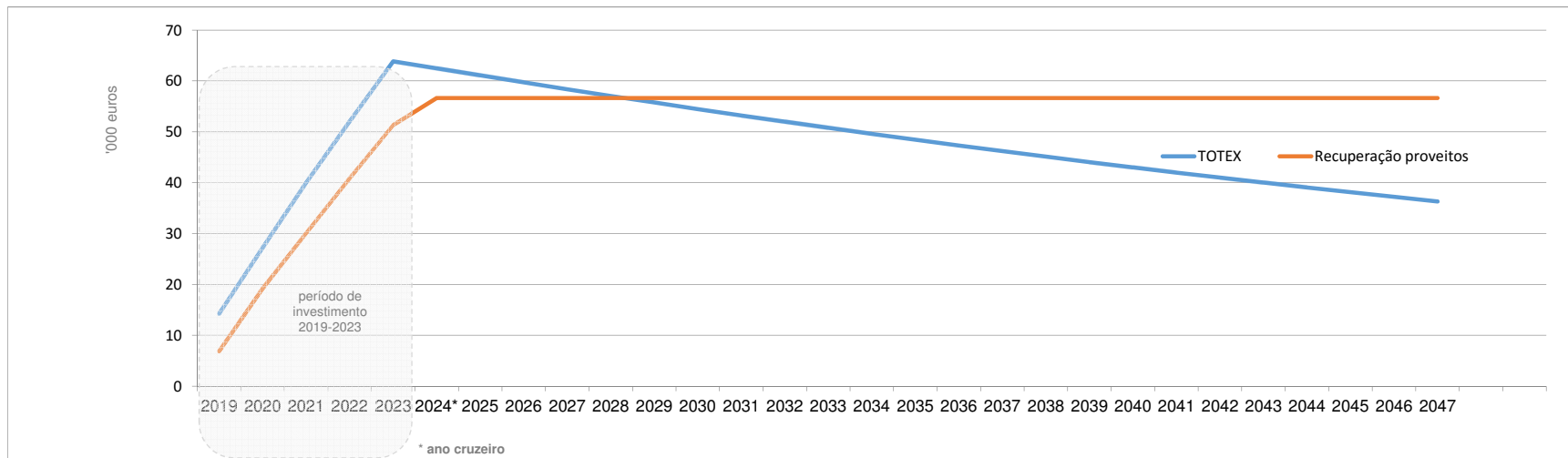
Avaliação										2024					
TOTEX (b)	m€									6	12	18	23	28	28
Proveito Recuperado (a)	m€									3	8	14	19	24	27
Margem tarifa	%														-3%
$\Delta = (a) - (b)$	m€									-3	-4	-4	-4	-4	-1
Acumulado	m€									-3	-7	-11	-15	-18	-19



MOITA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		517	266	160	92	81	147	127	127	121	121	118	118	606
Rede	m€	125	55	16	11	1	30	13	13	13	13	13	13	66
Ramais	m€	48	12	8	15	11	20	18	18	18	18	16	16	85
Infraestruturação / clientes	m€	325	186	123	59	57	76	68	68	68	68	67	67	339
Conversão		325	186	123	58	57	76	54	54	54	54	54	54	271
Reconversão					1			14	14	14	14	13	13	68
Segmento Novo	m€				0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	19	12	14	7	12	20	28	28	22	22	22	22	115
Equipamento		6	3	7	3	7	3	4	4	3	3	3	3	15
Montagem		13	9	7	5	4	17	24	24	19	19	19	19	101
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								179	142	142	138	138	739
Doméstico									179	142	142	138	138	739
Terciário														
Indústria														
Volume ano	mil m ³								17	47	74	100	126	365
Doméstico									17	47	74	100	126	365
Terciário														
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	524	301	207	107	125	157	142	142	142	138	138	138	702
Conversão		524	301	207	105	124	157	100	100	100	100	100	100	500
Reconversão					2	1		42	42	42	42	38	38	202
Rede	km	2	0	0	0		1	0	0	0	0	0	0	2
Ramais	#	192	50	29	23	18	40	38	38	38	35	35	35	184
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	606	339	258	169	151	192	179	179	142	142	138	138	739
BP <		606	339	257	169	151	192	179	179	142	142	138	138	739
BP >				1										
MP														
Rescisões	#	-201	-169	-137	-69	-45	-80	-28	-29	-29	-29	-29	-30	-146
BP <		-201	-168	-137	-70	-45	-80	-28	-29	-29	-29	-29	-30	-146
BP >			-1		1									
MP														
Pontos Abastecimento Acumulados	#	13 451	13 621	13 742	13 842	13 948	14 060	14 211	14 361	14 474	14 587	14 695	14 803	14 803
BP <		13 445	13 616	13 736	13 835	13 941	14 053	14 204	14 354	14 467	14 580	14 688	14 796	14 796
BP >		6	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
MP														
Pontos Abastecimento Médios	#	13 451	13 536	13 682	13 792	13 895	14 004	14 026	14 286	14 417	14 530	14 641	14 749	
BP <		13 445	13 531	13 676	13 786	13 888	13 997	14 128	14 279	14 410	14 523	14 634	14 742	
BP >		6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
MP														
Consumo Médio	MWh	2,4	2,4	2,3	2,2	2,3	2,7	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
BP <	/Pa	2,2	2,2	2,1	2,0	2,1	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
BP >		455,8	625,3	434,5	354,1	318,7	389,1	424,4	424,4	424,4	424,4	424,4	424,4	
MP														
Volume adicional	MWh								197	550	862	1 170	1 474	
BP <									197	550	862	1 170	1 474	
BP >														
MP														
Volume total	MWh	32 552	32 673	31 758	30 340	31 492	37 343	34 053	34 384	34 673	34 922	35 165	35 404	
BP <		29 817	29 234	29 368	28 038	29 261	34 619	31 082	31 413	31 703	31 951	32 194	32 433	
BP >		2 735	3 439	2 390	2 301	2 231	2 724	2 971	2 971	2 971	2 971	2 971	2 971	
MP														

MOITA	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	783	621	547	537	765	710	710	855	855	856	856	820
Mts Rede Sec / Cliente	mts	4	1	1	2		3	2	2	2	2	2	2	2
Clientes / km rede	#	263,5	792,1	1 121,7	665,4	na	367,1	596,7	596,7	473,3	473,3	460,0	460,0	492,7
Clientes / Ramal	#	3,16	6,78	8,90	7,35	8,39	4,80	4,71	4,71	3,74	3,74	3,94	3,94	4,02
Custo unit RS (€/m)	€	54,4	128,7	67,5	41,4		58,1	44,0	44,0	44,1	44,2	44,4	44,4	44,2
Custo unit Ramal (€)	€	248	248	277	672	616	511	462	462	464	464	466	466	464
Custo unit infraestruturação (€)	€	621	617	594	552	459	484	482	482	482	482	486	486	483
Conversão	€	621	617	594	556	463	484	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				314			338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	352	325	268	249	237	287	292	295	355	356	357	357	

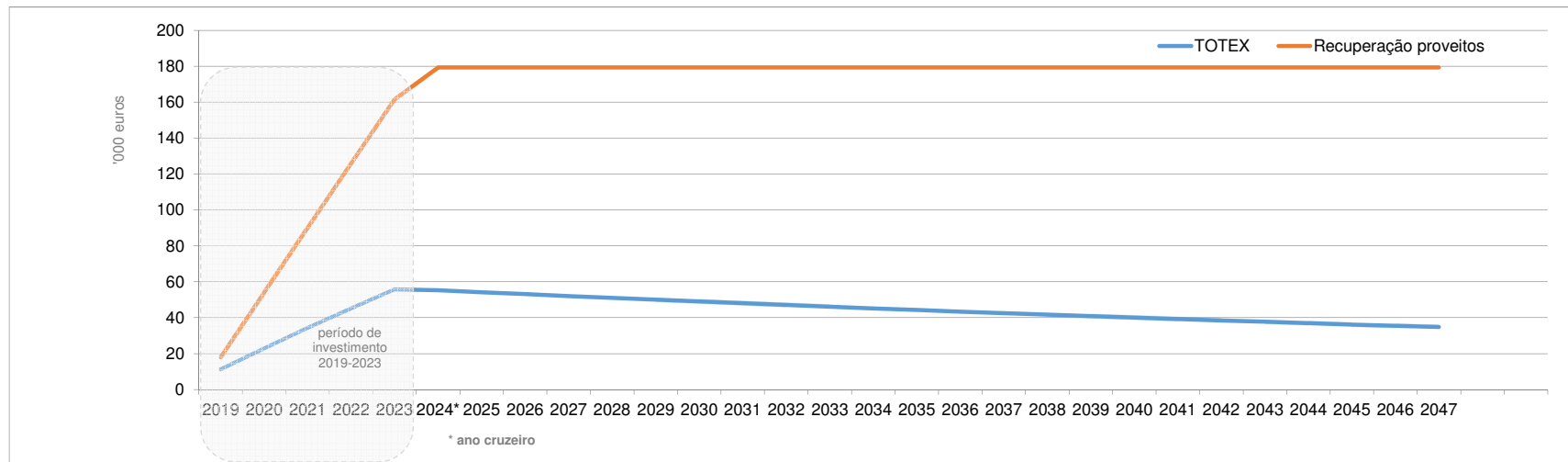
Avaliação										2024				
TOTEX (b)	m€								14	27	40	52	64	62
Proveito Recuperado (a)	m€								7	19	30	41	51	57
Margem tarifa	%													-9%
$\Delta = (a) - (b)$	m€								-7	-8	-10	-11	-13	-6
Acumulado	m€								-7	-15	-25	-37	-49	-55



MONTIJO	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		542	175	85	93	60	93	93	93	93	93	91	91	463
Rede	m€	301	54	17	14	10	25	11	11	11	11	11	11	53
Ramais	m€	36	12	8	18	13	19	14	14	14	14	14	14	68
Infraestruturação / clientes	m€	192	100	51	53	27	31	44	44	44	44	42	42	216
Conversão		192	100	51	53	27	31	41	41	41	41	41	41	205
Reconversão								3	3	3	3	2	2	11
Segmento Novo	m€				0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	14	9	8	9	9	18	25	25	25	25	25	25	125
Equipamento		5	3	4	4	5	5	3	3	3	3	3	3	17
Montagem		9	6	4	5	4	12	22	22	22	22	21	21	108
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								161	161	161	157	157	797
Doméstico									159	159	159	155	155	787
Terciário									1	1	1	1	1	5
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								90	270	450	629	808	2 247
Doméstico									16	47	79	110	141	393
Terciário									74	223	371	519	668	1 855
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	292	163	87	88	55	73	84	84	84	84	80	80	412
Conversão		292	163	87	88	55	73	76	76	76	76	75	75	378
Reconversão								8	8	8	8	5	5	34
Rede	km	9	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Ramais	#	157	65	23	27	21	33	28	28	28	28	28	28	140
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	451	243	196	192	177	285	161	161	161	161	157	157	797
BP <		450	242	196	191	178	284	160	160	160	160	156	156	792
BP >		1	1				1	1	1	1	1	1	1	5
MP					1	-1								
Rescisões	#	-137	-51	-47	22	23	60	-22	-22	-22	-22	-23	-23	-112
BP <		-136	-48	-43	20	22	59	-22	-22	-22	-22	-23	-23	-112
BP >		-1	-3	-4	2	1								
MP							1							
Pontos Abastecimento Acumulados	#	9 585	9 777	9 926	10 139	10 340	10 685	10 824	10 963	11 102	11 241	11 375	11 509	11 509
BP <		9 549	9 743	9 896	10 107	10 307	10 650	10 788	10 926	11 064	11 202	11 335	11 468	11 468
BP >		33	31	27	28	30	31	32	33	34	35	36	37	37
MP		3	3	3	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4
Pontos Abastecimento Médios	#	9 585	9 681	9 852	10 033	10 240	10 513	10 755	10 894	11 033	11 172	11 308	11 442	
BP <		9 549	9 646	9 820	10 002	10 207	10 479	10 719	10 857	10 995	11 133	11 269	11 402	
BP >		33	32	29	28	29	31	32	33	34	35	36	37	
MP		3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Consumo Médio	MWh	14,3	14,7	14,2	14,2	14,6	13,8	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	
BP <	/Pa	2,5	2,4	2,3	2,4	2,3	2,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
BP >		1 291,2	1 444,2	1 557,7	1 870,9	2 103,1	1 680,2	1 731,3	1 731,3	1 731,3	1 731,3	1 731,3	1 731,3	
MP		23 704,4	24 392,8	24 005,3	19 205,4	18 602,3	20 847,3	20 847,3	20 847,3	20 847,3	20 847,3	20 847,3	20 847,3	
Volume adicional	MWh								1 050	3 149	5 248	7 343	9 433	
BP <									184	552	920	1 283	1 642	
BP >									866	2 597	4 328	6 060	7 791	
MP														
Volume total	MWh	137 154	142 528	139 999	142 276	149 120	145 318	162 579	164 629	166 677	168 725	170 768	172 806	
BP <		23 429	23 136	22 810	23 608	23 021	21 107	24 654	24 972	25 289	25 606	25 918	26 224	
BP >		42 611	46 214	45 172	51 449	60 991	51 245	54 536	56 267	57 999	59 730	61 461	63 192	
MP		71 113	73 178	72 016	67 219	65 108	72 966	83 389	83 389,4	83 389	83 389	83 389	83 389	

MONTIJO	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	€	1 201	720	432	485	342	327	580	579	580	580	582	582	581
Mts Rede Sec / Cliente	mts	20	3	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Clientes / km rede	#	49,6	315,2	960,8	897,2	1 172,2	796,1	644,0	644,0	644,0	644,0	628,0	628,0	637,6
Clientes / Ramal	#	2,87	3,74	8,52	7,11	8,43	8,64	5,75	5,75	5,75	5,75	5,61	5,61	5,69
Custo unit RS (€/m)	€	33,0	69,8	84,7	64,3	66,6	71,2	42,5	42,5	42,7	42,7	42,9	42,9	42,7
Custo unit Ramal (€)	€	227	192	347	649	639	563	483	483	485	486	488	488	486
Custo unit infraestruturção (€)	€	656	611	587	600	498	425	523	523	523	523	529	529	525
Conversão	€	656	611	587	600	498	425	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€							338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	84	49	30	34	23	24	38	38	38	38	39	39	

Avaliação										2024					
TOTEX (b)	m€									11	23	34	45	56	55
Proveito Recuperado (a)	m€									18	54	90	126	161	179
Margem tarifa	%														225%
$\Delta = (a) - (b)$	m€									7	31	56	81	106	124
Acumulado	m€									7	38	94	174	280	404



PALMELA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		380	306	149	110	416	646	167	167	168	168	160	160	824
Rede	m€	50	94	22	50	313	388	77	77	77	75	75	381	
Ramais	m€	34	26	14	14	19	79	17	17	17	15	15	82	
Infraestruturação / clientes	m€	277	173	101	37	74	134	46	46	46	43	43	224	
Conversão		277	173	101	29	72	134	30	30	30	30	30	149	
Reconversão					8	1		16	16	16	14	14	75	
Segmento Novo	m€				0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	19	14	11	8	10	44	28	28	28	27	27	137	
Equipamento		4	3	5	3	4	6	4	4	4	3	3	18	
Montagem		14	10	6	5	7	39	24	24	24	23	23	119	
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								180	180	180	170	170	880
Doméstico									179	179	179	170	170	877
Terciário									1	1	1			3
Indústria														
Volume ano	mil m ³								17	51	85	118	150	420
Doméstico									17	51	85	118	150	420
Terciário														
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	417	304	180	90	168	306	102	102	102	95	95	496	
Conversão		417	304	180	58	163	306	55	55	55	55	55	275	
Reconversão					32	5		47	47	47	40	40	221	
Rede	km	0	2	1	1	6	8	2	2	2	2	2	8	
Ramais	#	131	117	49	27	41	246	34	34	34	30	30	162	
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	506	352	261	189	246	360	180	180	180	170	170	880	
BP <		506	352	260	189	244	358	180	180	180	170	170	880	
BP >				1			2							
MP						2								
Rescisões	#	-125	-79	-83	-31	-18	-11	-22	-22	-22	-23	-23	-23	-113
BP <		-125	-78	-80	-33	-16	-13	-22	-22	-22	-23	-23	-23	-113
BP >			-2	-2	4	-2	2							
MP			1	-1	-2									
Pontos Abastecimento Acumulados	#	9 537	9 810	9 988	10 146	10 372	10 721	10 879	11 037	11 195	11 352	11 499	11 646	11 646
BP <		9 517	9 791	9 971	10 127	10 355	10 700	10 858	11 016	11 174	11 331	11 478	11 625	11 625
BP >		16	14	13	17	13	17	17	17	17	17	17	17	
MP		4	5	4	2	4	4	4	4	4	4	4	4	
Pontos Abastecimento Médios	#	9 537	9 674	9 899	10 067	10 259	10 547	10 513	10 958	11 116	11 273	11 426	11 572	
BP <		9 517	9 654	9 881	10 049	10 241	10 528	10 779	10 937	11 095	11 252	11 405	11 551	
BP >		16	15	14	15	15	15	17	17	17	17	17	17	
MP		4	5	5	3	3	4	4	4	4	4	4	4	
Consumo Médio	MWh	26,5	24,4	19,6	16,3	15,0	17,2	18,0	17,3	17,1	16,9	16,7	16,5	
BP <	/Pa	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
BP >		1 408,6	1 227,5	1 328,6	2 997,4	2 949,4	2 039,7	2 108,6	2 108,6	2 108,6	2 108,6	2 108,6	2 108,6	
MP		52 075,3	43 538,8	34 135,6	32 153,2	29 205,8	32 434,1	32 434,1	32 434,1	32 434,1	32 434,1	32 434,1	32 434,1	
Volume adicional	MWh								198	594	990	1 375	1 749	
BP <									198	594	990	1 375	1 749	
BP >														

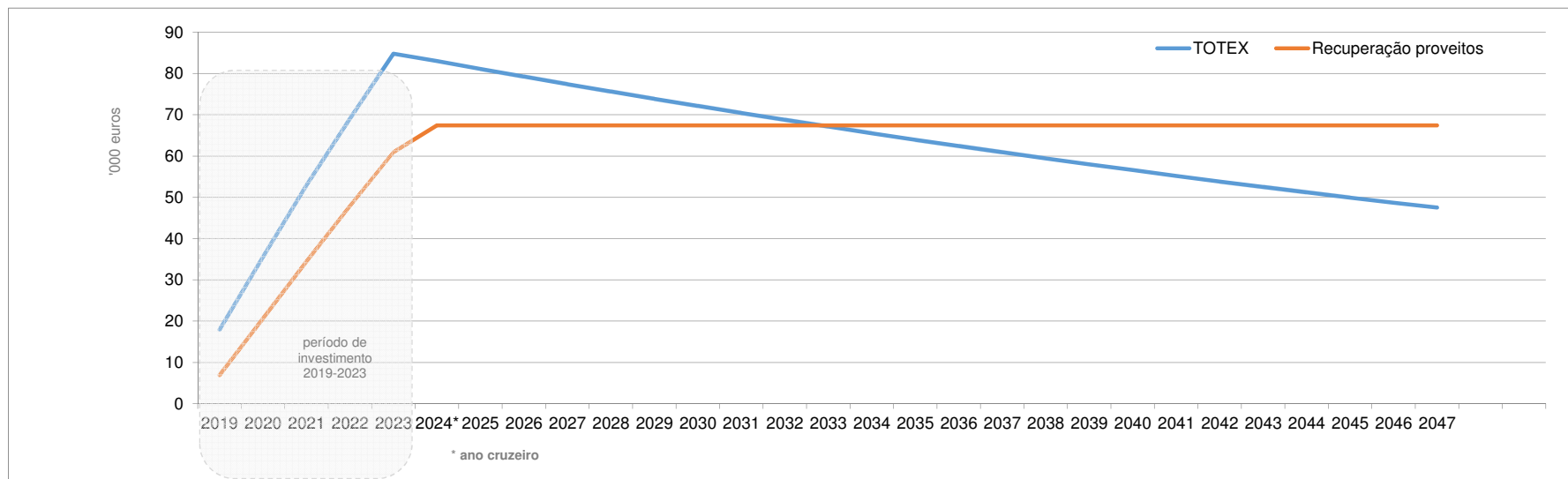
MP														
Volume total	MWh	252 950	236 377	193 746	164 000	154 089	181 194	189 297	189 644	189 991	190 338	190 672	190 996	
BP <		22 111	22 041	22 199	22 580	22 231	20 862	23 714	24 062	24 409	24 755	25 090	25 413	
BP >		22 537	18 412	17 937	44 960	44 240	30 596	35 846	35 846	35 846	35 846	35 846	35 846	
MP		208 301	195 924	153 610	96 460	87 617	129 736	129 736	129 736,3	129 736	129 736	129 736	129 736	

Metas de eficiência:

Inv DN / Cliente	€	751	870	570	581	1 691	1 796	930	930	932	932	943	943	936
Mts Rede Sec / Cliente	mts	1	6	2	6	26	23	9	9	9	9	9	9	9
Cientes / km rede	#	1 686,7	164,1	435,0	168,3	39,0	43,6	116,9	116,9	116,9	116,9	113,3	113,3	115,5
Cientes / Ramal	#	3,86	3,01	5,33	7,00	6,00	1,46	5,29	5,29	5,29	5,29	5,67	5,67	5,43
Custo unit RS (€/m)	€	167,3	43,8	37,3	44,7	49,6	47,1	49,7	49,7	49,9	50,0	50,2	50,2	50,0
Custo unit Ramal (€)	€	261	222	292	530	465	323	505	504	506	507	509	509	507
Custo unit infraestruturação (€)		664	568	561	415	439	439	448	448	448	448	456	456	451
Conversão	€	664	568	561	504	444	439	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				255	259		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	28	36	29	36	113	105	52	54	55	55	57	57	

Avaliação

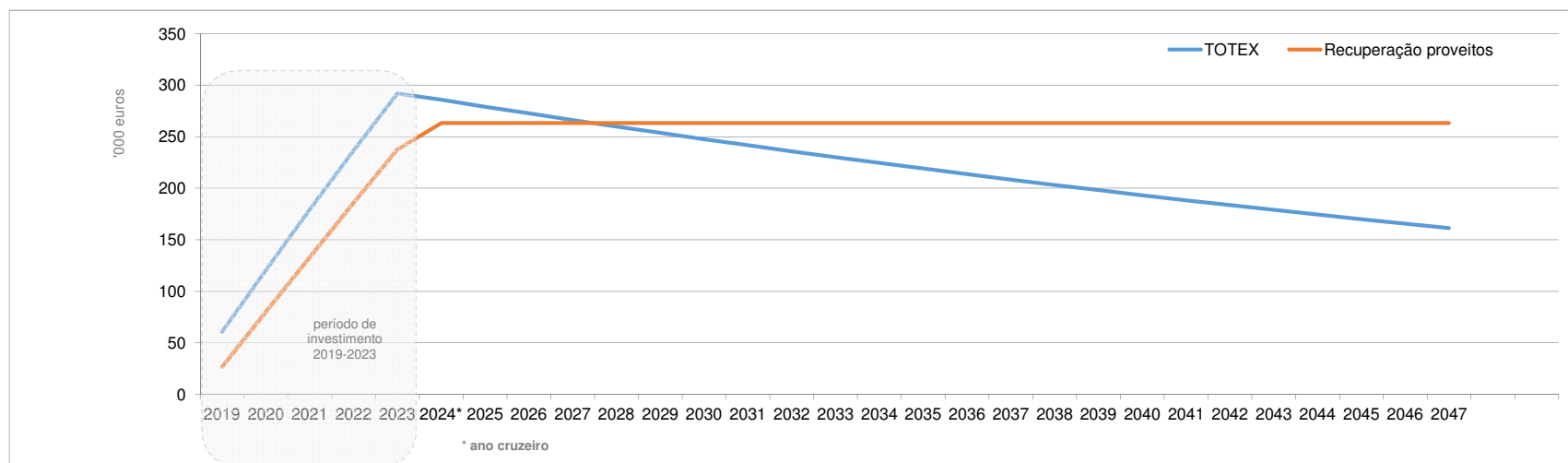
														2024					
TOTEX (b)	m€													18	36	53	69	85	83
Proveito Recuperado (a)	m€													7	21	34	48	61	67
Margem tarifa	%																		-19%
$\Delta = (a) - (b)$	m€													-11	-15	-18	-21	-24	-16
Acumulado	m€													-11	-26	-44	-66	-90	-105



SEIXAL	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		743	530	414	615	768	884	579	578	579	579	576	576	2 888
Rede	m€	413	84	65	351	371	594	251	251	252	252	253	253	1 263
Ramais	m€	56	41	29	76	86	89	74	73	74	74	71	71	364
Infraestruturação / clientes	m€	246	362	284	161	272	152	171	171	171	171	173	173	859
Conversão		246	362	284	155	272	152	111	111	109	109	132	132	594
Reconversão					6	0	0	61	61	61	61	41	41	265
Segmento Novo	m€				0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	27	44	36	27	39	48	82	82	82	82	79	79	403
Equipamento		10	17	15	13	18	9	11	11	11	11	10	10	54
Montagem		17	27	21	13	22	40	71	71	71	71	68	68	350
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								525	525	525	505	505	2 585
Doméstico									521	521	521	501	501	2 565
Terciário									3	3	3	3	3	15
Indústria									1	1	1	1	1	5
Volume ano	mil m ³								95	285	475	663	849	2 366
Doméstico									47	141	236	328	419	1 172
Terciário									48	143	239	334	430	1 194
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	494	781	598	314	621	365	384	384	384	384	364	364	1 880
Conversão		494	781	598	296	620	365	204	204	202	202	244	244	1 096
Reconversão					18	1		180	180	182	182	120	120	784
Rede	km	8	1	2	9	8	13	5	5	5	5	5	5	25
Ramais	#	188	153	97	218	218	265	161	159	159	159	153	153	783
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	680	949	811	488	723	475	525	525	525	525	505	505	2 585
BP <		680	948	811	488	723	474	524	524	524	524	504	504	2 580
BP >			1				1	1	1	1	1	1	1	5
MP														
Rescisões	#	-299	-320	-273	-47	-26	-133	-71	-72	-73	-74	-75	-76	-370
BP <		-298	-319	-270	-48	-28	-133	-71	-72	-73	-74	-75	-76	-370
BP >		-1	-1	-3	1	2								
MP														
Pontos Abastecimento Acumulados	#	32 534	33 163	33 701	34 142	34 839	35 181	35 635	36 087	36 539	36 990	37 420	37 849	37 849
BP <		32 506	33 135	33 676	34 116	34 811	35 152	35 605	36 056	36 507	36 957	37 386	37 814	37 814
BP >		26	26	23	24	26	27	28	29	30	31	32	33	33
MP		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	32 534	32 849	33 432	33 922	34 491	35 010	35 408	35 861	36 313	36 765	37 205	37 635	
BP <		32 506	32 821	33 406	33 896	34 464	34 982	35 378	35 831	36 282	36 732	37 172	37 600	
BP >		26	26	25	24	25	27	28	29	30	31	32	33	
MP		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	15,1	15,0	15,5	15,4	14,3	14,5	14,7	14,6	14,4	14,3	14,2	14,1	
BP <	/Pa	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	1,8	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
BP >		1 085,6	1 080,6	1 095,6	1 148,7	1 117,4	1 131,2	1 114,7	1 114,7	1 114,7	1 114,7	1 114,7	1 114,7	
MP		195 761,6	197 462,6	210 307,5	212 705,7	198 944,2	207 530,3	207 530,3	207 530,3	207 530,3	207 530,3	207 530,3	207 530,3	
Volume adicional	MWh								1 108	3 323	5 538	7 732	9 905	
BP <									550	1 651	2 751	3 830	4 889	
BP >									557	1 672	2 787	3 901	5 016	
MP														
Volume total	MWh	491 451	493 514	516 573	523 301	494 827	508 658	520 009	522 074	524 136	526 197	528 234	530 249	
BP <		71 702	70 494	69 117	70 895	69 004	63 621	74 294	75 244	76 192	77 138	78 061	78 961	
BP >		28 225	28 095	26 841	26 995	27 934	29 976	30 654	31 769	32 884	33 998	35 113	36 228	
MP		391 523	394 925	420 615	425 411	397 888	415 061	415 061	415 060,6	415 061	415 061	415 061	415 061	

SEIXAL	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	€	1 093	559	510	1 260	1 063	1 861	1 103	1 101	1 102	1 103	1 141	1 141	1 117
Mts Rede Sec / Cliente	mts	12	1	3	19	12	27	10	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	84,0	967,4	347,6	53,8	85,9	36,7	105,0	105,0	105,0	105,0	101,0	101,0	103,4
Clientes / Ramal	#	3,62	6,20	8,36	2,24	3,32	1,79	3,26	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Custo unit RS (€/m)	€	51,0	85,2	27,7	38,7	44,1	45,9	50,3	50,2	50,4	50,5	50,7	50,7	50,5
Custo unit Ramal (€)	€	300	269	295	348	394	337	462	462	464	464	466	466	464
Custo unit infraestruturção (€)		498	463	475	513	438	417	446	446	445	445	475	475	457
Conversão	€	498	463	475	523	438	417	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				351	293		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	72	37	33	82	74	128	75	76	76	77	80	81	

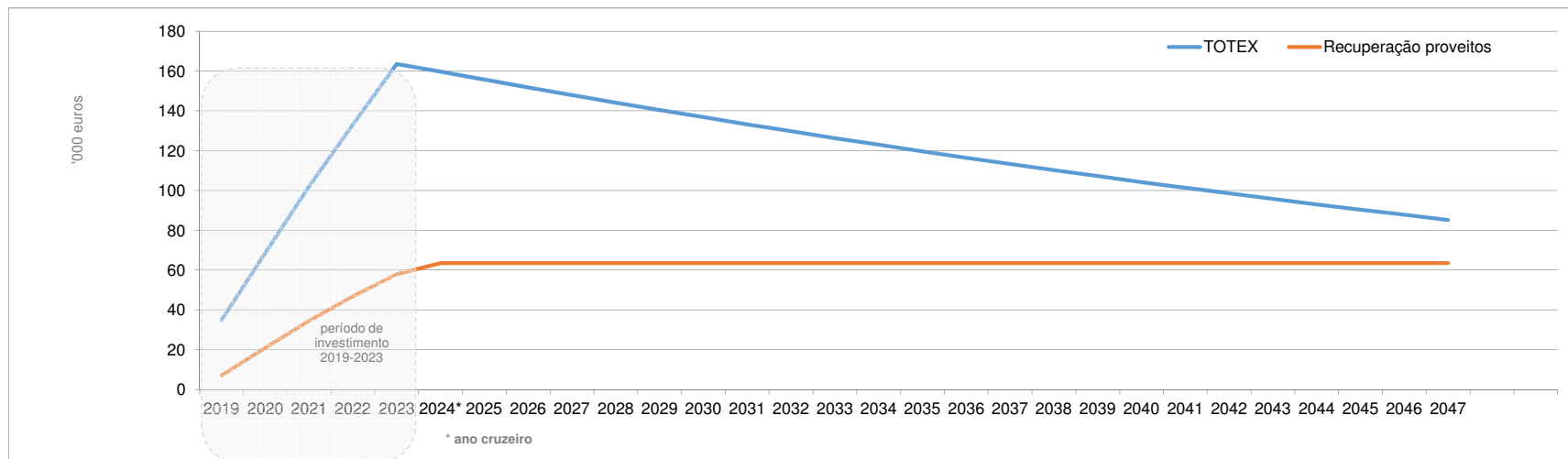
Avaliação							2024					
TOTEX (b)	m€						61	120	179	236	292	286
Proveito Recuperado (a)	m€						27	80	133	186	237	263
Margem tarifa	%											-8%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						-34	-41	-46	-51	-55	-23
Acumulado	m€						-34	-75	-121	-172	-226	-249



SESIMBRA	Unid	Real						PDIRD 2019-2023						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		691	950	1 326	825	737	540	360	354	351	351	344	344	1 743
Rede	m€	389	551	712	412	445	275	119	115	116	116	125	125	597
Ramais	m€	93	124	206	152	133	90	134	132	130	130	131	131	652
Infraestruturação / clientes	m€	194	253	372	238	143	140	79	79	78	78	65	65	365
Conversão		194	253	372	196	139	140	55	55	61	61	55	55	287
Reconversão					42	4		24	24	17	17	10	10	78
Segmento Novo	m€				0									
Contadores / cadeias medida	m€	16	22	37	22	17	36	29	29	27	27	23	23	128
Equipamento		5	7	17	7	7	6	4	4	4	4	3	3	17
Montagem		11	14	20	15	10	30	25	25	24	24	19	19	111
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								186	176	176	146	146	830
Doméstico									183	173	173	143	143	815
Terciário									3	3	3	3	3	15
Indústria														
Volume ano	mil m ³								18	52	85	115	143	412
Doméstico									18	52	85	115	143	412
Terciário														
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	334	458	648	471	305	301	172	172	162	162	132	132	760
Conversão		334	458	648	351	292	301	102	102	112	112	102	102	530
Reconversão					120	13		70	70	50	50	30	30	230
Rede	km	17	27	24	10	11	7	3	2	2	2	3	3	13
Ramais	#	503	707	815	438	400	256	290	285	280	280	280	280	1 405
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	359	475	661	487	316	318	186	186	176	176	146	146	830
BP <		359	475	661	487	316	316	186	186	176	176	146	146	830
BP >							2							
MP														
Rescisões	#	-77	-62	-49	-26	-41	15	-14	-15	-15	-15	-16	-16	-77
BP <		-76	-63	-49	-26	-39	14	-14	-15	-15	-15	-16	-16	-77
BP >		-1	1			-2	1							
MP														
Pontos Abastecimento Acumulados	#	4 880	5 293	5 905	6 366	6 641	6 974	7 146	7 317	7 478	7 639	7 769	7 899	7 899
BP <		4 878	5 290	5 902	6 363	6 640	6 970	7 142	7 313	7 474	7 635	7 765	7 895	7 895
BP >		2	3	3	3	1	4	4	4	4	4	4	4	4
MP														
Pontos Abastecimento Médios	#	4 880	5 087	5 599	6 136	6 504	6 808	7 060	7 231	7 398	7 558	7 704	7 834	
BP <		4 878	5 084	5 596	6 133	6 502	6 805	7 056	7 227	7 394	7 554	7 700	7 830	
BP >		2	3	3	3	2	3	4	4	4	4	4	4	
MP														
Consumo Médio	MWh	2,6	2,4	2,3	2,4	2,2	1,9	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
BP <	/Pa	2,5	2,4	2,3	2,3	2,2	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
BP >		253,4	76,8	84,9	80,9	63,6	134,7	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	
MP														
Volume adicional	MWh								205	603	990	1 344	1 665	
BP <									205	603	990	1 344	1 665	
BP >														
MP														
Volume total	MWh	12 686	12 274	12 932	14 431	14 522	12 686	15 876	16 253	16 619	16 972	17 293	17 579	
BP <		12 179	12 082	12 677	14 188	14 395	12 349	15 523	15 900	16 266	16 620	16 940	17 227	
BP >		507	192	255	243	127	337	353	353	353	353	353	353	
MP														

SESIMBRA	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	€	1 926	1 999	2 006	1 693	2 332	1 700	1 938	1 902	1 993	1 995	2 353	2 353	2 100
Mts Rede Sec / Cliente	mts	48	57	36	21	36	22	14	13	14	14	18	18	15
Clientes / km rede	#	20,8	17,6	28,0	46,7	28,1	44,9	73,1	75,7	70,9	70,9	54,9	54,9	65,2
Clientes / Ramal	#	0,71	0,67	0,81	1,11	0,79	1,24	0,64	0,65	0,63	0,63	0,52	0,52	0,59
Custo unit RS (€/m)	€	22,5	20,4	30,2	39,5	39,5	38,8	46,6	46,6	46,8	46,8	47,0	47,0	46,9
Custo unit Ramal (€)	€	184	176	253	347	332	350	462	462	464	464	466	466	464
Custo unit infraestruturação (€)		581	552	574	506	469	465	459	459	479	479	496	496	480
Conversão	€	581	552	574	558	477	465	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				352	303		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	741	829	869	720	1 044	912	862	846	887	888	1 048	1 049	

Avaliação							2024					
TOTEX (b)	m€						35	69	102	133	164	160
Proveito Recuperado (a)	m€						7	21	34	47	58	64
Margem tarifa	%											-60%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						-28	-48	-67	-86	-106	-96
Acumulado	m€						-28	-76	-143	-229	-335	-431



SETÚBAL	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (prev)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		723	380	456	384	371	229	406	393	405	405	383	383	1 970
Rede	m€	225	153	172	216	125	48	211	211	212	212	213	213	1 061
Ramais	m€	66	36	62	51	54	34	46	46	46	46	45	45	227
Infraestruturação / clientes	m€	391	174	205	103	165	114	97	92	95	95	84	84	450
Conversão		391	174	205	95	161	114	63	59	61	61	50	50	281
Reconversão					8	5		34	34	34	34	34	34	169
Segmento Novo	m€				0	0	0							
Contadores / cadeias medida	m€	41	16	17	14	26	33	52	44	52	52	42	42	232
Equipamento		18	5	5	5	14	6	13	7	13	13	6	6	46
Montagem		23	11	12	8	13	27	39	38	39	39	35	35	186
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								285	292	292	268	268	1 405
Doméstico									274	279	279	258	258	1 348
Terciário									8	8	8	8	8	40
Indústria									3	5	5	2	2	17
Volume ano	mil m ³								128	450	838	1 126	1 311	3 852
Doméstico									28	84	140	195	247	694
Terciário									100	366	698	931	1 064	3 158
Indústria														
Instalações de GN infraestruturadas	#	657	298	324	191	357	250	216	208	213	213	192	192	1 018
Conversão		657	298	324	168	338	250	116	108	113	113	92	92	518
Reconversão					23	19		100	100	100	100	100	100	500
Rede	km	7	4	5	5	3	1	4	4	4	4	4	4	22
Ramais	#	264	169	225	151	133	79	87	87	87	87	85	85	430
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	813	408	459	304	431	354	295	285	292	292	268	268	1 405
BP <		811	406	458	303	430	353	290	282	287	287	266	266	1 388
BP >		2	2	1	1		1	5	3	5	5	2	2	17
MP						1								
Rescisões	#	-284	-200	-204	-93	-33	-11	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-256
BP <		-282	-201	-201	-91	-34	-12	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-256
BP >		-2	1	-3	-1	1	1							
MP					-1									
Pontos Abastecimento Acumulados	#	23 247	23 455	23 710	23 921	24 318	24 661	24 906	25 141	25 382	25 623	25 839	26 055	26 055
BP <		23 204	23 409	23 666	23 878	24 274	24 615	24 855	25 087	25 323	25 559	25 773	25 987	25 987
BP >		40	43	41	41	41	43	48	51	56	61	63	65	65
MP		3	3	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Pontos Abastecimento Médios	#	23 247	23 351	23 583	23 816	24 120	24 490	24 784	25 024	25 262	25 503	25 731	25 947	
BP <		23 204	23 307	23 538	23 772	24 076	24 445	24 735	24 971	25 205	25 441	25 666	25 880	
BP >		40	42	42	41	41	42	46	50	54	59	62	64	
MP		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Consumo Médio	MWh	7,2	7,3	7,2	6,8	6,8	6,7	7,1	7,2	7,2	7,3	7,4	7,4	
BP <	/Pa	2,5	2,4	2,3	2,4	2,3	2,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
BP >		460,4	629,3	839,1	813,2	890,5	706,3	775,7	775,7	775,7	775,7	775,7	775,7	
MP		30 625,9	29 243,9	27 102,5	29 085,5	29 248,0	27 830,6	27 830,6	27 830,6	27 830,6	27 830,6	27 830,6	27 830,6	
Volume adicional	MWh								1 488	5 245	9 784	13 135	15 298	
BP <									324	979	1 639	2 275	2 887	
BP >									1 164	4 266	8 145	10 860	12 411	
MP														
Volume total	MWh	167 829	170 101	170 335	161 933	164 084	162 870	175 677	179 322	182 963	187 385	190 617	192 661	
BP <		57 537	56 254	53 787	55 879	54 453	49 713	56 891	57 433	57 972	58 514	59 032	59 525	
BP >		18 415	26 116	35 241	33 340	36 511	29 665	35 294	38 397	41 500	45 378	48 093	49 645	
MP		91 878	87 732	81 307	72 714	73 120	83 492	83 492	83 491,9	83 492	83 492	83 492	83 492	

SETÚBAL	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	€	889	930	993	1 262	862	648	1 376	1 381	1 386	1 387	1 430	1 430	1 402
Mts Rede Sec / Cliente	mts	9	9	11	17	7	3	15	16	15	15	17	17	16
Clientes / km rede	#	108,4	105,5	87,2	58,8	141,1	373,4	65,7	63,5	65,0	65,0	59,7	59,7	62,6
Clientes / Ramal	#	3,08	2,41	2,04	2,01	3,24	4,48	3,40	3,28	3,36	3,36	3,15	3,15	3,26
Custo unit RS (€/m)	€	30,0	39,6	32,6	41,7	41,0	50,8	47,0	47,0	47,2	47,2	47,4	47,4	47,3
Custo unit Ramal (€)	€	250	216	277	335	408	435	526	526	528	528	531	531	529
Custo unit infraestruturção (€)		596	583	634	542	463	455	447	444	446	446	435	435	442
Conversão	€	596	583	634	567	475	455	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€				359	251		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	123	128	137	186	127	97	194	193	191	189	193	193	

Avaliação		2024									
TOTEX (b)	m€					41	82	123	160	196	192
Proveito Recuperado (a)	m€					27	91	166	225	267	288
Margem tarifa	%										50%
$\Delta = (a) - (b)$	m€					-14	10	43	64	70	95
Acumulado	m€					-14	-4	39	104	174	269

