

Dianagás

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

07.3 Objetivos e benefícios associados ao investimento previsto69

07.4 Avaliação do investimento.....81

07.4.1 Evolução dos principais indicadores83

07.4.2. Avaliação global do impacto do plano87

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

08 ANEXOS93

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 Remoto
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 Dianagás, 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 licenciada, nas melhores condições de segurança e de qualidade de serviço e garantindo o cumprimento cabal das obrigações previstas na Licença, na legislação específica e nos regulamentos aplicáveis ao setor, bem como contribuindo para a competitividade do GN e a sustentabilidade do mercado de GN em Portugal.

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

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

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

Face ao anterior PDIRD-GN a Dianagás 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	1.396	83%	1.322	74%	-74	-5%
Outros Investimentos em Infraestruturas	160	9%	30	2%	-130	-81%
Investimento em Outras Atividades	133	8%	425	24%	292	220%
Total	1.689	100%	1.777	100%	88	5%

O investimento para o próximo quinquénio é superior ao anterior PDIRD-GN para o período 2017-2021 em apenas 88 mil€, que corresponde a um acréscimo médio anual de cerca de 18 mil€.

Os “Outros Investimentos em Infraestruturas” registam um decréscimo, que se deve à rubrica de “anelagens e reestruturação de rede” que foram realizados nos anos 2017 e 2018, não se prevendo necessidade de novo reforço para o período de 2019-2023.

O acréscimo do “Investimento em Outras Atividades” deve-se à necessidade de investimento em sistemas de informação, renovação de contadores, renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa e TPE’s.

02.1 Enquadramento legislativo do PDIRD-GN

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

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

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

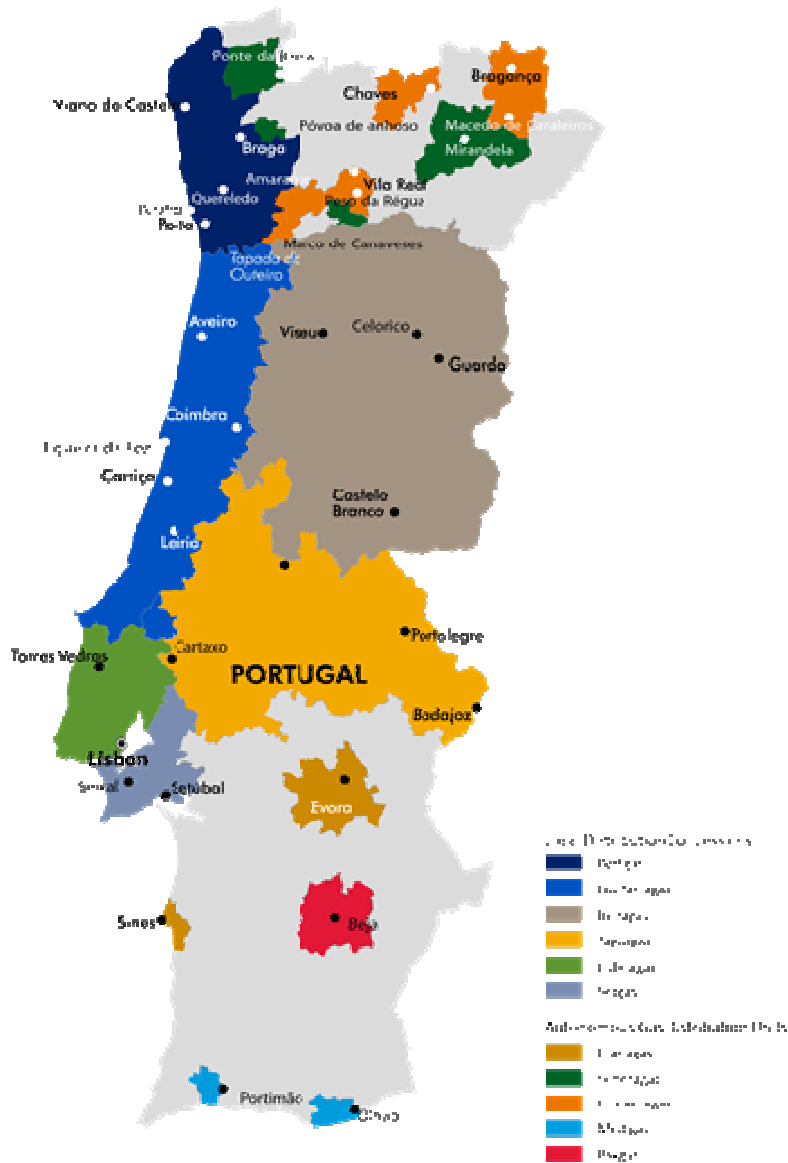
O plano de investimento e os seus objetivos têm em consideração as obrigações do ORD previstas na Licença, na legislação nacional e nos regulamentos do setor, especialmente no RRC e RARII.

- ◊ **Decreto-Lei nº 30/2006**, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo **Decreto-Lei nº 230/2012**, de 26 de outubro, estabelece as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) em Portugal, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento, transporte, **distribuição** e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural.
- ◊ **Decreto-Lei nº 140/2006**, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei nº **231/2012**, de 26 de outubro, estabelece os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de transporte, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e de **distribuição de gás natural**, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de comercialização de gás natural e de organização dos respetivos mercados. O Decreto-Lei estabelece também as regras relativas à gestão técnica global do sistema nacional de gás natural (SNGN), ao planeamento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL

(RNTIAT), ao **planeamento da rede nacional de distribuição de gás natural** (RNDGN), à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança.

02.2 Distribuição de GN em Portugal

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



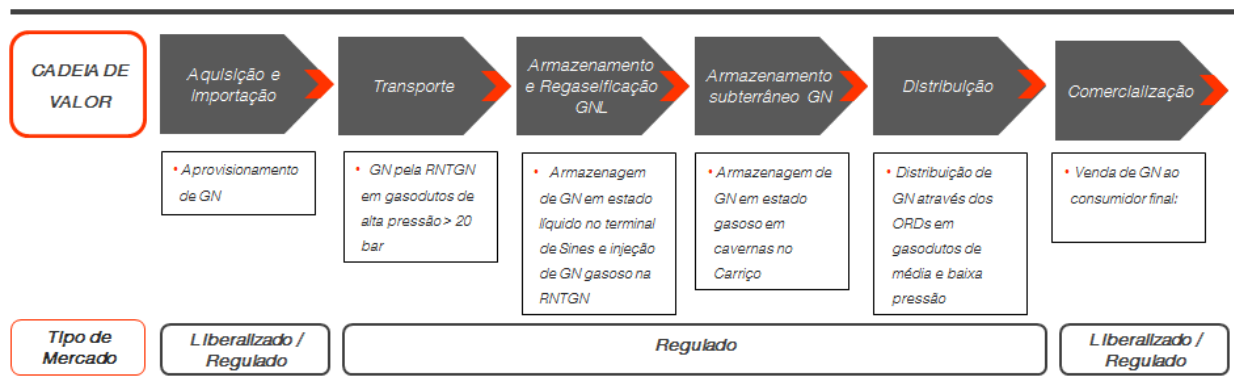
Estas empresas podem ser agrupadas em 3 grupos de acordo com as suas especificidades e o ano de início da atividade de distribuição.

- 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 Dianagás desenvolve a sua atividade em regime de licença para a distribuição de GN.

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

Integram-se no objeto da licença:

- ◊ O recebimento, a veiculação e a entrega de GN através da rede de distribuição;
- ◊ A **construção**, a **manutenção**, a operação e a exploração de todas as infraestruturas que integram a RNDGN, na área correspondente à licença, bem como, das instalações necessárias para a sua operação;
- ◊ A **promoção da construção, conversão** ou **adequação** e eventual comparticipação de instalações de utilização de GN, propriedade dos clientes finais, de modo a que seja possível o abastecimento das mesmas a GN;
- ◊ O **planeamento**, o **desenvolvimento**, a **expansão** e a gestão técnica da RNDGN, na área de licença.

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

A Licenciada deve, ainda, **manter**, durante o prazo de vigência do licenciamento, 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 Dianagás 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 Licença, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da área da concessão da Dianagás, num ritmo mais contido mas com um esforço sustentado ao longo do período, assegurando também a obrigação de ligação à RNDGN dos pedidos de acesso apresentados por requisitantes que desejem consumir GN, nos termos previstos na legislação aplicável. Esta obrigação está prevista no 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).

² Tomando em consideração a redução anual do RAB

³ Artigo 165º do RRC republicado em abril de 2018

- 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.

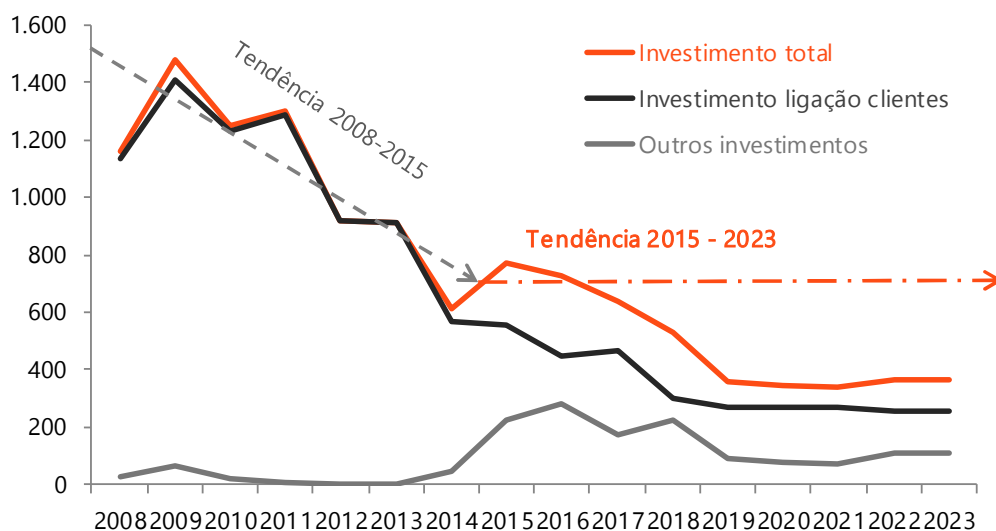
Neste contexto, o montante anual de investimento proposto não está totalmente condicionado pelo nível de maturidade da cobertura de mercado, mas antes ponderado e orientado por uma gestão responsável na distribuição do esforço de investimento por um horizonte temporal mais adequado ao sistema de oneração 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 Dianagás, em termos gerais, após uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período de 2008-2015, caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os **1,1 M€** para o período 2015-2023, substancialmente inferior ao valor registado em 2008 de **1,2 M€**, ou seja, menos 57% do esforço de investimento anual.

Gráfico 1

Investimento (mil €)



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

02.5 Acompanhamento do PDIRD-GN (2017-2021)

Quadro 2

Síntese do Investimento 2017 (m€)	Real	PDIRD-GN	Variação	
Investimento DN - Ligação de clientes	467	344	123	36%
Outros Investimentos em Infraestruturas	92	81	11	14%
Investimento em Outras Atividades	79	35	44	124%
Total	639	461	178	39%

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 39% de investimento face ao previsto devido aos bons resultados da atividade comercial, que permitiu ligar mais 30% de novos locais de consumo que o previsto no anterior PDIRD-GN.

Quadro 3

Realização Física	Real	PDIRD-GN	Variação	
PA ligados no ano	334	256	78	30%
PA totais	9.998	9.871	127	1%
Volume total (MWh)	82.284	82.456	-172	0%

De referir ainda que face à projeção de volumes que serviu para a avaliação dos impactes na tarifa e plano de investimento, em 2017 atingiu-se 82,3 GWh, alinhado com os valores do PDIRD-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 Dianagás abrange 2 concelhos:

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Évora	1.307	43	56.596	29.204
Sines	203	70	14.238	8.318

Fonte: censos 2011



2 Concelhos com Distribuição de GN

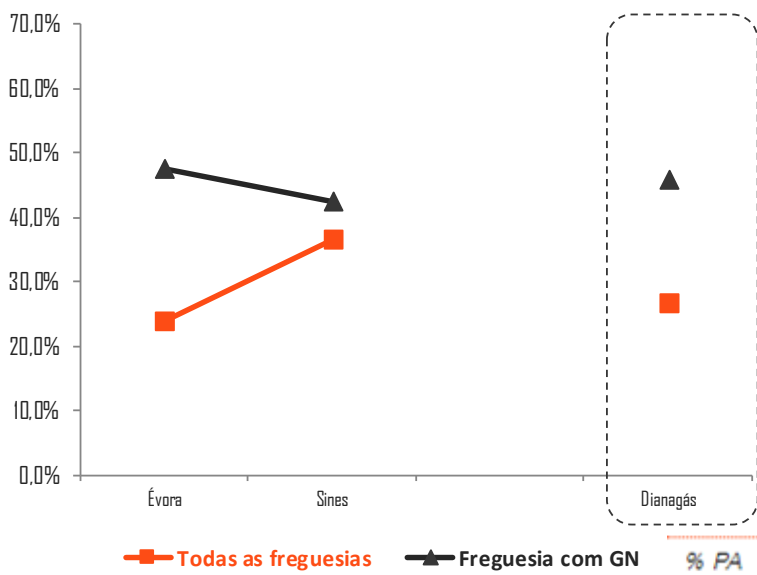
A afetação das GRMSs aos concelhos pressupõe a possibilidade real de passagem de gás dessa GRMS até clientes situados no concelho, ou seja,

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 2 concelhos da área de atuação da Dianagás e o peso de cada concelho em termos de PA ligados da empresa.

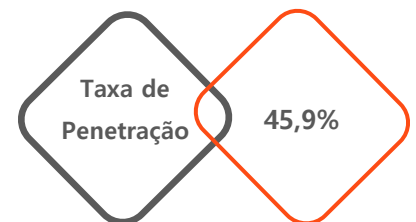
A taxa de cobertura foi apurada com base na informação dos pontos de abastecimento ligados e número de alojamentos familiares⁴ existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de GN.

Gráfico 2



Foram consideradas 2 situações:

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



⁴ Fonte: INE – Censos 2011

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

03.2 Dados históricos da Licença

Desenvolvimento das infraestruturas de distribuição

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

Quadro 4

(unid.)	RP	PRM	RS	Ramais	Pontos de Abastecimento Ativos	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG
	kms	#	kms	#	#	#
Évora	0	0	150	4.808	6.956	UAG de Évora
Sines	0	2	42	1.493	3.042	GRMS 12809 / 12619
Total	0	2	192	6.301	9.998	

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	566	552	447	467	303
Outros Investimentos em Infraestruturas	39	202	244	92	135
Investimento em Outras Atividades	9	20	38	79	91
Total	614	774	729	639	529

⁵ Os valores de 2018 são previsionais

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

Quadro 6

Investimento DN - Ligação de clientes (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Secundária	304	248	149	243	101
Ramais	57	104	118	78	75
Conversões e reconversões	183	186	161	113	93
Contadores / cadeias medida	22	15	19	33	35
Total	566	552	447	467	303
Novos clientes de GN (#)	398	373	399	340	217
Conversões e reconversões (#)	308	322	350	221	184
Rede Secundária (kms)	8	5	4	4	2
Ramais (#)	208	271	282	188	187

Quadro 7

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Rede Primária (outros: PRM, Servidões, ...)	39	0	25	0	0
UAG	0	144	108	46	36
RS - Anelagens e reestruturação	0	58	85	35	84
Rede Secundária - Outros	0	0	26	10	15
Total	39	202	244	92	135

Quadro 8

Investimento em Outras Atividades (m€)	2014	2015	2016	2017	2018
Renovação contadores / redutores	4	0	0	0	2
Sist. Informação	5	9	2	52	40
Edifícios e construções	0	0	3	4	7
Proj. Cadastro	0	0	8	0	3
Equipamento técnico	0	1	3	0	7
Outros	0	10	22	24	32
Total	9	20	38	79	91

 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	8.803	9.104	9.406	9.675	9.860
Terciário	220	240	258	283	297
Indústria	34	34	38	40	42
Total	9.057	9.378	9.702	9.998	10.199

Quadro 10

Pontos de Abastecimento por nível de pressão (#)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	9.023	9.344	9.664	9.958	10.157
BP>	32	33	36	38	40
MP	2	1	2	2	2
Total	9.057	9.378	9.702	9.998	10.199

 Quantidades de gás distribuídas|

Quadro 11

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	23	25	25	24	27
BP>	33	36	33	25	36
MP	10	19	26	33	33
Total	66	79	84	82	96

 Consumos médios por nível de pressão|

Quadro 12

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2014	2015	2016	2017	2018
BP<	2,62	2,67	2,65	2,48	2,70
BP>	984	1.097	958	664	911
MP	6.708	12.493	17.243	16.674	16.674
Total	7,45	8,56	8,82	8,35	9,49

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

04. Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica



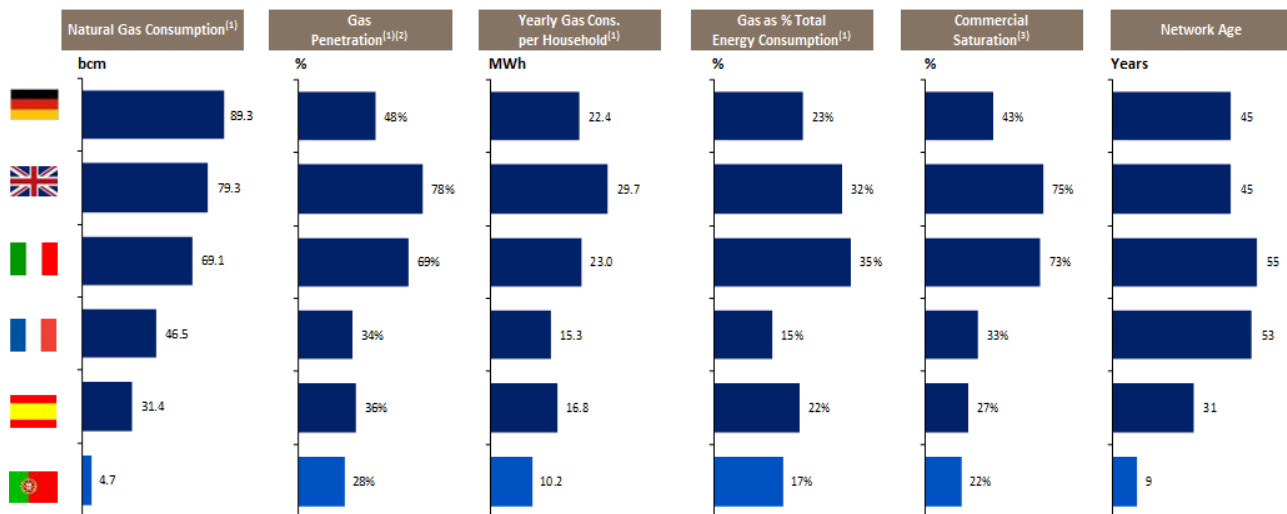
“O Gás Natural é uma solução energética de referência a nível europeu para os setores terciário e industrial devido aos seus benefícios.”

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

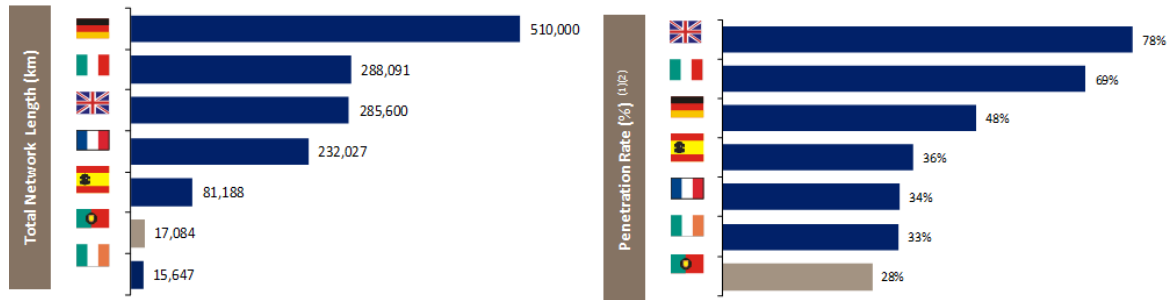
(1) Source: Eurogas Statistical report 2014.

(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

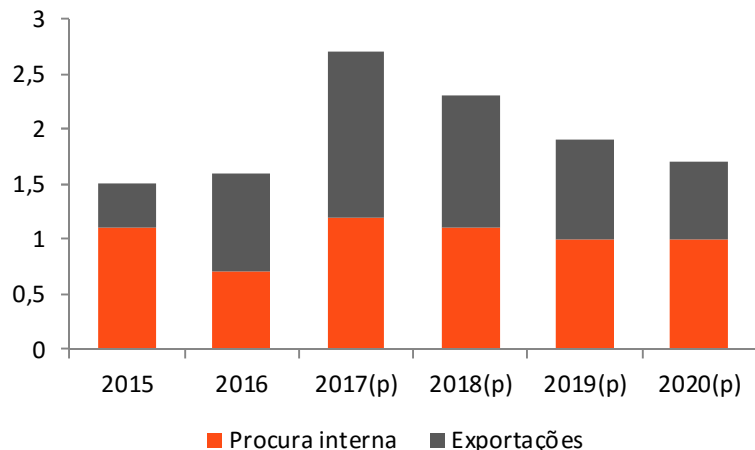
De acordo com as projeções para a Economia Portuguesa do INE e do Banco de Portugal é esperado um desaceleramento moderado da atividade económica.

◀ 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

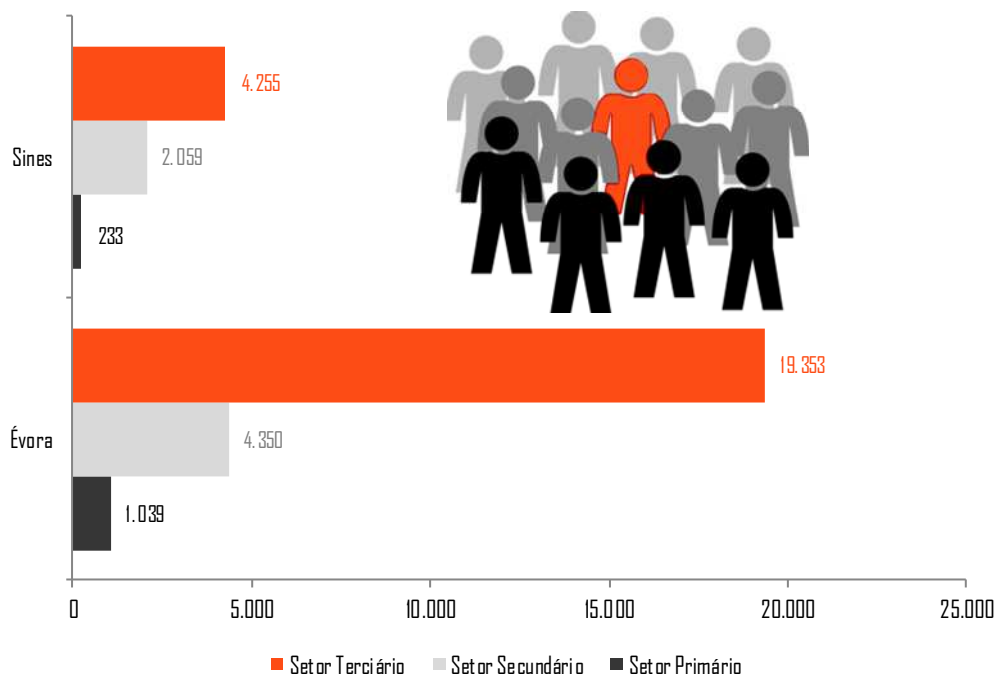
	Pesos 2016	BE dezembro de 2017					BE outubro 2017	BE junho 2017		
		2016	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)	2020 ^(p)	2017 ^(p)	2017 ^(p)	2018 ^(p)	2019 ^(p)
Produto Interno Bruto	100	1,50	2,60	2,30	1,90	1,70	2,50	2,50	2,00	1,80
Consumo Privado	66	2,10	2,20	2,10	1,80	1,70	1,90	2,30	1,70	1,70
Consumo Público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



Fonte - Pordata - censos 2011

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de licença da Dianagás. Como é possível observar, 75% da população presta atividade no setor terciário, 21% presta atividade no setor secundário e apenas 4% da população serve no setor primário da economia.

•Investimento|

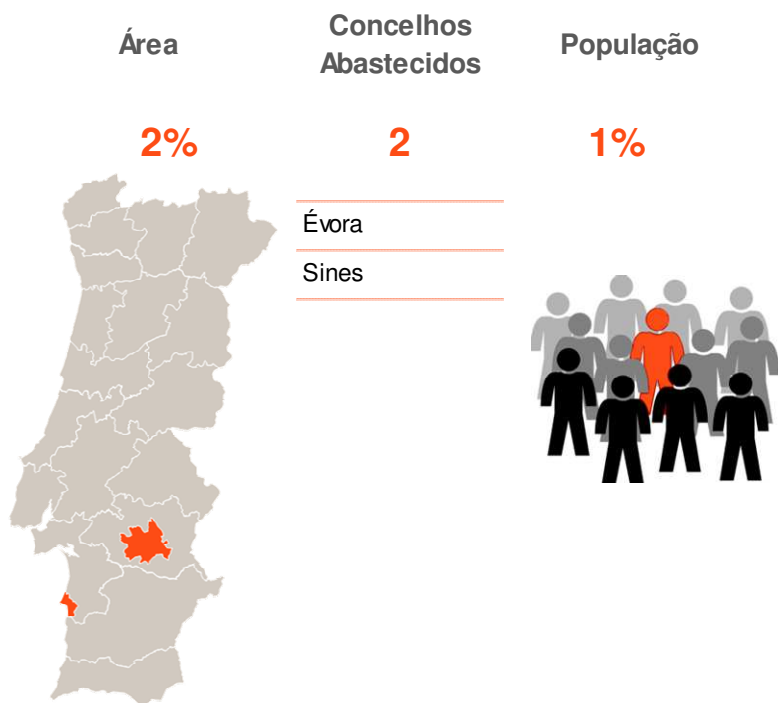
Na sequência da aceleração da FBCF para 8,3%, prevê-se que esta mantenha um ritmo de crescimento significativo, embora progressivamente mais moderado, ao longo do período de projeção (2018-2020). Espera-se que este crescimento reflita o comportamento da FBCF empresarial e FBCF em habitação.

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

04.3 Contexto regional da Licença

A área licenciada da Dianagás abrange 2 concelhos e numa área de 1.500 km², e possui uma população de cerca de 110 mil habitantes, que representa, respetivamente, 2% do território nacional e 1% da população total.

Peso da Região no país

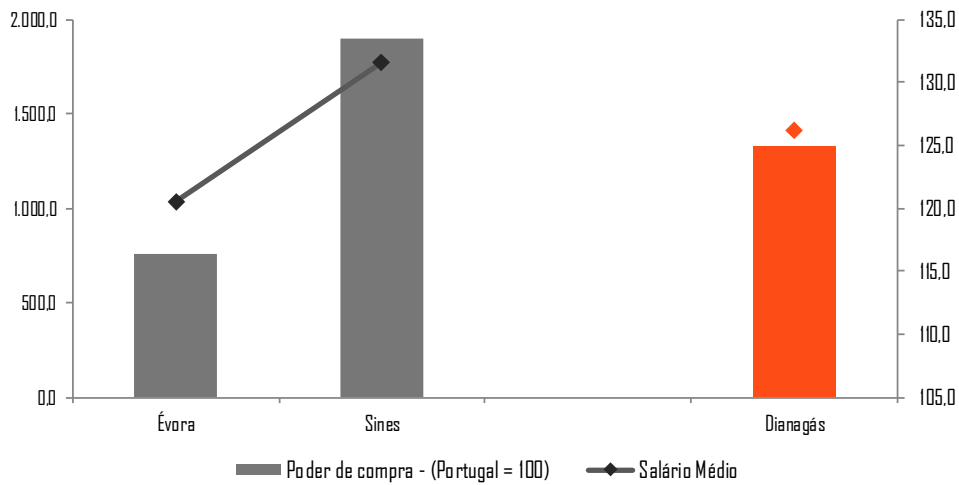


A Dianagás é a empresa licenciada para distribuição de gás natural em 2 concelhos da zona Sul de Portugal.

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

Gráfico 7

Poder de Compra e Salário Médio (€)

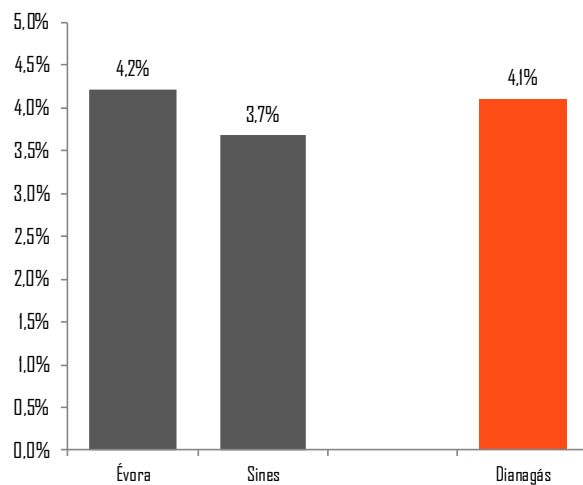


Fonte: Pordata

O gráfico 8 apresenta o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da Área de Licença da Dianagás. Este tipo de empresas representa uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Dianagás. A Área de Licença da Dianagás contribui com cerca de 0,5% da indústria transformadora nacional.

Gráfico 8

Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)



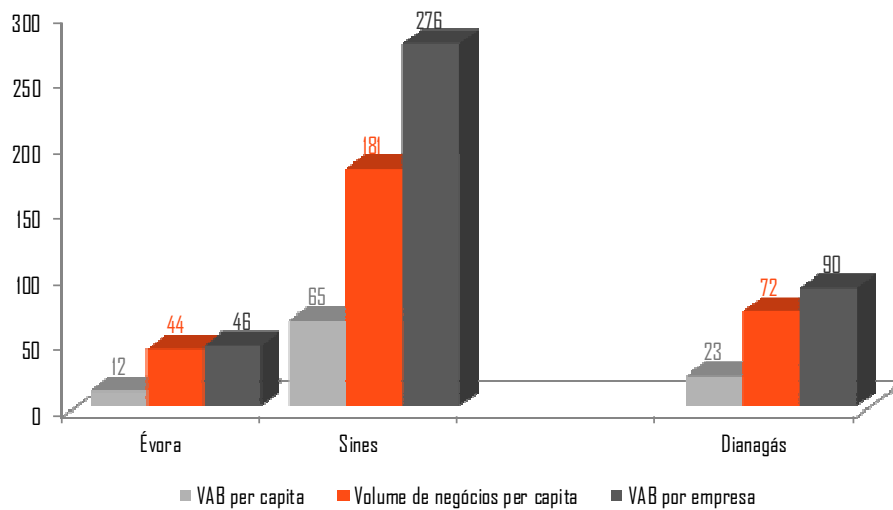
Fonte: Pordata

O gráfico 9 apresenta o Valor Acrescentado Bruto *per capita* empregada, o Valor Acrescentado Bruto por empresa e o Volume de Negócios *per capita* empregada nos Concelhos da Área de Licença da Dianagás.

O VAB produzido na Área de Licença da Dianagás representa cerca de 1% do VAB nacional.

Gráfico 9

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



Fonte: Pordata

Em síntese:

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

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

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

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

05. Enquadramento da gestão de projetos de investimento

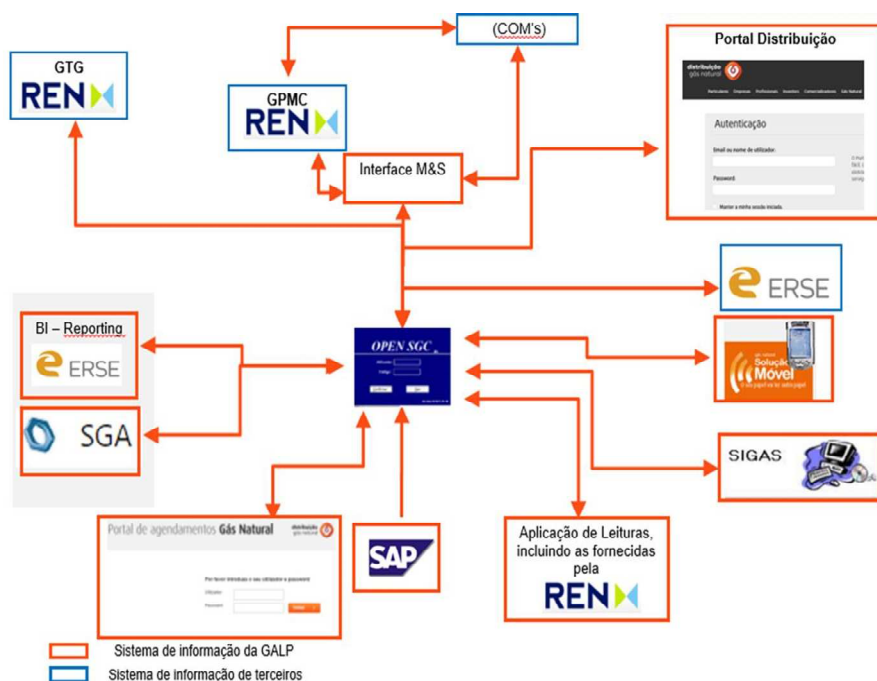


“A decisão de investimento baseia-se em um racional económico e num contexto de preocupação da sustentabilidade do sistema considerando as variáveis que condicionam o nível das tarifas (custos, investimento, pontos de consumo e volumes de GN).”

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

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

Esquema integrador de sistemas



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

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

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

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

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

05.1 Tipologia de projetos de investimento

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

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

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

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

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

◀ Investimento em infraestruturas existentes ou outras infraestruturas|

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

◀ Investimento em outras atividades|

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

05.2 Projetos de investimento em DN| Ligação de novos PA

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

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

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

Considerando por um lado os normativos em vigor, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, e por outro, a volatilidade da variável "volume de GN" que apesar de constituir um dos *drivers* críticos de referência do impacte do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas, os

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

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

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



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

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

Neste sentido o projeto de desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído positivamente para a sociedade e a economia nacional⁶.

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

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

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

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

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

- ✦ A tipologia da instalação do cliente (segmento novo ou existente).
 - ✦ A densidade habitacional e dispersão dos locais de consumo que influenciam a necessidade de construção de rede (metros de rede/cliente).
 - ✦ As características das habitações (moradias/bloco habitacional) que condicionam o nível de clientes por ramal.
 - ✦ O nível de saturação horizontal e vertical.
 - ✦ Os próprios custos unitários de infraestruturização e ligação de cliente e dos custos unitários de construção de rede e ramais, nomeadamente agravados pelas taxas municipais e outras exigências dos Municípios para a realização de obras.
 - ✦ A estrutura do segmento existente (conversão ou reconversão).
- ✦ O indicador “**metros de rede / cliente**”, além do seu impacte no “investimento DN / Cliente”, constitui só por si o indicador operacional de referência, correlacionador da infraestrutura de distribuição com o número

Gráfico 10

Investimento DN / novo cliente ligado (€)

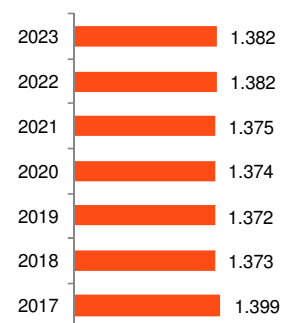
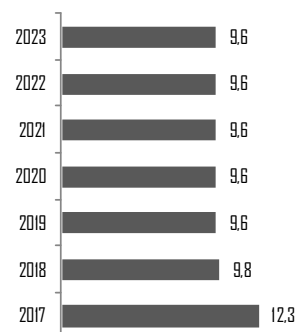


Gráfico 11

Rede / Cliente (mt)



⁶ Conforme mencionado no ponto 7.3

de clientes ligados. Para os segmentos de mais baixo consumo, nomeadamente o setor residencial, o consumo é estimado com base no perfil médio do respetivo concelho de localização da habitação.

◀ Mercado industrial e grandes consumidores

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

05.3 Projetos de investimento em infraestruturas existentes

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

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

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

05.4 Projetos de investimento em outras atividades

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

06. Previsão de consumos de gás natural



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

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

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

◉ Pelo acréscimo de PAs associados ao plano de investimento.

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

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

◀◉ Perfil de consumo unitário por nível de pressão]

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

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

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

O acréscimo de consumo induzido pelo investimento de desenvolvimento de negócio previsto no PDIRD-GN 2019-2023 resulta da entrada dos novos pontos de abastecimento, considerando os perfis unitários de consumo por nível de pressão de cada região (concelho), nos pressupostos enunciados de prudência assumido para avaliação do investimento⁷.

06.1 Evolução de consumidores

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

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

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

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

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

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

⁷ 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<	9.958	10.157	194	194	194	184	184	950
BP>	38	40	2	2	2	2	2	10
MP	2	2	0	0	0	0	0	0
Total	9.998	10.199	196	196	196	186	186	960

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

06.2 Pressupostos da procura de GN

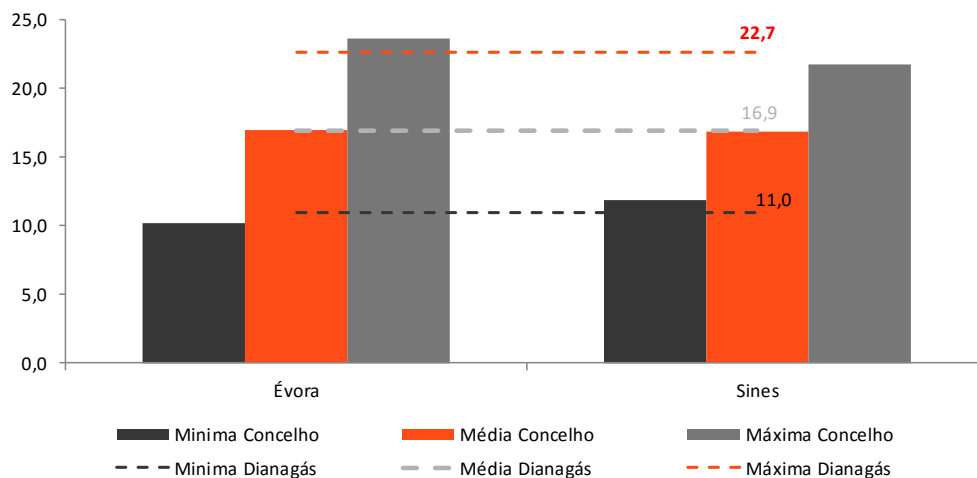
A evolução da procura de gás natural está condicionada por diversos fatores dos quais alguns de natureza exógena, inerentes às próprias características de mercado e às especificidades regionais.

Condicionamentos transversais

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

Gráfico 12

Nível de temperatura na área de concessão (°C)



Fonte: INE

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

Quadro 15

Saída de PA (#)	2019	2020	2021	2022	2023	Total
BP<	20	21	21	22	22	106
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
Total	20	21	21	22	22	106

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

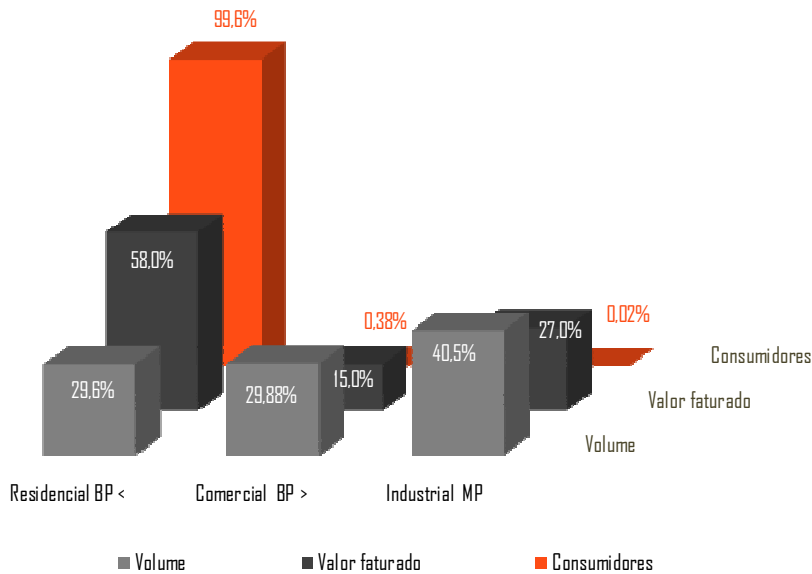
◉ Condicionismos regionais|

- ◉ **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 Dianagás.

Gráfico 13



Estrutura de consumidores GN




O gráfico acima ilustra o peso dos segmentos no volume distribuído. O segmento industrial cerca de 41% do volume total, apesar de representar somente 0,02% dos consumidores. De realçar que o segmento BP< contribui em cerca de 58%, 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.

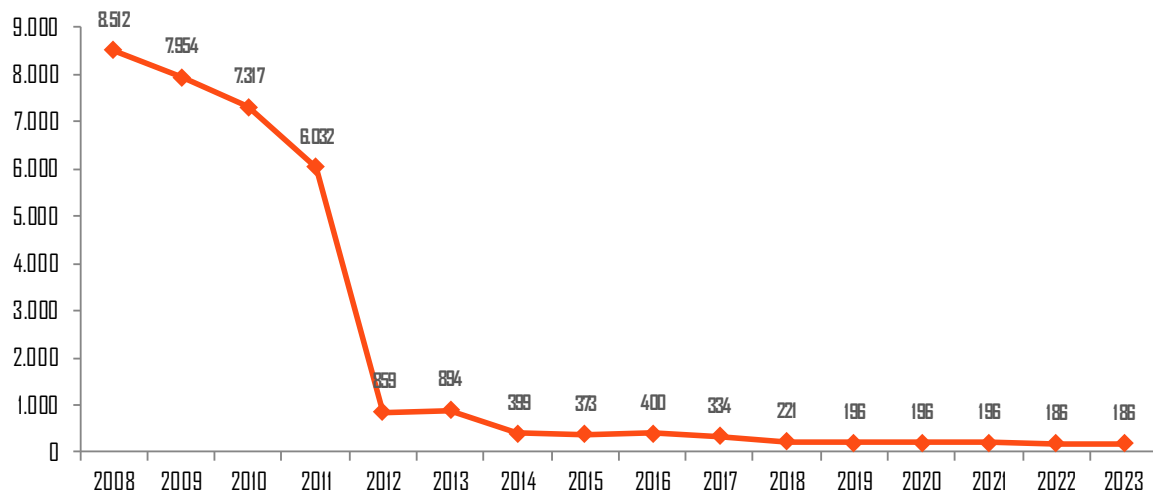
Quadro 16	Freguesia com GN - 2017	Freguesia com GN - 2023
 Évora	47,6%	52,9%
 Sines	42,4%	46,4%
DIANAGÁS	45,9%	50,7%

- 
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<	2,62	2,67	2,65	2,48	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
BP>	984	1.097	958	664	911	911	911	911	911	911
MP	6.708	12.493	17.243	16.674	16.674	16.674	16.674	16.674	16.674	16.674
Total	7,45	8,56	8,82	8,35	9,49	9,54	9,60	9,66	9,71	9,77

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.

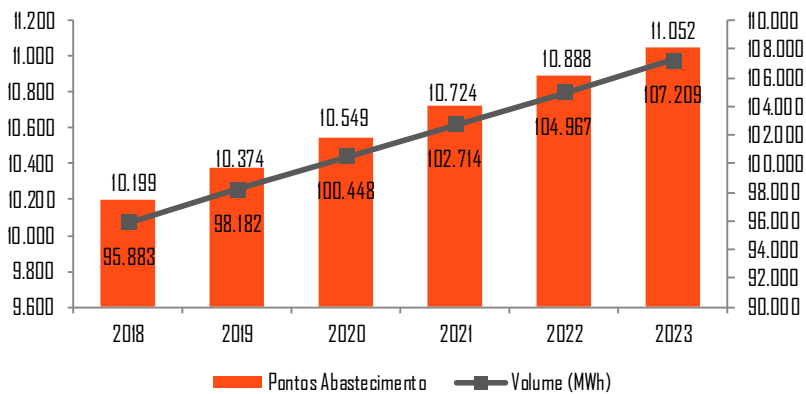
Apesar do esforço reforçado para captar volumes de potenciais clientes industriais, por prudência só foram considerados consumos nos segmentos do doméstico, do terciário e do pequeno industrial nos níveis de pressão BP< e BP>, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos 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<	23	25	25	24	27	28	28	28	29	29
BP>	33	36	33	25	36	37	39	41	43	45
MP	10	19	26	33	33	33	33	33	33	33
AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	66	79	84	82	96	98	100	103	105	107

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.”

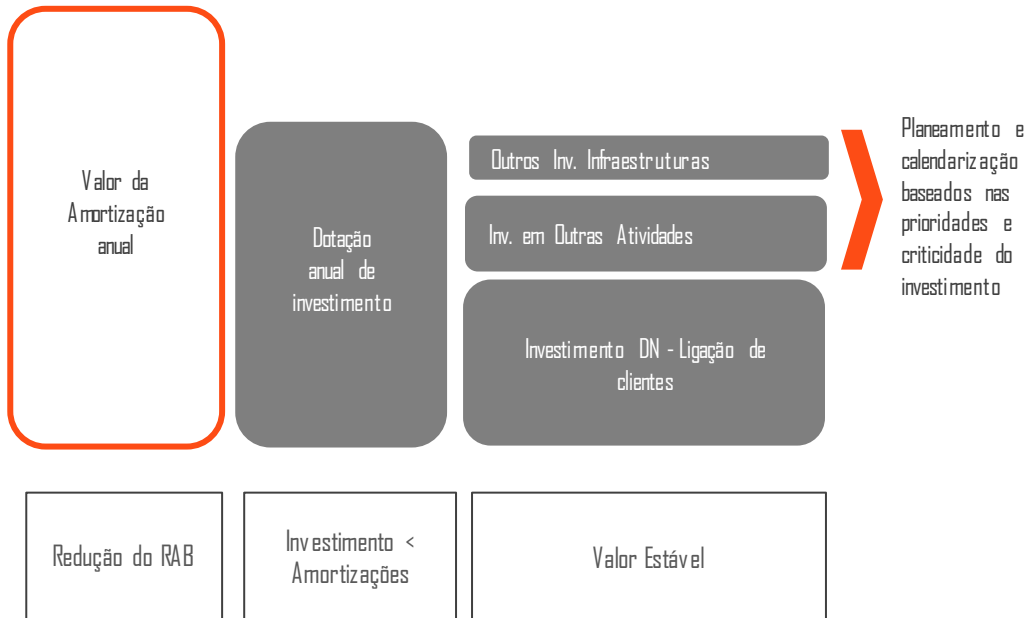
07.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

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

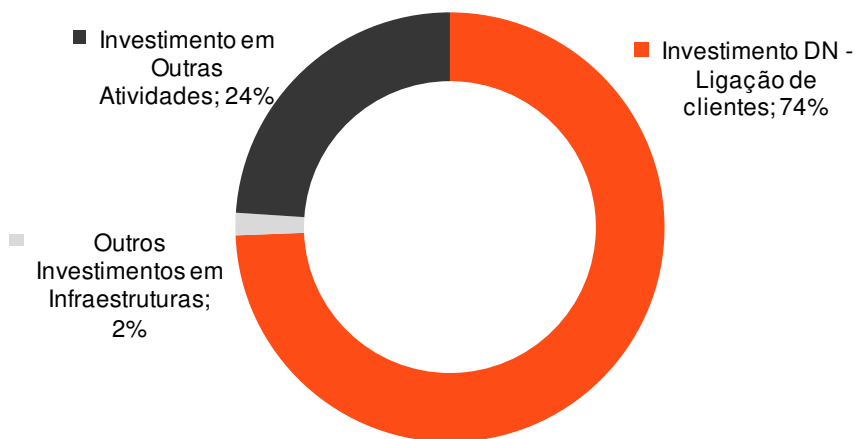
Investimento (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento DN - Ligação de clientes	269	269	269	257	257	1.322
Outros Investimentos em Infraestruturas	6	6	6	6	6	30
Investimento em Outras Atividades	83	71	65	103	103	425
Total Investimento	358	347	340	366	366	1.777
Investimento não remunerado	6	6	8	24	24	70
Total Investimento remunerado	351	340	332	342	342	1.707

O impacte do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 70 m€ fora do ativo remunerado que onera a tarifa.

O valor não incluído no RAB refere-se aos contadores que a ERSE não reconhece no ativo remunerado apesar de constituir um ativo fundamental do sistema de distribuição de GN⁸.

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

Gráfico 16



⁸ Conforme capítulo 07.2.3 do documento

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

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro 21 e materializam-se no acréscimo de 960 novos pontos de consumo com a construção de 9 quilómetros rede de distribuição e 794 ramais nos 2 concelhos da licença durante o quinquénio 2019-2023.

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

Quadro 20

Investimento DN - Ligação clientes (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede Secundária	91	91	91	87	87	447
Ramais	67	67	67	65	65	331
Infraestruturação / clientes	80	80	80	76	76	393
<i>Conversão</i>	70	70	70	69	69	349
<i>Reconversão</i>	10	10	10	7	7	44
Contadores / cadeias medida	31	31	31	29	29	150
Total	269	269	269	257	257	1.322

Quadro 21

Agregados operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Novos clientes de GN	#	196	196	196	186	186	960
Rede Secundária (kms)	km	2	2	2	2	2	9
Ramais (#)	#	162	162	162	154	154	794
Infraestruturação / clientes	#	159	159	159	149	149	775
<i>Conversão</i>	#	130	130	130	127	127	644
<i>Reconversão</i>	#	29	29	29	22	22	131

Quadro 22

Métricas operacionais	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Inv DN / Cliente	€ / PA	1.372	1.374	1.375	1.382	1.382	1.382
Rede / Cliente	mts / PA	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Clientes / km rede	PA / km	104	104	104	104	104	104
Clientes / Ramal	PA	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21

Quadro 23

Custos unitários	Unidade	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede	€ / metro	48,3	48,4	48,4	48,8	48,8	48,8
Ramal	€	415,2	415,8	416,5	419,3	419,3	419,3
Infraestruturação	€	504,7	504,7	504,7	511,8	511,8	511,8
<i>Conversão</i>	€	542,0	542,0	542,0	542,0	542,0	542,0
<i>Reconversão</i>	€	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5	337,5
Contadores	€	156,50	156,50	156,50	156,53	156,53	156,51

🔍 Análise de custos unitários

🔍 Rede e Ramais

Tem-se verificado um agravamento dos custos unitários das redes e dos ramais devido:

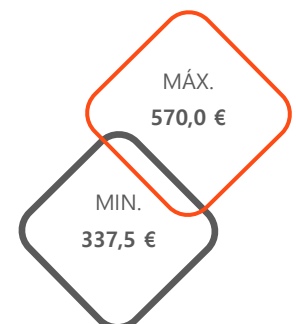
- 🔍 Às exigências de pagamento de taxas e licenças camarárias;
- 🔍 Ao surgimento de novas exigências de taxas ao nível do policiamento das obras o que vai onerar o custo de construção das redes e dos ramais;
- 🔍 Ao aumento do peso dos encargos fixos, tais como os serviços de inspeção, fiscalização e 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	37	50	41	59	47	48	48	48	49	49
Ramal	€	276	386	417	415	401	415	416	416	419	419

🔍 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.

Quadro 25

Outros Investimentos em Infraestruturas (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Rede Primária (outros: Servidões, ...)	0	0	0	0	0	0
RS - Anelagens e Reestruturação	0	0	0	0	0	0
RS - Outros	6	6	6	6	6	30
Total	6	6	6	6	6	30

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

07.2.3 Investimento em outras atividades

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

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

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

Quadro 26

Investimento em Outras Atividades (m€)	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Renovação contadores	2	2	6	41	41	91
Investimento remunerado	0	0	2	21	21	43
Investimento não remunerado	2	2	4	20	20	47
Sistemas Informação	4	4	4	4	4	18
Equipamento de Transporte	30	18	12	23	23	106
Proj. Cadastro	3	3	3	3	3	15
TPE's	14	14	14	15	15	72
Outros	31	31	27	18	18	124
Total	83	71	65	103	103	425

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

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

Verifica-se que **21%** do valor do investimento desta tipologia se deve ao projeto de renovação de contadores. Esta realidade justifica-se pelo envelhecimento do parque de contadores instalados dos quais parte já atingiram os 20 anos desde o início das concessões.

Esta realidade vem reforçar a preocupação dos ORDs do Grupo GGND na inclusão do investimento em contadores no RAB para efeito de apuramento dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de GN. De facto o contador é um ativo crítico do sistema de distribuição de GN que sela a relação entre o cliente, o comercializador e o ORD pelo que deveria ser considerado como ativo regulado e remunerado.

A interpretação restritiva que tem sido feita da legislação, em particular da Lei nº23/1996, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pela Lei nº12/2008, de 26 de fevereiro, cria uma situação de incoerência entre as obrigações de qualidade e fiabilidade da medição, cometidas 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

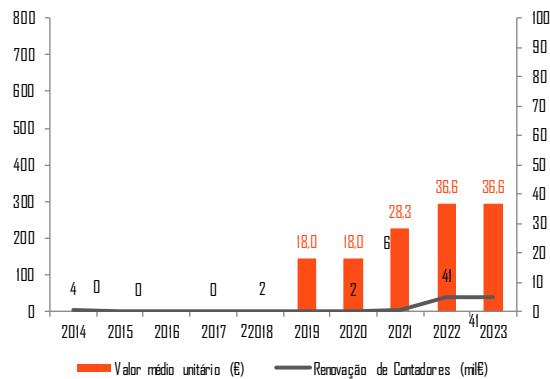
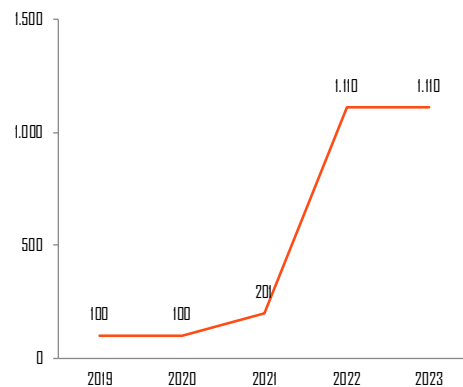


Gráfico 18

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.

07.3 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

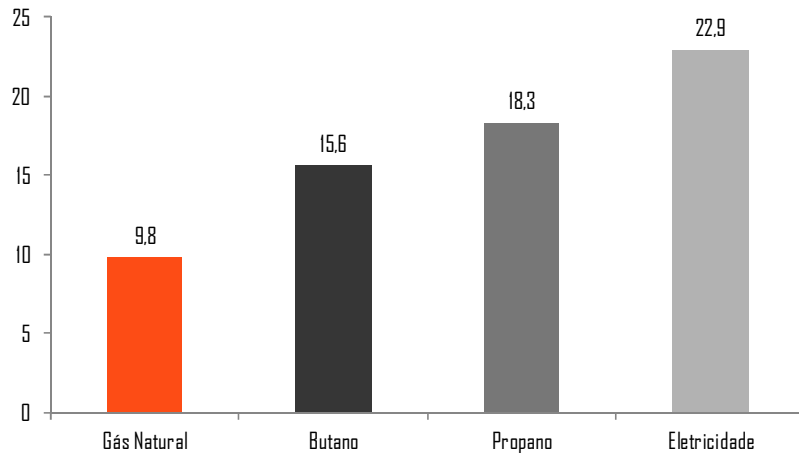
sistema leva à redução de consumo de GN com impacte negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de consumo.

◊ 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

- Com elevados padrões de **qualidade de serviço**, (decorrente da própria organização e cultura dos ORDs, nos níveis de qualidade exigidos pelo natureza de serviço público e pela regulação).

No anexo 08.3 estão ilustrados os valores dos indicadores da Qualidade de Serviço referente a 2017.

 Dimensão ambiental

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

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

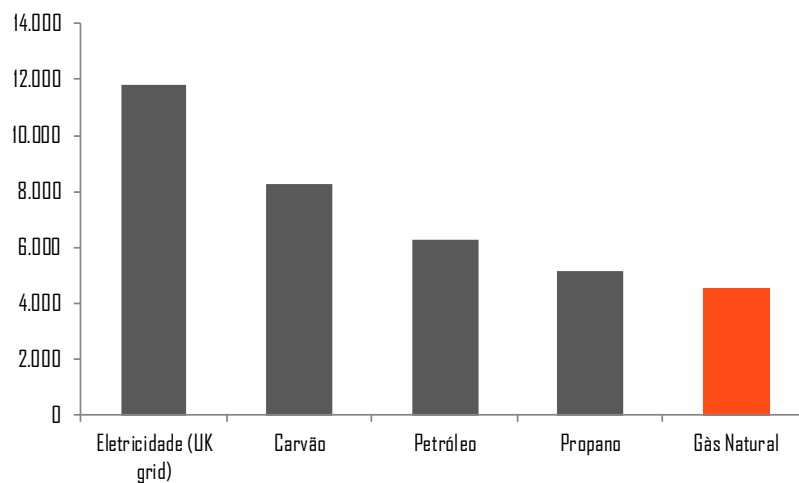
Fonte: Eurogás

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

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

Gráfico 20


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



Fontes: Eurogás

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

No anexo 08.4 e para o ano de 2017, são detalhados os impactos significativos e positivos, quanto à redução das emissões totais de CO₂, que resultam da substituição da utilização de combustíveis convencionais a favor da opção 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 energias⁹

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

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

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

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

⁹ O GN concorre em posição desfavorável face a outras fontes de energia

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

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

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

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

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

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

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

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

face ao quadro regulatório do GN, tanto para os clientes com consumo anual inferior a 10 mil m³ como para os clientes com consumo superior, nomeadamente o segmento industrial.

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

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

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

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

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

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

Neste contexto exige-se uma atuação responsável dos ORDs, orientada para a sustentabilidade do Sistema e para a Competitividade do Gás Natural, repondo algum equilíbrio nas condições de concorrência¹⁰ do setor no mercado global de energia, atualmente pouco favoráveis para o Gás Natural.

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

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

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

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

◀◉ Dimensão social e económica: mercado de trabalho

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

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

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

Considerando o nível regular da atividade de ligação de novos clientes, que se tem verificado e que se mantém no plano 2019-2023, é esperada a manutenção dos atuais **21 postos de trabalho permanentes** e diretamente ligados a esta atividade.



◀◉ Dimensão económica

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

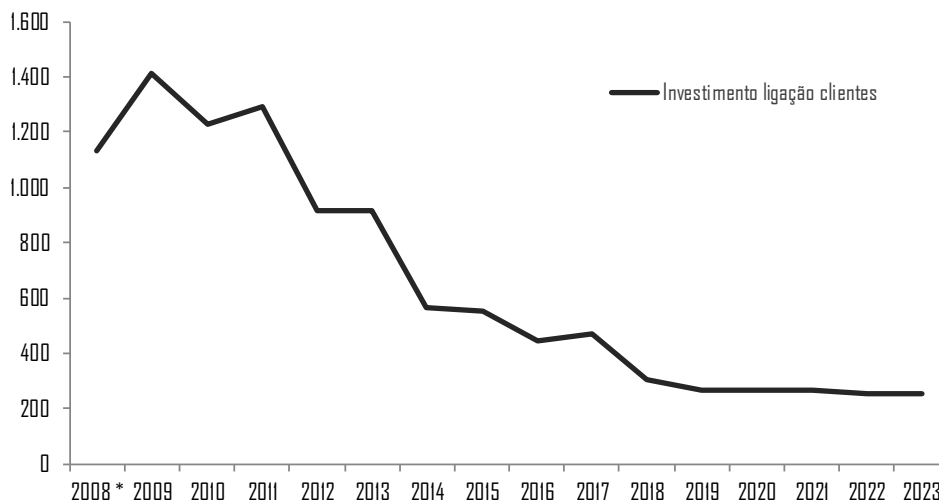
◉ **Manutenção de sinergias organizacionais** com impacte na contenção dos custos de operação da distribuição de GN.

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

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

Gráfico 21

Investimento ligação clientes (mil €)



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

É exetável 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 **170 m€**, para remunerar a capacidade instalada exigida.



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

No seio do grupo GGND a seleção do investimento em expansão de mercado obedece a critérios seletivos de racionalidade, privilegiando os investimentos em saturação de áreas já dotadas em infraestruturas de distribuição conforme referido no capítulo 5.

⌂ Em termos gerais importa ainda referir o benefício associado à evolução temporal do investimento da empresa que tem vindo a reduzir significativamente desde o início da regulação do setor do GN conforme já referido no capítulo 2¹¹

Esta evolução enquadra-se no princípio orientador da racionalidade económica dos investimentos como suporte da sustentabilidade tarifária do SNGN, permitindo uma expansão de mercado alicerçada na saturação dos locais já dotados de infraestruturização de distribuição de GN e na extensão gradual da cobertura geográfica para novos locais, o que promove uma otimização dos

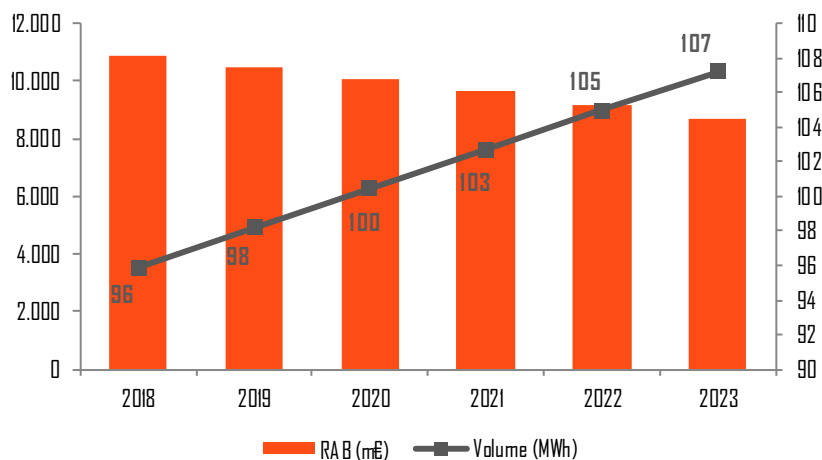
¹¹ Ponto 2.3. Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN

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: $CAPEX = RAB \times RoR + \text{Amortizações}$

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

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

$$TOTEX = CAPEX + OPEX$$



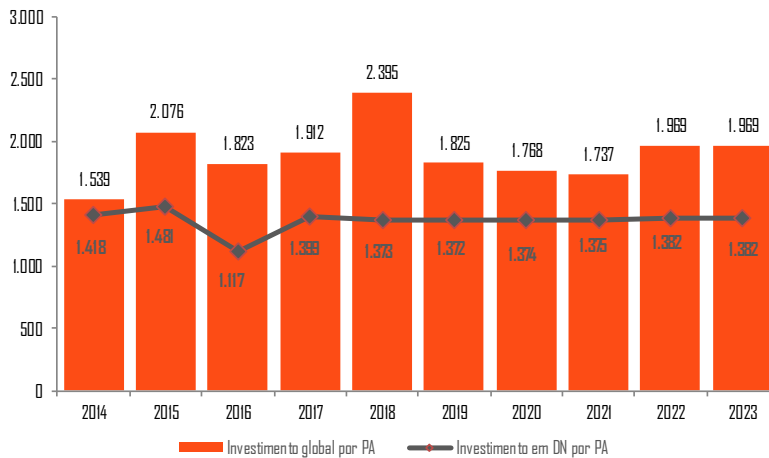
Tipologia do Investimento	Impacte na tarifa via	
	CAPEX	OPEX
Investimento DN - Ligação de clientes	SIM	SIM
Outros Investimentos em Infraestrutura	SIM	NÃO
Outros Investimentos	SIM	NÃO

07.4.1 Evolução dos principais indicadores

Investimento unitário por PA

Gráfico 23

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



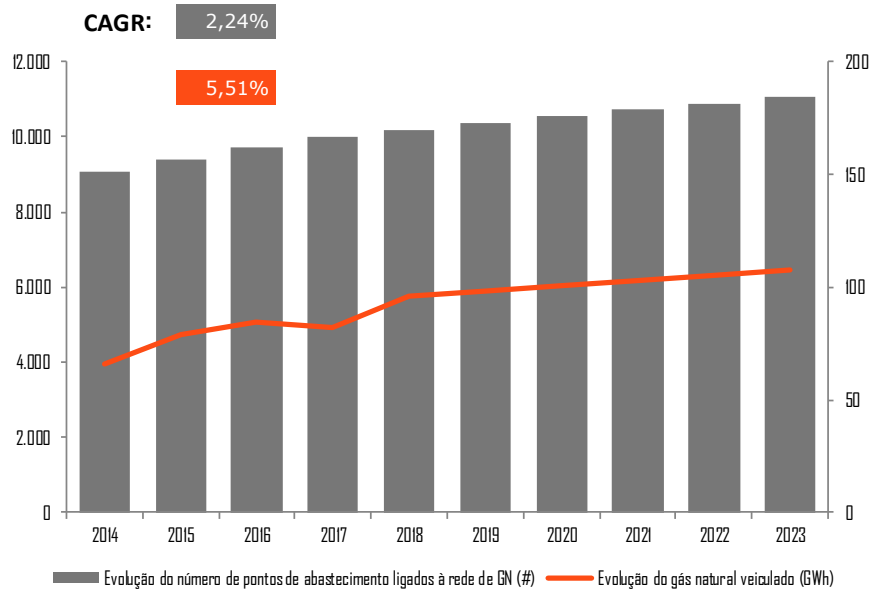
Apesar da redução do investimento em ligações de novos PA's, o custo unitário do investimento global mantém alguma estabilidade e com valores controlados. Este resultado decorre da cuidadosa calendarização anual dos investimentos e do equilíbrio na escolha dos projetos entre investimento de expansão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

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

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

Gráfico 24

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

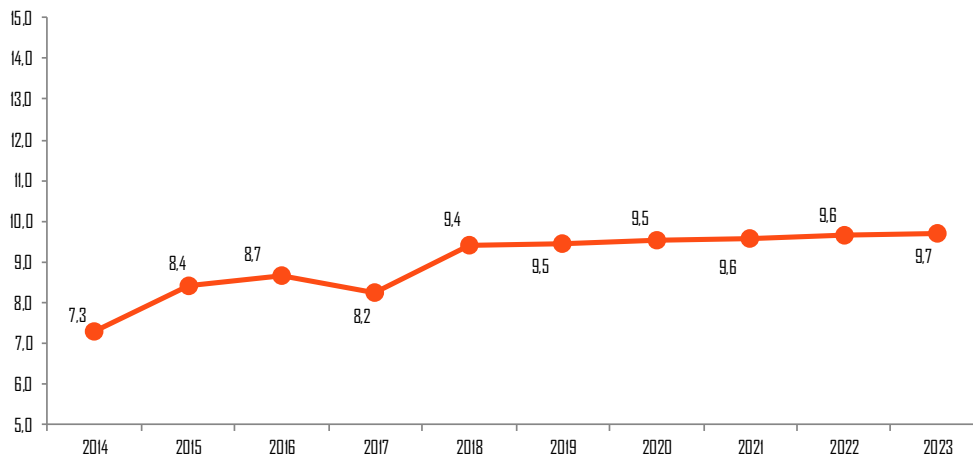


🔍 Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)

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

Gráfico 25

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

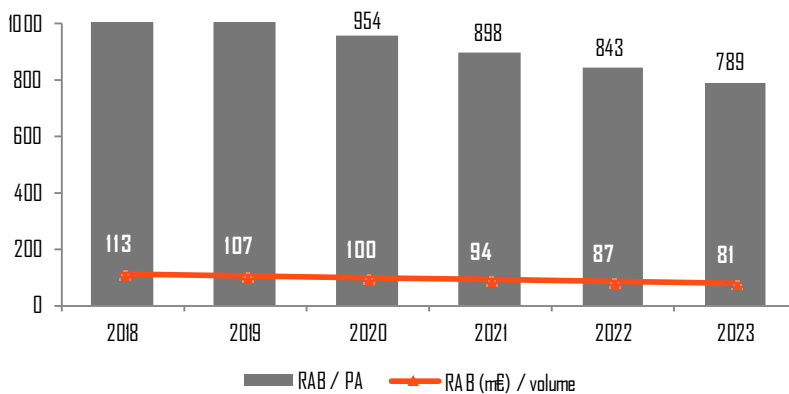


↻ Evolução RAB unitário por ponto de abastecimento e por energia|
O gráfico ilustra a evolução favorável do RAB para efeito do impacto na tarifa de distribuição. Paulatinamente o valor unitário do RAB vai-se reduzindo com impacte decrescente nos proveitos permitidos.

Gráfico 26

RAB / PA (euros)

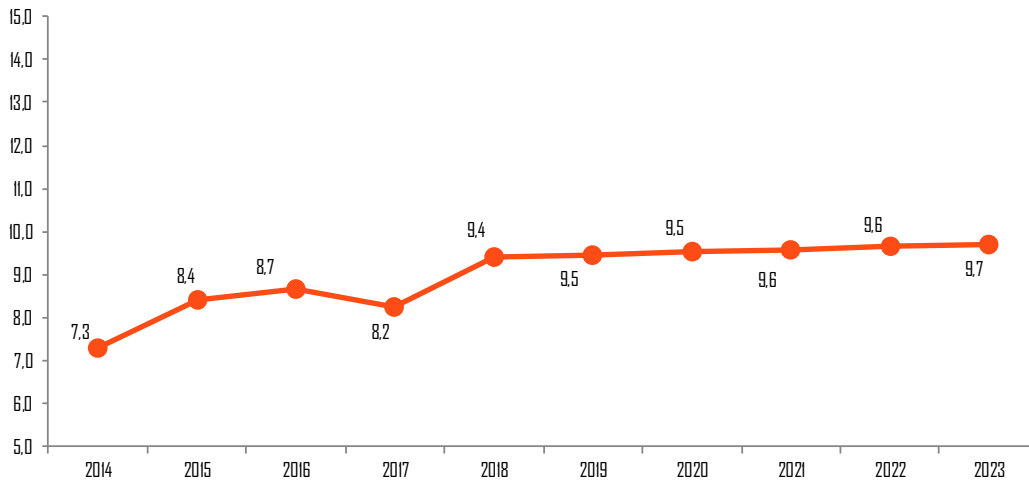
RAB / VOLUME (euros)



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

Gráfico 25

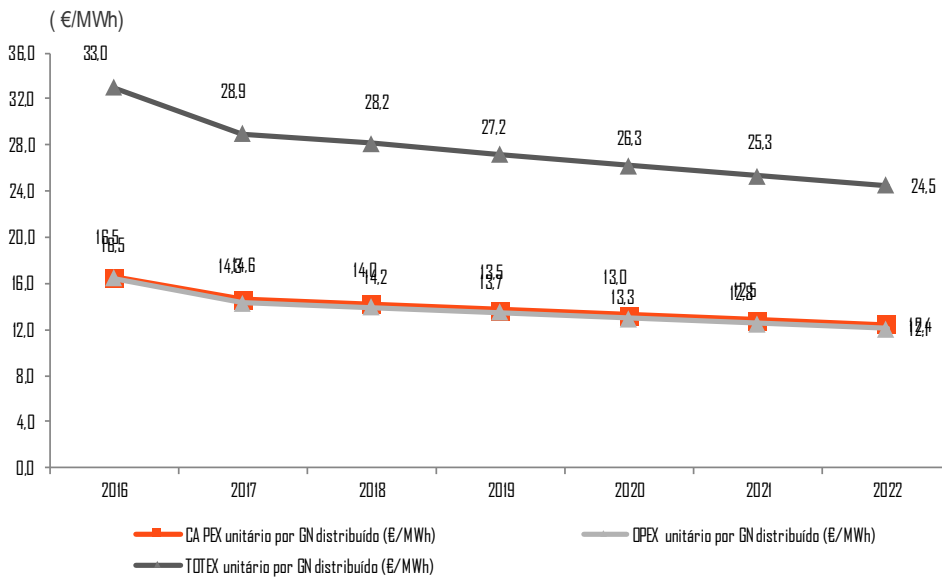
Gás natural distribuído por ponto de abastecimento (MWh/PA)



↳ 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 projecção do investimento total para 2019-2023
- ◊ A informação publicada pela ERSE para o ano gás 2017-2018¹²
- ◊ A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

Os pressupostos de suporte à avaliação constam do anexo 08.5.

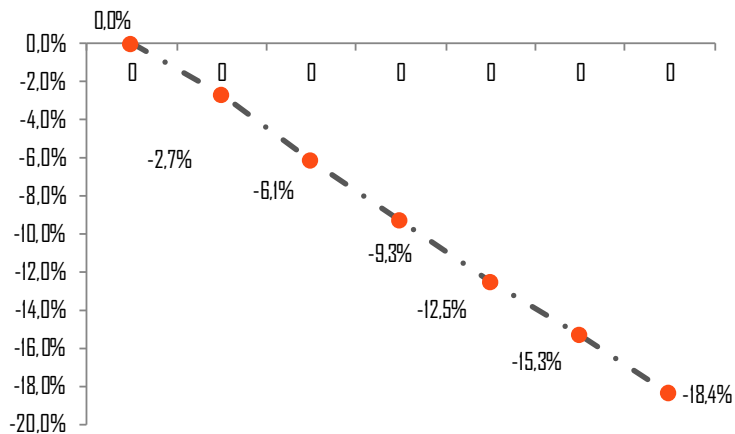
¹² ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2017-2018” - junho 2017

Quadro 27	2018
RAB (m€)	10.873
Taxa de remuneração do ativo	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	704
CAPEX (m€)	1.403
OPEX (m€)	1.373
TOTEX (m€)	2.775
Volume (MWh)	95.883
TOTEX / MWh	28,94

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

Gráfico 29

Δ% Diferencial acumulado de custo unitário



Em 2024¹³ o custo unitário é de **23,63 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 5,32€ (-18%) face ao valor de partida de **28,94 €/MWh** do ano de 2018.

¹³ Ano cruzeiro

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

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

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

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

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

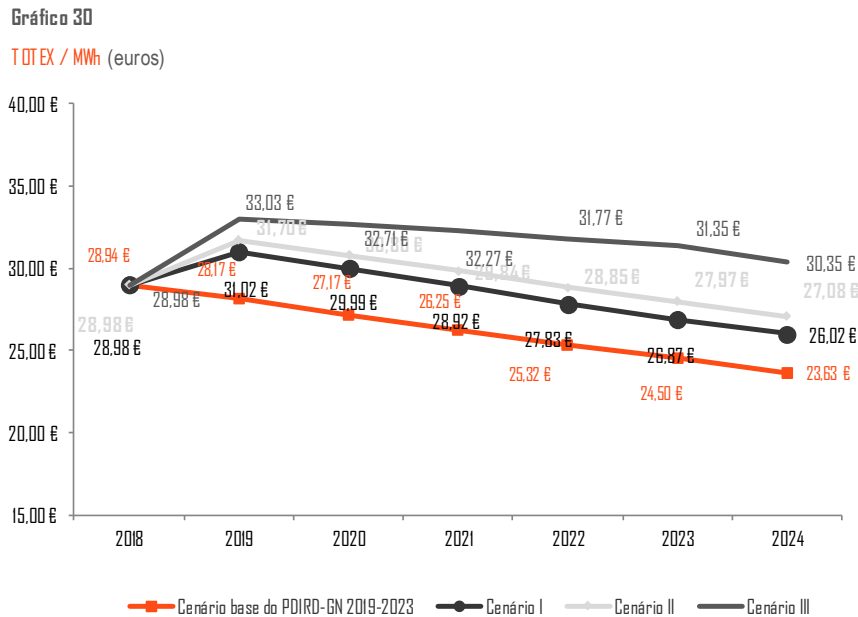
No cenário III pressupõe-se que o volume total do ano de 2017 se manterá constante nos anos seguintes

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

Quadro 28

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RAB (m€)	10.873	10.484	10.067	9.628	9.181	8.717	7.911
Taxa de remuneração do ativo	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%	6,43%
Amortizações do exercício (m€)	704	722	730	746	755	773	765
CAPEX (m€)	1.403	1.395	1.377	1.364	1.345	1.333	1.273
Cenário base do PDIRD 2019-2023							
OPEX (m€)	1.373	1.371	1.352	1.333	1.313	1.294	1.260
TOTEX (m€)	2.775	2.766	2.729	2.697	2.658	2.627	2.533
Volume (MWh)	95.883	98.182	100.448	102.714	104.967	107.209	107.209
TOTEX / MWh	28,94	28,17	27,17	26,25	25,32	24,50	23,63
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,77 €	-1,01 €	-0,91 €	-0,93 €	-0,82 €	-0,87 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-2,66%	-3,58%	-3,35%	-3,54%	-3,25%	-3,56%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,77 €	1,78 €	2,69 €	3,62 €	4,44 €	5,32 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-3%	-6%	-9%	-13%	-15%	-18%
CENÁRIO I							
CAPEX (m€)	1.403	1.395	1.377	1.364	1.345	1.333	1.273
OPEX (m€)	1.376	1.336	1.332	1.314	1.296	1.277	1.254
TOTEX (m€)	2.779	2.731	2.710	2.678	2.641	2.610	2.527
Volume (MWh)	95.883	88.059	90.340	92.619	94.885	97.136	97.136
TOTEX / MWh	28,98	31,02	29,99	28,92	27,83	26,87	26,02
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	2,04 €	-1,03 €	-1,08 €	-1,08 €	-0,96 €	-0,85 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	7,04%	-3,31%	-3,59%	-3,74%	-3,45%	-3,18%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	2,04 €	1,01 €	0,06 €	1,14 €	2,11 €	2,96 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	7%	3%	0%	-4%	-7%	-10%
Cenário II							
CAPEX (m€)	1.403	1.395	1.377	1.364	1.345	1.333	1.273
OPEX (m€)	1.376	1.332	1.327	1.307	1.288	1.269	1.246
TOTEX (m€)	2.779	2.727	2.704	2.671	2.633	2.602	2.519
Volume (MWh)	95.883	86.014	87.773	89.531	91.275	93.007	93.007
TOTEX / MWh	28,98	31,70	30,80	29,84	28,85	27,97	27,08
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	2,72 €	-0,90 €	-0,97 €	-0,99 €	-0,88 €	-0,89 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	9,39%	-2,83%	-3,13%	-3,31%	-3,04%	-3,18%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	2,72 €	1,82 €	0,86 €	0,13 €	1,01 €	1,90 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	9%	6%	3%	0%	-3%	-7%
Cenário III							
CAPEX (m€)	1.403	1.395	1.377	1.364	1.345	1.333	1.273
OPEX (m€)	1.376	1.323	1.314	1.291	1.269	1.246	1.224
TOTEX (m€)	2.779	2.718	2.691	2.656	2.614	2.579	2.497
Volume (MWh)	95.883	82.284	82.284	82.284	82.284	82.284	82.284
TOTEX / MWh	28,98	33,03	32,71	32,27	31,77	31,35	30,35
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	4,05 €	-0,33 €	-0,44 €	-0,50 €	-0,42 €	-1,00 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	13,99%	-0,98%	-1,33%	-1,56%	-1,33%	-3,19%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	4,05 €	3,73 €	3,29 €	2,79 €	2,37 €	1,37 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	14%	13%	11%	10%	8%	5%

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



07.4.3 Análise Individual por projeto de DN de cada concelho

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

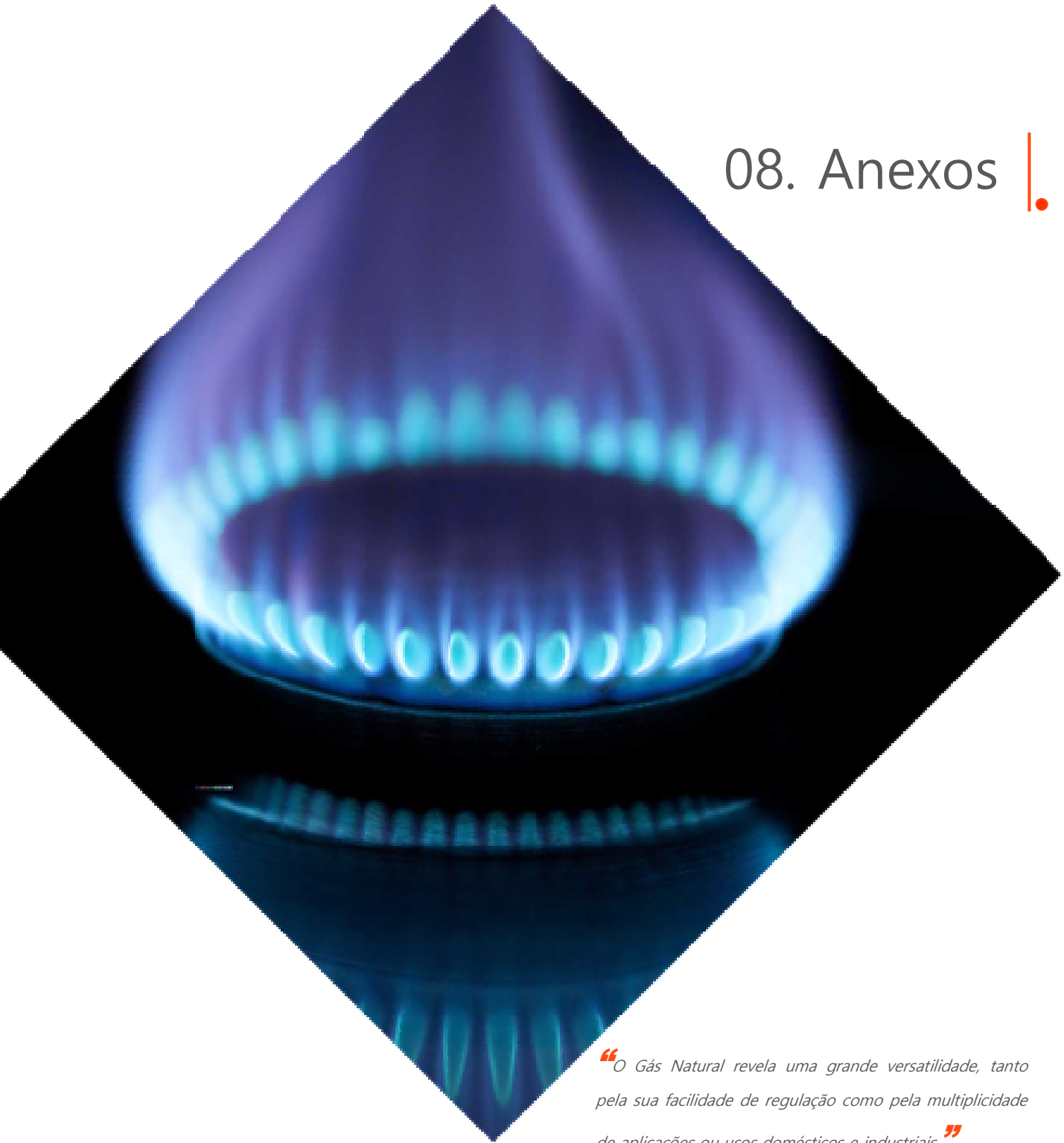
Quadro 29

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Évora	1.005	11	695	1.447
Projeto DN - Sines	316	1	265	1.194
Total Investimento DN	1.322	11,6	960	1.377
Outros investimentos	455	0,0	0	n.a.
Investimento global do PDIRD	1.777	11,6	960	1.851

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 licença.

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

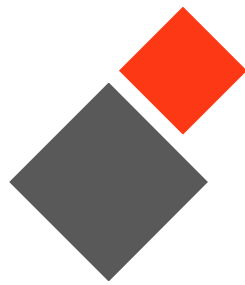
		2017			
		Real	PDIRD 2017-2021	Δ	
Investimento DN - Ligação de clientes	m€	467	344	123	36%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	92	81	11	14%
Investimento em Outras Atividades	m€	79	35	44	124%
Total	m€	639	461	178	39%
INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES					
Realização Financeira					
Rede Secundária	m€	243	130	114	87%
Ramais	m€	78	83	-5	-6%
Infraestruturação / clientes	m€	113	119	-6	-5%
Segmento Novo	m€	0		0	
Contadores / cadeias medida	m€	33	13	20	150%
Total	m€	467	344	123	36%
Realização Física Anual					
Clientes ligados	#	334	256	78	30%
Rede Secundária	kms	4	3	1	38%
Ramais	#	188	221	-33	-15%
Infraestruturação / clientes	#	221	223	-2	-1%
Métricas operacionais					
Inv DN / Cliente	€ / PA	1 399	1 345	55	4%
Rede / Cliente	metros / PA	12	12	1	6%
Clientes / km rede	PA / km	81	86	-5	-6%
Clientes / Ramal	PA	1,78	1,16	0,62	53%
Custos unitários					
Rede	€/metro	59,0	43,5	15,5	36%
Ramal	€	414,6	374,0	40,6	11%
Infraestruturação	€	512,0	532,6	-20,6	-4%
Agregados operacionais					
Pontos Abastecimento Acumulados	#	9 998	9 871	127	1%
BP <	#	9 958	9 833	125	1%
BP >	#	38	37	1	3%
MP	#	2	1	1	100%
Volume total	MWh	82 284	82 456	-172	0%
BP <	MWh	24 350	26 241	-1 890	-7%
BP >	MWh	24 585	37 910	-13 325	-35%
MP	MWh	33 348,0	18 305,1	15 042,9	82%

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 <]	24 350,2	26 240,5	-7,2%	-1 890,3	256,8	-2 126,3	-20,8
Comercial [BP >]	24 585,4	37 910,0	-35,1%	-13 324,6	1 053,1	-13 989,0	-388,6
Industrial [MP]	33 348,0	18 305,1	82,2%	15 042,9	18 305,1	-1 631,1	-1 631,1
TOTAL DNG	82 284	82 456	-0,209%	-172	19 615	-17 746	-2 041

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

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



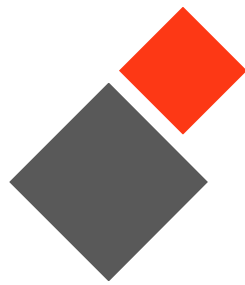
08.2 Anexo

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

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

Fontes: Banco de Portugal e INE

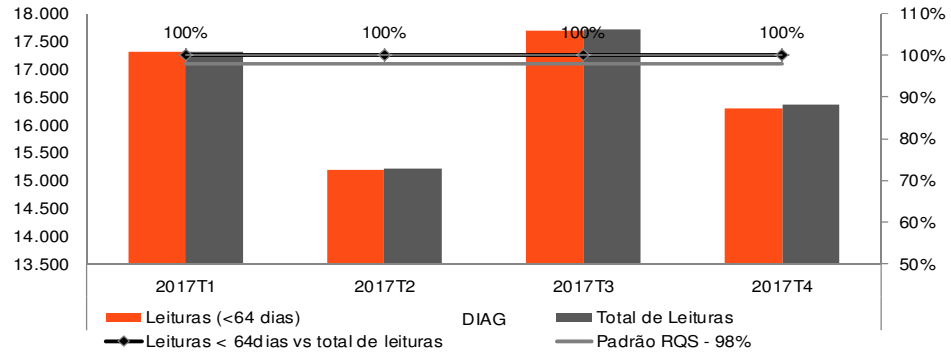
Notas: (p) - projetado; pp - pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias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



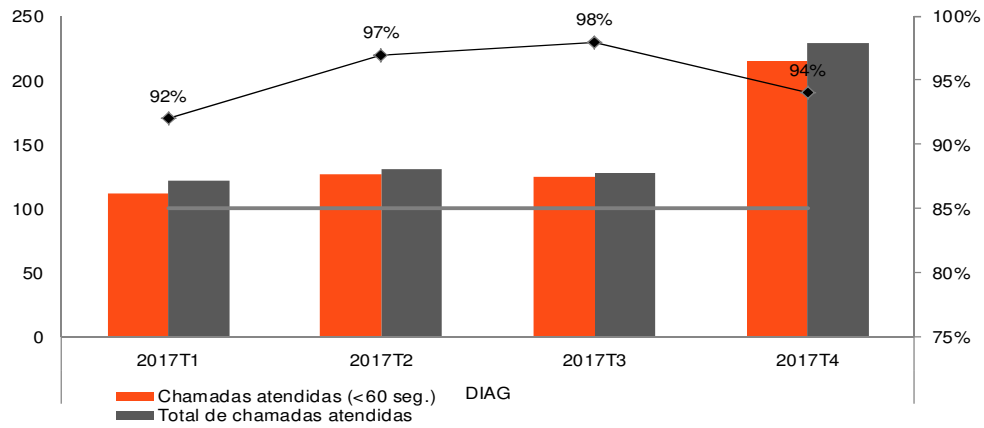
08.3 Anexo

INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

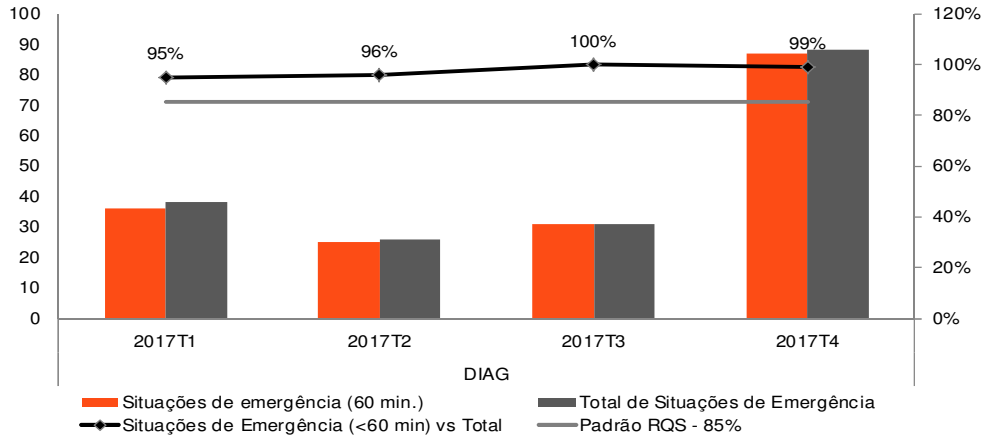
Leituras de Contadores (64 dias)



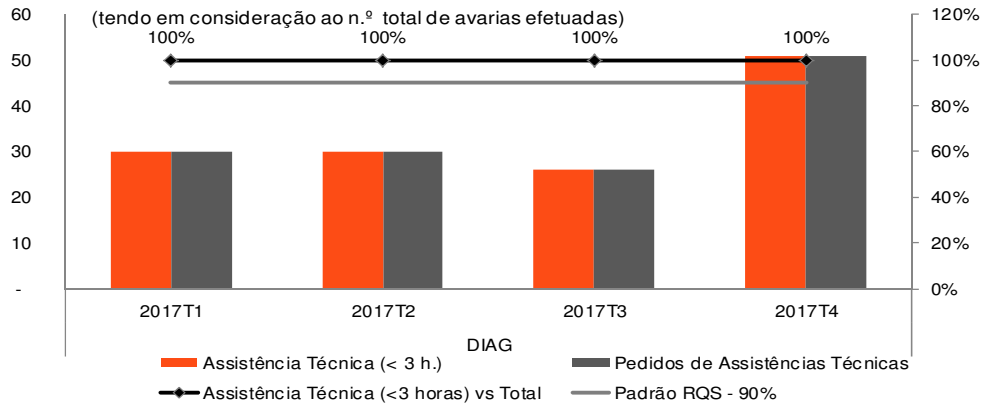
Atendimento telefónico de Emergências - Espera em segundos



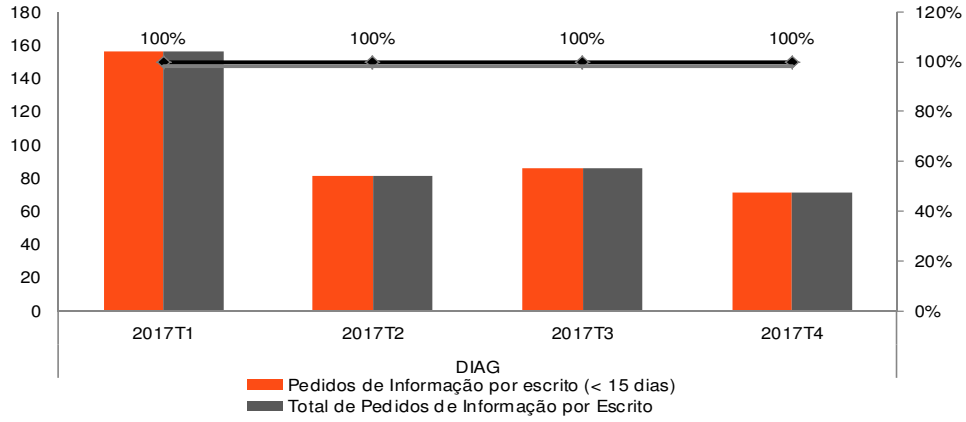
Resposta a situações de emergência (60 min.)



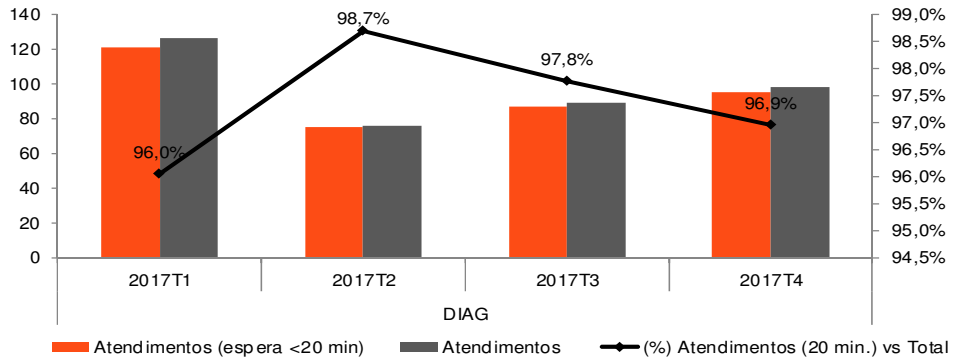
Assistência Técnica - Tempo de espera (3 horas)



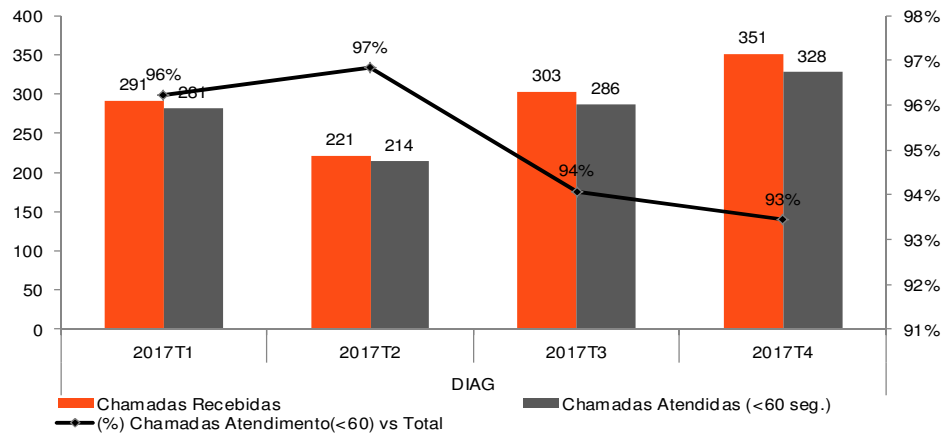
Pedidos de Informação por Escrito (15 dias)



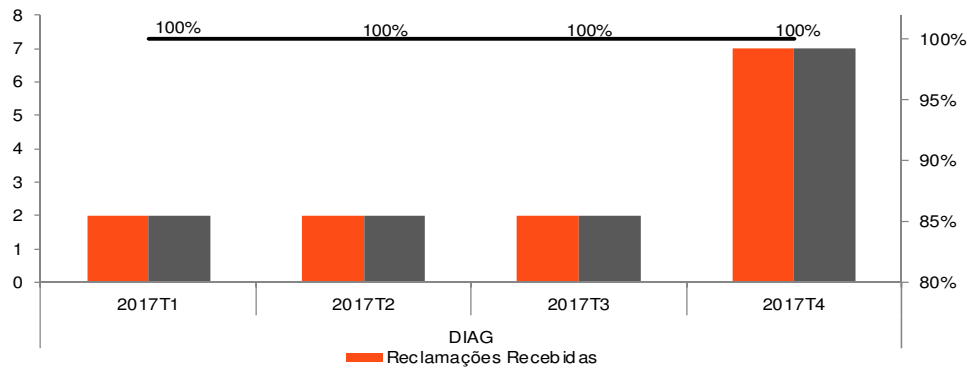
Atendimento Presencial

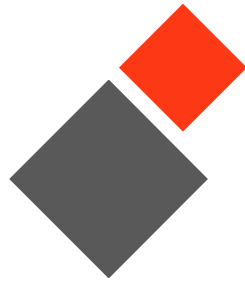


Atendimento telefônico âmbito Comercial



Reclamações





08.4 Anexo

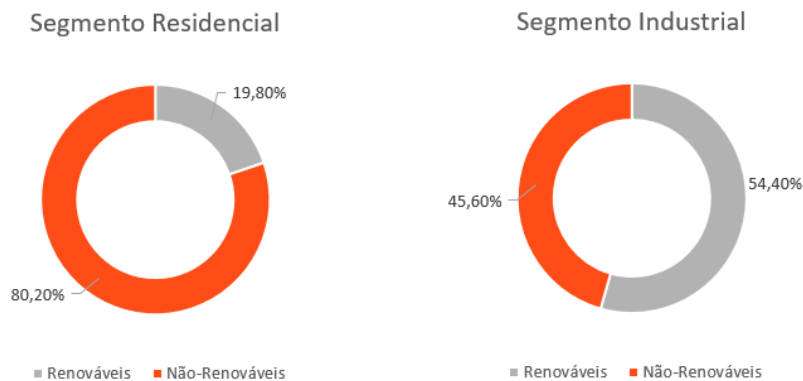
1. Fatores de Emissão

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

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

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

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



2. *Mix* Alternativo

Com base na realidade de consumos energéticos nacionais e nas fontes de energia disponíveis, foi considerado um *mix* aproximado de fontes de energia que os clientes residenciais e industriais usavam no passado quando o Gás Natural não estava disponível para consumo, calculando a pegada de CO₂ deixada pelos volumes consumidos em ambos os cenários (cenário com abastecimento a GN e sem GN). Desta forma, conseguimos estimar o importante papel do Gás Natural ao nível da redução de emissões de CO₂ em Portugal.

DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

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

3. Consumos e Emissões

3.1 Clientes abastecidos com Gás Natural

Em 2017 a Dianagás veiculou cerca de 82 GWh de Gás Natural, representando a emissão de 15.222 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)
ÉVORA	7	25	33	6.024
SINES	17	32	50	9.199
TOTAL	24	58	82	15.222

3.2 Clientes abastecidos num cenário sem Gás Natural

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

Emissões Evitadas (ton)			
Concelho	Emissões CO ₂ - GN (ton)	Emissões CO ₂ - Mix Sem GN (ton)	Emissões CO ₂ Totais Evitadas (ton)
ÉVORA	6.024	8.012	1.989
SINES	9.199	12.047	2.848
TOTAL	15.222	20.059	4.837

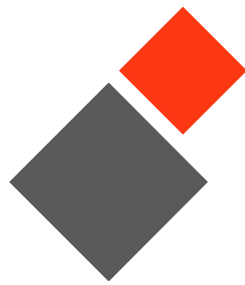
DIMENSÃO AMBIENTAL - CONSUMOS E EMISSÕES

Globalmente, as emissões de CO₂ são cerca de 32% mais elevadas para o *mix* alternativo sem GN comparativamente ao cenário em que o GN é plenamente utilizado – equivalendo a um diferencial significativo de 4 mil toneladas de CO₂ por ano.

A grande parte da redução de CO₂ emitido provém dos consumos industriais, quer pela elevada proporção de energia consumida neste segmento quer pela substituição do Fuelóleo (energia com elevado fator de emissão de CO₂).

Emissões Evitadas Por Segmento (ton)

Concelho	Doméstico	Industrial	Emissões CO₂ Totais Evitadas (ton)
ÉVORA	270	1.719	1.989
SINES	653	2.195	2.848
TOTAL	923	3.913	4.837



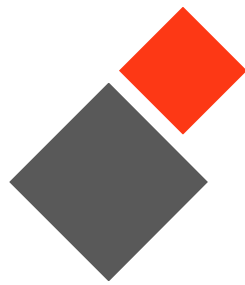
08.5 Anexo

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	0,062471
Termo variável - indutor volumes	0,002366
Eficiência - variável	4%
Eficiência - fixo	3%
Tarifas (€/Mkwh):	
BP<	34,82
BP>	13,38
MP	1,93



08.6 Anexo

DIANAGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		918	913	566	552	447	467	303	269	269	269	257	257	1 322
Rede	m€	230	244	304	248	149	243	101	91	91	91	87	87	447
Ramais	m€	110	97	57	104	118	78	75	67	67	67	65	65	331
Infraestruturação / clientes	m€	535	536	183	185	161	113	93	80	80	80	76	76	393
Conversão		510	499	161	176	160	113	81	70	70	70	69	69	349
Reconversão		25	36	22	9	1	0	11	10	10	10	7	7	44
Segmento Novo	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	42	36	22	15	19	33	35	31	31	31	29	29	150
Equipamento		20	18	14	4	9	8	5	5	5	5	4	4	22
Montagem		22	18	9	11	11	24	30	26	26	26	25	25	128
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								196	196	196	186	186	960
Doméstico									190	190	190	180	180	930
Terciário									4	4	4	4	4	20
Indústria									2	2	2	2	2	10
Volume ano	mil m³								100	299	498	696	893	2 484
Doméstico									22	66	110	153	194	544
Terciário									78	233	388	543	698	1 940
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	787	811	308	322	350	221	184	159	159	159	149	149	775
Conversão		727	726	257	294	347	221	150	130	130	130	127	127	644
Reconversão		60	85	51	28	3	0	34	29	29	29	22	22	131
Rede	km	7	8	8	5	4	4	2	2	2	2	2	2	9
Ramais	#	534	544	208	271	282	188	187	162	162	162	154	154	794
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	859	894	399	373	400	334	221	196	196	196	186	186	960
BP <		859	894	397	372	398	333	219	194	194	194	184	184	950
BP >		0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	10
MP		0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-113	-78	-45	-52	-76	-38	-20	-20	-21	-21	-22	-22	-106
BP <		-116	-84	-41	-51	-78	-39	-20	-20	-21	-21	-22	-22	-106
BP >		3	6	-4	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	7 887	8 703	9 057	9 378	9 702	9 998	10 199	10 374	10 549	10 724	10 888	11 052	11 052
BP <		7 857	8 667	9 023	9 344	9 664	9 958	10 157	10 330	10 503	10 676	10 838	11 000	11 000
BP >		29	35	32	33	36	38	40	42	44	46	48	50	50
MP		1	1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pontos Abastecimento Médios	#	7 887	8 295	8 880	9 218	9 540	9 850	10 098	10 286	10 461	10 636	10 806	10 970	
BP <		7 857	8 262	8 845	9 184	9 504	9 811	10 057	10 243	10 416	10 589	10 757	10 919	
BP >		29	32	34	33	35	37	39	41	43	45	47	49	
MP		1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Consumo Médio	MWh	6,5	6,8	7,5	8,6	8,8	8,4	9,5	9,5	9,6	9,7	9,7	9,8	
BP <	/Pa	2,9	2,8	2,6	2,7	2,65	2,48	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
BP >		760,7	849,9	983,7	1 097,1	958,5	664,5	910,8	910,8	910,8	910,8	910,8	910,8	
MP		5 983,2	5 776,4	6 707,6	12 493,2	17 242,9	16 674,0	16 674,0	16 674,0	16 674,0	16 674,0	16 674,0	16 674,0	
Volume adicional	MWh								1 161	3 484	5 806	8 117	10 418	
BP <									256	767	1 279	1 780	2 269	
BP >									905	2 716	4 527	6 338	8 149	

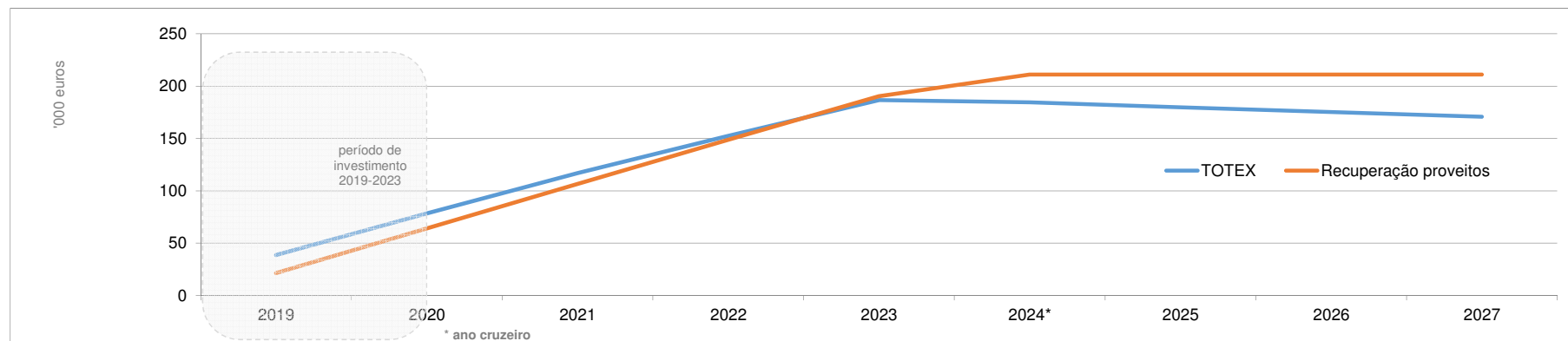
DIANAGÁS	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	50 873	56 396	66 177	78 939	84 119	82 284	95 883	98 182	100 448	102 714	104 967	107 209	
BP <		22 831	23 422	23 161	24 542	25 187	24 350	27 020	27 508	27 964	28 419	28 861	29 292	
BP >		22 059	27 197	32 954	35 657	33 068	24 585	35 515	37 325	39 136	40 947	42 758	44 569	
MP		5 983	5 776	10 061	18 740	25 864	33 348	33 348	33 348	33 348	33 348	33 348	33 348	

Metas de eficiência:

Inv DN / Cliente	€	1 069	1 022	1 418	1 481	1 117	1 399	1 373	1 372	1 374	1 375	1 382	1 382	1 377
Mts Rede Sec / Cliente	mts	8	9	21	13	9	12	10	10	10	10	10	10	10
Clientes / km rede	#	118,0	112,9	48,3	75,1	111,1	81,0	101,8	104,3	104,3	104,3	104,1	104,1	104,2
Clientes / Ramal	#	1,61	1,64	1,92	1,38	1,42	1,78	1,18	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
Custo unit RS (€/m)	€	31,6	30,8	36,8	49,9	41,5	59,0	46,6	48,3	48,4	48,4	48,8	48,8	49
Custo unit Ramal (€)	€	207	179	276	386	417	415	401	415	416	416	419	419	417
Custo unit infraestruturação (€)		680	661	593	576	459	512	504	505	505	505	512	512	507
Conversão	€	702	688	626	600	460	512	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	418	426	423	321	339	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	166	150	190	173	127	168	145	144	143	142	142	141	

Avaliação

												2024							
TOTEX (b)	m€													38	78	117	152	187	175
Proveito Recuperado (a)	m€													21	64	107	149	190	211
Margem tarifa	%																		21%
Δ = (a) - (b)	m€													-17	-14	-10	-4	4	36
Acumulado	m€													-17	-32	-42	-46	-42	-6



ÉVORA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		742	707	370	492	418	433	233	206	206	207	193	193	1 005
Rede	m€	200	237	153	235	150	242	76	68	68	68	64	64	333
Ramais	m€	99	78	52	91	107	69	59	53	53	53	50	50	258
Infraestruturação / clientes	m€	413	366	147	153	144	96	73	63	63	63	58	58	305
Conversão		407	348	131	145	143	96	65	57	57	57	53	53	276
Reconversão		6	18	16	9	1	0	8	6	6	6	5	5	29
Segmento Novo	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	29	26	18	11	17	27	26	23	23	23	21	21	110
Equipamento		12	13	10	2	8	6	4	3	3	3	3	3	17
Montagem		18	12	7	9	9	21	22	19	19	19	18	18	93
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								143	143	143	133	133	695
Doméstico									139	139	139	129	129	675
Terciário									2	2	2	2	2	10
Indústria									2	2	2	2	2	10
Volume ano	mil m³								91	273	454	635	815	2 268
Doméstico									13	40	66	92	117	329
Terciário									78	233	388	543	698	1 940
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	601	549	249	267	319	187	143	123	123	123	113	113	595
Conversão		587	507	209	240	316	187	120	105	105	105	97	97	509
Reconversão		14	42	40	27	3	0	23	18	18	18	16	16	86
Rede	km	7	8	4	5	4	4	2	1	1	1	1	1	7
Ramais	#	478	439	187	238	257	164	147	127	127	127	119	119	619
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	654	602	323	303	355	289	163	143	143	143	133	133	695
BP <		654	602	323	302	353	288	161	141	141	141	131	131	685
BP >		0	0	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	10
MP		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-82	-45	-32	-31	-48	-23	-14	-14	-15	-15	-15	-15	-74
BP <		-85	-48	-29	-30	-50	-23	-14	-14	-15	-15	-15	-15	-74
BP >		3	3	-3	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	5 263	5 820	6 111	6 383	6 690	6 956	7 105	7 233	7 362	7 490	7 608	7 725	7 725
BP <		5 237	5 791	6 085	6 357	6 660	6 925	7 072	7 198	7 325	7 451	7 567	7 682	7 682
BP >		25	28	25	26	29	30	32	34	36	38	40	42	42
MP		1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	5 263	5 542	5 966	6 247	6 537	6 823	6 744	7 169	7 298	7 426	7 549	7 666	
BP <		5 237	5 514	5 938	6 221	6 509	6 793	6 998	7 135	7 262	7 388	7 509	7 624	
BP >		25	27	27	26	28	30	31	33	35	37	39	41	
MP		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	7,9	8,5	8,4	8,2	5,0	4,8	8,2	8,0	8,2	8,3	8,5	8,6	
BP <	/Pa	3,0	3,0	2,8	2,8	1,22	1,05	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
BP >		791,5	945,6	1 133,9	1 297,4	692,9	457,0	905,4	905,4	905,4	905,4	905,4	905,4	
MP		5 983,2	5 776,4	3 539,5	869,3	11 581,6	11 960,6	11 960,6	11 960,6	11 960,6	11 960,6	11 960,6	11 960,6	
Volume adicional	MWh								1 061	3 182	5 303	7 413	9 512	
BP <									155	465	776	1 075	1 363	
BP >									905	2 716	4 527	6 338	8 149	

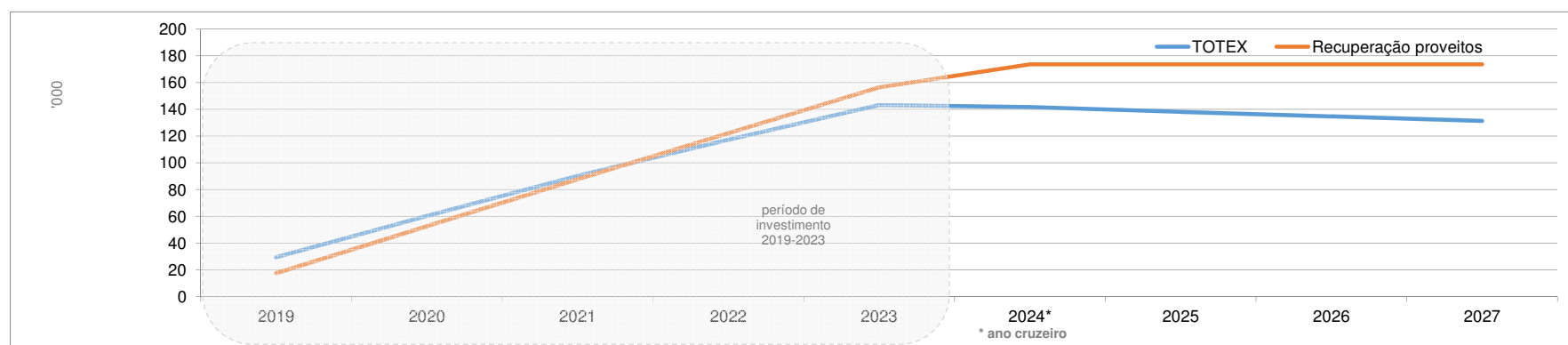
ÉVORA	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
MP									0	0	0	0	0	
Volume total	MWh	41 487	47 283	50 391	51 147	32 797	32 560	55 424	57 536	59 625	61 713	63 790	65 856	
BP <		15 717	16 450	16 804	17 628	7 952	7 117	15 397	15 697	15 975	16 253	16 519	16 774	
BP >		19 787	25 057	30 048	33 084	19 054	13 482	28 067	29 878	31 689	33 500	35 311	37 121	
MP		5 983	5 776	3 540	435	5 791	11 961	11 961	11 961	11 961	11 961	11 961	11 961	

Metas de eficiência:

Inv DN / Cliente	€	1 134	1 175	1 145	1 622	1 178	1 500	1 432	1 442	1 444	1 445	1 452	1 452	1 447
Mts Rede Sec / Cliente	mts	10	13	14	16	10	14	10	10	10	10	10	10	10
Cientes / km rede	#	99,3	79,7	72,3	62,5	98,6	70,6	99,9	101,6	101,6	101,6	101,1	101,1	101,4
Cientes / Ramal	#	1,37	1,37	1,73	1,27	1,38	1,76	1,11	1,13	1,13	1,13	1,12	1,12	1,12
Custo unit RS (€/m)	€	30,3	31,4	34,3	48,6	41,6	59,0	46,6	48,3	48,4	48,4	48,8	48,8	49
Custo unit Ramal (€)	€	208	178	277	384	417	418	401	415	416	416	419	419	417
Custo unit infraestruturação (€)		688	667	591	574	451	514	509	512	512	512	513	513	512
Conversão	€	694	686	626	603	452	514	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	432	439	411	322	339	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	144	138	136	198	235	314	174	180	177	174	172	169	

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						29	60	90	117	143	142
Proveito Recuperado (a)	m€						18	53	88	122	157	174
Margem tarifa	%											22%
$\Delta = (a) - (b)$	m€						-12	-8	-3	5	13	32
Acumulado	m€						-12	-20	-22	-17	-4	28



SINES	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
Investimento Desenvolvimento Negócio		176	206	196	61	29	34	70	63	63	63	64	64	316
Rede	m€	30	7	150	12	-1	2	25	23	23	23	23	23	114
Ramais	m€	11	19	6	13	10	9	16	15	15	15	15	15	73
Infraestruturação / clientes	m€	122	169	35	32	17	17	20	17	17	17	18	18	88
Conversão		103	152	30	32	17	17	16	14	14	14	16	16	73
Reconversão		19	18	5	0	0	0	4	4	4	4	2	2	15
Segmento Novo	m€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contadores / cadeias medida	m€	13	10	5	3	2	6	9	8	8	8	8	8	41
Equipamento		8	4	3	1	1	2	1	1	1	1	1	1	6
Montagem		4	6	2	2	1	4	8	7	7	7	7	7	35
Agregados físicos do DN:														
Clientes	#								53	53	53	53	53	265
Doméstico									51	51	51	51	51	255
Terciário									2	2	2	2	2	10
Indústria									0	0	0	0	0	0
Volume ano	mil m³								9	26	43	60	78	216
Doméstico									9	26	43	60	78	216
Terciário									0	0	0	0	0	0
Indústria									0	0	0	0	0	0
Instalações de GN infraestruturadas	#	186	262	59	55	31	34	41	36	36	36	36	36	180
Conversão		140	219	48	54	31	34	30	25	25	25	30	30	135
Reconversão		46	43	11	1	0	0	11	11	11	6	6	6	45
Rede	km	1	0	4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2
Ramais	#	56	105	21	33	25	24	40	35	35	35	35	35	175
Indicadores Operacionais:														
Pontos Abastecimento Ano	#	205	292	76	70	45	45	58	53	53	53	53	53	265
BP <		205	292	74	70	45	45	58	53	53	53	53	53	265
BP >		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rescisões	#	-31	-33	-13	-21	-28	-15	-6	-6	-6	-6	-7	-7	-32
BP <		-31	-36	-12	-21	-28	-16	-6	-6	-6	-6	-7	-7	-32
BP >		0	3	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
MP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pontos Abastecimento Acumulados	#	2 624	2 883	2 946	2 995	3 012	3 042	3 094	3 141	3 187	3 234	3 280	3 327	3 327
BP <		2 620	2 876	2 938	2 987	3 004	3 033	3 085	3 132	3 178	3 225	3 271	3 318	3 318
BP >		4	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8
MP		0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Pontos Abastecimento Médios	#	2 624	2 754	2 915	2 971	3 004	3 027	3 068	3 117	3 164	3 210	3 257	3 303	
BP <		2 620	2 748	2 907	2 963	2 996	3 019	3 059	3 108	3 155	3 201	3 248	3 294	
BP >		4	6	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	
MP		0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Consumo Médio	MWh	3,6	3,3	5,4	9,4	17,1	16,4	13,2	13,0	12,9	12,8	12,6	12,5	
BP <	/Pa	2,7	2,5	2,2	2,3	5,75	5,71	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
BP >		568,0	389,1	415,2	367,6	2 001,9	1 480,4	930,9	930,9	930,9	930,9	930,9	930,9	
MP		0,0	0,0	13 043,8	18 305,1	20 073,6	21 387,4	21 387,4	21 387,4	21 387,4	21 387,4	21 387,4	21 387,4	
Volume adicional	MWh								101	302	504	705	906	
BP <									101	302	504	705	906	
BP >									0	0	0	0	0	

SINES	Unid	Real							PDIRD 2019-2023					
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023
MP								0	0	0	0	0		
Volume total	MWh	9 386	9 112	15 785	27 792	51 322	49 724	40 458	40 646	40 823	41 000	41 177	41 353	
BP <		7 114	6 972	6 357	6 914	17 235	17 233	11 624	11 811	11 988	12 165	12 342	12 518	
BP >		2 272	2 140	2 906	2 573	14 014	11 103	7 447	7 447	7 447	7 447	7 447	7 447	
MP		0	0	6 522	18 305	20 074	21 387	21 387	21 387	21 387	21 387	21 387	21 387	

Metas de eficiência:

Inv DN / Cliente	€	859	706	2 579	870	637	753	1 208	1 183	1 185	1 186	1 207	1 207	1 194
Mts Rede Sec / Cliente	mts	3	1	50	2	0	1	9	9	9	9	9	9	9
Clientes / km rede	#	296,2	791,3	20,0	569,1	na	1 607,1	107,4	112,2	112,2	112,2	112,8	112,8	112,4
Clientes / Ramal	#	3,66	2,78	3,62	2,12	1,80	1,88	1,45	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51
Custo unit RS (€/m)	€	43,7	19,6	39,6	100,7	0,0	63,3	46,6	48,3	48,4	48,4	48,8	48,8	49
Custo unit Ramal (€)	€	199	185	268	397	419	392	401	415	416	416	419	419	417
Custo unit infraestruturção (€)		657	647	599	584	541	501	487	480	480	480	508	508	491
Conversão	€	736	692	629	589	541	501	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	414	413	467	305	0	0	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	240	213	476	93	37	46	92	91	92	93	96	96	

Avaliação

							2024					
TOTEX (b)	m€						9	18	27	35	43	42
Proveito Recuperado (a)	m€						4	11	18	25	32	35
Margem tarifa	%											-17%
Δ = (a) - (b)	m€						-6	-7	-9	-11	-12	-7
Acumulado	m€						-6	-13	-22	-33	-44	-52

