

PDIRD-GN 2021-2025

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

TAGUSGÁS

V.2 JULHO 2020



Índice

01	Siglas e definições.....	6
02	Sumário executivo.....	10
03	Enquadramento e âmbito.....	23
03.1	Enquadramento legislativo e regulamentar do PDIRD-GN	24
03.2	Distribuição de GN em Portugal	25
03.3	Caraterização da atividade de distribuição de GN.....	27
03.4	Enquadramento e objetivos do PDIRD-GN.....	28
03.5	Acompanhamento do PDIRD-GN (2019-2023)	32
04	Desafios da transição energética para a neutralidade carbónica.....	34
04.1	Contexto.....	35
04.2	Orientações estratégicas para a descarbonização do setor do gás em Portugal..	37
04.3	Papel das infraestruturas de distribuição de gás na descarbonização da economia 39	
05	Caraterização das infraestruturas de distribuição.....	47
05.1	Implantação e cobertura geográfica.....	48
05.2	Dados históricos da Concessão	50
06	Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica	55
06.1	Distribuição GN no contexto Europeu	56
06.2	Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa	57
06.3	Contexto regional da concessão	60
07	Enquadramento da gestão de projetos de investimento	66
07.1	Tipologia de projetos de investimento	68
07.2	Projetos de investimento em DN Ligação de novos PA.....	69
07.3	Projetos de investimento de Conformidade.....	73
07.3.1	Investimento em outras infraestruturas	73
07.3.2	Investimento em outras atividades.....	74
07.4	Projetos de investimento de convergência.....	74
08	Previsão de consumos de gás.....	75

08.1	Evolução de consumidores	77
08.2	Pressupostos da procura de GN	78
08.3	Projeção de consumos	83
09	Plano de investimento	85
09.1	Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento	86
09.2	Objetivos e caracterização do plano de investimento	87
09.2.1	Investimento em DN projeto de ligação de novos PA	89
09.2.2	Investimento em infraestruturas de distribuição	91
09.2.3	Investimento em outras atividades	91
09.2.4	Ligações à RNTGN	94
09.3	Avaliação do investimento	94
09.3.1	Evolução dos principais indicadores	96
09.3.2	Avaliação global do impacto do plano	100
09.3.3	Análise Individual por projeto de DN de cada concelho	105
10	Benefícios associados ao investimento previsto	108
10.1	Dimensão social, do bem-estar e segurança	110
10.2	Dimensão promocional do GN em Portugal e incentivo ao uso do GN para fins domésticos, de serviços e industriais	111
10.3	Posicionamento concorrencial com outras energias	112
10.4	Dimensão social e económica do mercado de trabalho	116
10.5	Dimensão económica	117
10.6	Dimensão ambiental	121
11	Anexos	125

Índice de quadros

Quadro 1 - Síntese comparativa dos PDIRD-GN 2018 e 2020.....	22
Quadro 2 - Síntese do investimento 2019/2020	32
Quadro 3 - Realização física 2019/2020.....	33
Quadro 4 – Principais orientações estratégicas do PNEC.....	38
Quadro 5 - Concelhos infraestruturados na concessão da Tagusgás.....	48
Quadro 6 - Infraestrutura em 2019.....	51
Quadro 7 - Investimento na concessão 2016 - 2020	52
Quadro 8 - Investimento na concessão em desenvolvimento de negócio 2016-2020.....	52
Quadro 9 - Investimento na concessão em outras infraestruturas 2016-2020.....	53
Quadro 10 - Investimento na concessão em outras atividades 2016-2020	53
Quadro 11 - Evolução dos pontos de abastecimento por tipo de uso 2016-2020	53
Quadro 12 - Evolução dos pontos de abastecimento por nível de pressão	54
Quadro 13 - Evolução do GN veiculado por nível de pressão.....	54
Quadro 14 - Evolução do consumo médio por nível de pressão.....	54
Quadro 15 - Indicadores macroeconómicos	58
Quadro 16 - Evolução do número de pontos de abastecimento.....	78
Quadro 17 - Evolução da saída de pontos de abastecimento 2021-2025	79
Quadro 18 - Grau de cobertura regional 2025.....	81
Quadro 19 - Consumo médio por nível de pressão.....	82
Quadro 20 - Projeção de consumo de GN.....	83
Quadro 21 - Plano de investimento 2021-2025.....	88
Quadro 22 - Investimento em DN 2021-2025.....	89
Quadro 23 - Agregados operacionais DN 2021-2025.....	89
Quadro 24 - Métricas operacionais 2021-2025.....	89
Quadro 25 - Custos unitários de ligação de clientes 2021-2025.....	90
Quadro 26 - Custos unitários de construção de rede e ramais.....	90
Quadro 27 - Investimento em outras infraestruturas 2021-2025	91
Quadro 28 - Investimento em outras atividades 2021-2025	92
Quadro 29 – Pressupostos para a avaliação	101
Quadro 30 – Cenário e Análises de Sensibilidade	104
Quadro 31 - Investimento por ponto de abastecimento por concelho	106

Índice de figuras

Figura 1 - Evolução de consumo de GN - Tagusgás	19
Figura 2 - Concessões e licenças de distribuição de GN em Portugal (fonte: ERSE).....	25
Figura 3 - Cadeia de valor do Sistema Nacional de Gás Natural	26
Figura 4 - Evolução do investimento na concessão	32
Figura 5 - Utilização de combustíveis para transportes, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas"	43
Figura 6 - Produção de calor em Portugal, por combustível, no cenário "zero-carbon gas".	43
Figura 7 - Esquerda) Utilização por tipo de combustível para produção de energia elétrica, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas"; Direita) Produção de hidrogénio em Portugal, no cenário "zero-carbon gas"	44
Figura 8 - Evolução da procura de energia nas redes de distribuição em Portugal, por tipo de combustível e por sector.....	45
Figura 9 - Potencial participação de hidrogénio, biometano e gás natural (com CCS) nas redes nacionais de distribuição de gás em 2050.	46
Figura 10 - Concelhos da concessão	49
Figura 11 - Evolução da taxa de cobertura	50
Figura 12 - Comparativo da antiguidade da rede na europa.....	56
Figura 13 - Comparativo do consumo anual por cliente residencial	56
Figura 14 - Comparativo do mix de consumo residencial	57
Figura 15 - Comparativo do consumo de energia por finalidade	57
Figura 16 - Projeção do Banco de Portugal: cenário base.....	58
Figura 17 - Projeção do Banco de Portugal: cenário adverso	59
Figura 18 - Concelhos abastecidos	61
Figura 19 - População empregada por concelho.....	62
Figura 20 - Poder de compra e salário médio por concelho	63
Figura 21 - Peso da indústria transformadora por concelho.....	64
Figura 22 - VAB e VN per capita e VAB por empresa por concelho.....	64
Figura 23 - Framework de investimento	70
Figura 24 - Investimento em DN por cliente	71
Figura 25 - Evolução dos metros de rede por cliente.....	72
Figura 26 - Níveis de temperatura por concelho.....	79
Figura 27 - Estrutura de clientes na concessão	80
Figura 28 - Evolução do número de pontos de abastecimento na concessão.....	82
Figura 29 - Evolução dos pontos de abastecimento e volume veiculado	84
Figura 30 - Princípios determinantes das verbas de investimento.....	87

Figura 31 - Plano de investimento 2021-2025.....	88
Figura 32 – Impacto na tarifa por tipo de investimento.....	95
Figura 33 - Investimento por ponto de abastecimento.....	96
Figura 34 - Evolução de pontos de abastecimento e volume de GN.....	97
Figura 35 - Evolução do GN distribuído por ponto de abastecimento.....	98
Figura 36 - Evolução do valor do ativo por ponto de abastecimento e volume.....	99
Figura 37 - Evolução do TOTEX unitário por cliente abastecido	99
Figura 38 - Evolução do custo unitário €/MWh.....	100
Figura 39 - Impacte no custo unitário de energia 2021-2025	102
Figura 40- Evolução do TOTEX por MWh.....	105
Figura 41 - Custo médio da energia em Portugal	111
Figura 42 - Comparação entre eletricidade, GN e outras energias.....	114
Figura 43 - Evolução no investimento em ligação de clientes.....	119
Figura 44 - Evolução da base de ativos regulados e GN distribuído	121
Figura 45 – Emissões de gases com efeito de estufa no mundo, Europa e Portugal	122
Figura 46 - Emissões de CO ₂ por fonte de energia	123
Figura 47 - Emissões de CO ₂ para aquecimento de uma instalação	124

01 Siglas e definições



AdC	Autoridade da Concorrência
AGN	Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural
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)
CAGR	Componed Annual Growth Rate (taxa composta anual de crescimento)
CAPEX	Capital Expenditures (despesas de capital): Remuneração do RAB + Amortizações do exercício
CCS	Carbon Capture & Storage (captura e armazenamento de carbono)
CIP	Confederação Empresarial de Portugal
Cliente de GN	Pessoa singular ou coletiva que compra gás natural para consumo próprio
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
COM	Comercializador(es)
Consumidor	O cliente final de gás natural
Conversão	Operação que consiste em dotar com uma instalação de gás os edifícios já existentes
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
GEE	Gás de Efeito Estufa
GGND	Galp Gás Natural Distribuição (holding detentora e responsável pela gestão dos Operadores de Distribuição Lisboagás, Lusitaniagás, Setgás, Beiragás, Tagusgás, Duriensegás, Medigás Dianagás e Paxgás)
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Gas Regulating and Metering Station
GWh	Gigawatt hora
H ₂	Hidrogénio

INE	Instituto Nacional de Estatística
Instalação de GN	Instalação privada a jusante da RPGN para uso de 1 ou mais clientes finais
Investimento de conformidade	Investimento necessário para assegurar a conformidade legal, regulamentar e a conformidade com as obrigações e responsabilidades previstas no contrato de concessão ou licenças de distribuição de gás e que contribuem para a qualidade de serviço, a conservação, modernização e renovação dos ativos, garantindo a segurança de abastecimento, a segurança e fiabilidade dos ativos existentes e das operações de distribuição de gás
Investimento de convergência	Investimento para alavancagem inicial do processo de transição para assegurar a preparação e a incorporação de gases renováveis nas infraestruturas de distribuição, nomeadamente, o desenvolvimento de projetos piloto, permitindo maior flexibilidade dos ativos para a eventual necessidade de adaptação de novas tecnologias subjacentes à utilização de gases renováveis
Investimento em DN	Custo de todas as atividades associadas à operação de ligação de novos clientes à infraestrutura de distribuição de GN ou de gases renováveis, das quais se destacam, a construção de RS e ramais, a infraestruturação, cadeia de medida e ligação. Investimento em expansão para ligação de novos pontos de consumo e incremento de volume de GN (ou gases renováveis) no SNGN
Km	Quilómetros
LULUCF	Land use, land-use change and forestry
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
Mt	Milhões de toneladas
mts	Metros
MWh	Megawatt hora
OPEX	Operational Expenditure (despesas operacionais)
ORD	Operador(es) 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
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PPC	Paridade Poder de Compra
PRM	Posto de Regulação e Medida

PtG	Power-to-Gas
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
SMR	Steam Methane Reforming
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TOTEX	CAPEX + OPEX
TPE	Trabalhos para a própria empresa
UAG	Unidade Autónoma de GNL
UE	União Europeia
URD	Uso da Rede de Distribuição
VAB	Valor acrescentado bruto
VN	Volume de negócios
WACC	Weighted Average Cost of Capital

02 Sumário executivo



Este documento constitui a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural para o quinquénio 2021-2025 (PDIRD-GN 2020) da Tagusgás, em conformidade com o artigo 12º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

Ao preparar este documento, estamos cientes que o contexto é absolutamente extraordinário. O momento que atravessamos de pandemia decorrente do COVID-19, traz uma maior incerteza quanto à evolução da situação com impacto global em todas as dimensões sociais, económicas e do próprio setor da energia. Como a proposta do PDIRD-GN 2020, cobre os anos 2021-2025, é exetável que os efeitos sociais e económicos possam estar superados ou pelo menos mitigados, sobretudo considerando que a proposta do plano de investimento assenta em pressupostos cautelosos e moderados quanto à dimensão e materialidade do investimento como nas projeções da evolução dos volumes de gás a distribuir.

O PDIRD-GN 2020 da Tagusgás 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 desenvolvimento das infraestruturas distribuição de gás na sua área de concessão, nas melhores condições de segurança, fiabilidade e de qualidade de serviço e garantindo o cumprimento cabal das obrigações previstas no contrato de concessão, na legislação específica e nos regulamentos aplicáveis ao setor, bem como contribuindo para a competitividade¹ dos ativos afetos à concessão e a sustentabilidade do mercado de gás² em Portugal, nomeadamente no contexto de transição energética onde as infraestruturas de distribuição de gás deverão contribuir para as metas de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final dos vários setores da economia.

É de todo recomendável que, neste contexto de transição energética, se olhe para o PDIRD-GN não na ótica do produto "GN", mas antes, focalizando-se no objeto central da atividade de distribuição de gás, ou seja, no seu ativo e infraestruturas modernas e flexíveis que terão um papel fundamental na incorporação cada vez maior de gases renováveis no

¹ Na ótica do sistema tarifário

² GN ou gases renováveis que venham a ser injetados na infraestrutura de distribuição dos ORD

SNGN para o consumo final dos vários setores da economia de energia de fontes renováveis.

A orientação da política energética e climática, através do PNEC 2030³, veio aclarar o relevante papel das infraestruturas de distribuição do SNGN para o ambicioso desafio da neutralidade carbónica.

Este desafio para os ativos do ORD leva a encarar os investimentos do PDIRD-GN como essenciais e alinhados com a estratégia de descarbonização, evitando a acumulação de ativos ociosos e consequentemente, de possíveis “custos afundados” para o setor energético. Bem pelo contrário, a política para a transição energético, passa pelo aproveitamento desses recentes, modernos e resilientes ativos da distribuição de gás (ou gases), permitindo evitar custos significativos de soluções alternativas e escolhendo um caminho orientado para a maximização das situações de ativos relevantes e valiosos no futuro, que contribuem para um sistema tarifário equilibrado e acessível para os consumidores.

Num contexto de transição energética e considerando:

- O próprio horizonte temporal para a sua implementação gradual;
- O papel que as infraestruturas de gás natural podem e devem desempenhar, contribuindo para a descarbonização do sistema energético nacional com uma poupança de 9 mil milhões para a economia Portuguesa face ao cenário de eletrificação a 100%⁴;
- As características específicas das infraestruturas de distribuição, como ativo recente, moderno, seguro e flexível;
- Uma rede com cerca de 19 mil km presente em cerca de 140 concelhos de norte a sul de Portugal continental;
- O valor dos ativos da distribuição de mais de 1,6 mil milhões de euros⁵;
- As premissas que têm orientado os planos de investimento dos ORD do grupo GGND e que assentam num desenvolvimento moderado, cauteloso e sustentado;

³ Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 publicado em dezembro de 2019

⁴ Estudo da Afry, *“The role of Portuguese gas infrastructure in the decarbonization process”* (apresentado no capítulo 4).

⁵ Valor líquido e sem considerar as reavaliações sucessivas dos ativos previstas no Contrato de Concessão no intuito de assegurar o seu equilíbrio económico e financeiro

- A revisão da proposta de PDIRD-GN a cada 2 anos;

A nova proposta de investimento do PDIRD-GN 2020 da Tagusgás, baseada na consolidação das infraestruturas e ativos da distribuição, mantém-se perfeitamente alinhada com os novos desígnios nacionais para a política de energia e clima, especialmente plasmada no PNEC 2030, e que se constitui como o principal instrumento de política energética e climática nacional para a década 2021-2030 rumo a um futuro neutro em carbono.

De acordo com o PNEC 2030,

“As infraestruturas de distribuição de gás natural desempenharão um importante papel ao permitir a introdução, distribuição e consumo de gases renováveis, em particular o biometano e o hidrogénio, nos vários setores da economia, permitindo alcançar níveis mais elevados de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final de energia”.

“Os gases renováveis, em particular o hidrogénio e o biometano, apresentam potencial para desempenhar um papel importante para potenciar a descarbonização de setores da economia que atualmente dispõem de poucas opções tecnológicas alternativas e onde a eletrificação no curto-médio prazo poderá traduzir-se em custos significativos.”

“Estão previstos implementar no curto prazo um conjunto de mecanismos que têm como objetivo:

- *regulamentar a injeção de gases renováveis na rede nacional de gás natural;*
- *avaliar a fixação de metas vinculativas até 2030 para a incorporação de gases renováveis na rede de gás natural.”*

Neste enquadramento é crucial que os ORD do grupo GGND estejam preparados para poder, em tempo útil, colaborar e contribuir para esses desígnios nacionais. A GGND está dotada de meios técnicos e humanos que lhe permite encarar os novos e futuros desafios do setor energético com todo o otimismo e motivação, tendo já promovido alterações da sua organização no sentido de estar apta para colaborar com o Governo,

DGEG, Regulador, entidades especializadas nacionais e internacionais, e demais entidades públicas e privadas, e para as mudanças que o PNEC 2030 irá promover.

De referir que foi com bastante sucesso que as empresas do universo da GGND souberam implementar e desenvolver o projeto de introdução de GN em Portugal, com consequências significativamente positivas na economia e no ambiente tanto para a indústria nacional e as famílias, bem como, para a sociedade em geral. Este projeto de interesse nacional teve, além da sua bondade para a competitividade da economia nacional, um contributo notável para o meio ambiente permitindo uma redução considerável de emissões de CO₂, o que permitiu e ainda permite, que Portugal esteja num patamar em termos de emissões muito mais favorável o que seria a situação sem o GN, como tem sido reconhecido publicamente pelas diversas entidades com responsabilidades públicas no âmbito ambiental.

Adicionalmente, não podemos deixar de relembrar o ambicioso desafio que foi o projeto de mudança de gás em Lisboa com a substituição de gás de cidade por GN, com toda a logística que uma operação desta envergadura exigiu, e que a GGND soube superar com sucesso reconhecido.

❖ **Orientação e enquadramento estratégico**

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 orientações da estratégia da política de energia e clima de Portugal, nomeadamente quanto ao papel a desempenhar pelos ORD na introdução e distribuição de gases renováveis;
- Os princípios orientadores de suporte ao plano de investimento, nomeadamente, quanto à sua racionalidade económica e à sustentabilidade do sistema tarifário de acesso à rede de distribuição que, considerando o universo de vários ORD

pertencentes a diferentes grupos empresariais com estratégias diversas, podem induzir planos de investimento com lógicas e dimensões divergentes;

- As obrigações que decorrem do contrato de concessão, da legislação específica e dos regulamentos aplicáveis ao setor;
- As características e o estado do mercado de GN em Portugal, nomeadamente decorrente das dinâmicas empresariais, dos setores industriais, das políticas de desenvolvimento regionais e municipais e do desenvolvimento do parque habitacional;
- A organização do setor e da atual cadeia de valor do GN e da sua evolução para a introdução de gases renováveis;
- O modelo de regulação e de remuneração da atividade de distribuição;
- O papel e responsabilidade do ORD na promoção, no mercado industrial e residencial, da utilização da infraestrutura flexível, resiliente e moderna de distribuição de gás compatível com os novos desafios, com a introdução de gases renováveis (biometano e hidrogénio);
- O contexto concorrencial do setor de energia;
- O estado de uso dos ativos em exploração afetos à concessão;
- A evolução tecnológica e as tendências do mercado;
- A interligação das atividades de investimento com as atividades de exploração da distribuição de GN, especialmente atendendo às atuais sinergias cujo SNGN beneficie com a gestão eficiente dos ORD do grupo da GGND que se materializa numa economia substancial de custos de operação e exploração.

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.



❖ Os objetivos

Considerando as dimensões que suportam as orientações estratégicas referidas, os objetivos estratégicos orientadores do plano de investimento assentam:

- No alinhamento com os desafios do PNEC 2030 para uma economia neutra em carbono e com os desígnios da política energética nacional para as infraestruturas de distribuição de gás, nomeadamente com o lançamento de projetos piloto para a introdução de gases renováveis, tais como o biometano e o hidrogénio;
- Na rentabilização e otimização dos investimentos já realizados em exploração, afetos à concessão e incluídos na base de ativos remunerados (RAB), com o alargamento do mercado a mais consumidores que incrementam o volume de gás veiculado pelas infraestruturas existentes e em serviço, intensificando a sua utilização e ficando disponíveis para a incorporação de gases renováveis;
- Na conservação, renovação e digitalização dos ativos existentes com aumento de eficiência, fiabilidade e segurança de abastecimento e da operação através da introdução de inovação e tecnologia disponível no mercado para potenciar a sensorização dos ativos numa lógica de *smart grid* que capacita a gestão com meios tecnológicos de monitorização à distância e em tempo real para possibilitar uma avaliação mais célere e consistente que suporta tomada de decisões e ações mais eficazes e otimizadas na gestão das redes e das necessidades dos consumidores, bem como contribuindo para a qualidade de serviço prestado;
- Na contribuição para a sustentabilidade do sistema tarifário, promovendo a competitividade das tarifas de gás natural⁶ de aplicação nacional;
- Adequação ao nível mínimo do investimento para cada área geográfica, de forma a induzir sustentabilidade ao modelo organizativo, de operações e de custos operacionais, que se baseia

⁶ ou de gases renováveis



na coexistência equilibrada do volume de atividade entre as componentes de CAPEX e de OPEX.

❖ Caracterização do plano

O Plano de investimento para efeito de RAB, para os 5 anos é de 12,3 M€, ou seja, prevê um investimento médio anual de 2,5 M€, o que não representa qualquer variação de incremento do total do ativo líquido incluído no RAB⁷ da empresa, dado que o montante é inferior ao valor de amortização anual do ativo regulado da empresa, cerca de 3 M€.

Considerando os objetivos definidos e as orientações estratégicas, o plano compõe-se de:

- Investimento de ligação de pontos de consumo que visam a rentabilização dos ativos existentes e a consolidação do desenvolvimento das infraestruturas de distribuição, essencialmente concentrado na saturação das redes existentes, alargando o universo apto para utilizar gases de fontes renováveis;
- Investimentos de conformidade legal, regulatória e com os objetivos e responsabilidades do contrato de Concessão, e que contribuem para a conservação, modernização e renovação dos ativos, garantindo a qualidade de serviço, a segurança de abastecimento, a segurança e fiabilidade dos ativos existentes e das operações de distribuição de gás:
 - Investimento em infraestruturas de distribuição, tais como reestruturação das redes existentes, reforço de capacidade ou otimização de recursos existentes, ou de investimento estruturante da distribuição, tais como rede MP ou UAG.
 - Outros investimentos de conformidade, constituído essencialmente pela renovação de contadores por obrigação legal, desenvolvimento da infraestrutura tecnológica de suporte à operação e outros decorrentes da evolução do setor e da regulação que contribuem para

⁷ sem considerar as reavaliações sucessivas dos ativos previstas no Contrato de Concessão no intuito de assegurar o seu equilíbrio económico e financeiro



a melhoria da eficiência operacional e da qualidade de serviço.

- Investimento de convergência para alavancagem inicial do processo de transição para assegurar a preparação e a incorporação de gases renováveis nas infraestruturas de distribuição, permitindo maior flexibilidade dos ativos para a eventual necessidade de adaptação de novas tecnologias subjacentes à utilização de gases renováveis.

❖ **Projeção da procura de gás**

Para efeito de estimativa da procura de gás para o período do plano de investimento foi considerado a distribuição de 100% de GN, estando cientes que durante esse horizonte temporal e de acordo com as metas para introdução de hidrogénio que em breve serão definidas, os ORD da GGND estarão em condições de distribuir gases renováveis.

Para efeito de avaliação do impacto do plano de investimento no sistema tarifário, a projeção do consumo de GN assenta no pressuposto que a evolução da incorporação progressiva de gases renováveis é somente efetuada para substituir o GN na mesma proporção da sua redução, sendo que não é considerada qualquer aumento de consumo decorrente da evolução da transição energética, em substituição de outras energias.

A assunção desta premissa é somente uma simplificação para a estimativa do gás veiculado para efeito de avaliação do impacto dos investimentos no sistema tarifário, medido através dos custos totais (TOTEX) unitário (por unidade de energia), conforme ilustrado no capítulo 9.

À semelhança dos PDIRD-GN anteriores, a GGND, para os seus ORD, tem assumido cenário cauteloso para a projeção de consumo de gás bem como para os cenários alternativos definidos para efeito de avaliação dos impactos do investimento no sistema tarifário, tendo como principal fundamento a própria sustentabilidade do SNGN.

Evolução do consumo GN (GWh)

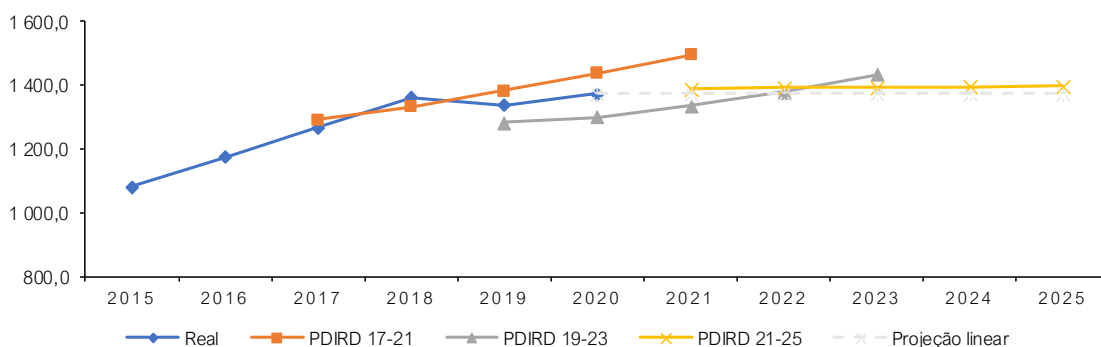


Figura 1 - Evolução de consumo de GN - Tagusgás

Desta forma é assumida uma prudência na projeção dos volumes para o setor industrial, apesar do esforço comercial para trazer novos consumos da indústria nacional para as redes de distribuição como se tem verificado em anos anteriores.

❖ **Avaliação e benefícios**

De acordo com os critérios de racionalidade económica e de continuidade de negócio alicerçados em princípios de segurança de abastecimento, segurança de pessoas e bens, respeito pelo ambiente, eficiência operacional e qualidade de serviço, que asseguram a sustentabilidade do sistema de distribuição de gás em Portugal, são definidas as prioridades e a calendarização dos investimentos a realizar.

A avaliação desenvolvida, além dos princípios, critérios e indicadores mencionados nos capítulos 8 e 9 quanto à definição dos investimentos a realizar, baseia-se na evolução do custo unitário (TOTEX por volume de gás veiculado) que permite apreciar o impacto do PDIRD-GN nas tarifas de acesso à rede de distribuição.

Os benefícios estão desenvolvidos no capítulo 10, e além da concretização dos próprios objetivos supramencionados, há que destacar os efeitos positivos nas dimensões social, económica, segurança e ambiental.

De referir, quanto à dimensão ambiental, além dos benefícios iniciais da introdução do GN, com a injeção gradual de gases renováveis, os ORD estarão a contribuir para os desígnios da política nacional e europeia de

neutralidade carbónica com a utilização das infraestruturas de distribuição de gás como alternativa económica mais eficiente e menos penalizadora para Portugal.

De referir ainda o contributo e alinhamento com os desafios para a neutralidade carbónica e a política de energia e clima definida no PNEC 2030.

❖ **Evolução do PDIRD-GN**

Considerando que as propostas de PDIRD-GN dos ORD são revistas a cada 2 anos e com o desenvolvimento crescente das orientações e ações do PNEC 2030, para com as quais a GGND se tem mobilizado, nomeadamente através do desenvolvimento de projetos piloto de injeção de gases renováveis (hidrogénio e de biometano) nas redes de distribuição:

- Em colaboração com as entidades públicas e o Governo, a GGND atuará de forma proativa na identificação de oportunidades para desenvolver estes projetos e acompanhará de forma participativa os projetos de inovação e de injeção de gases renováveis que poderão surgir nas áreas de concessão ou de licenças dos seus ORD, de forma a garantir alocação de investimento aos projetos que se venham a identificar, promovendo também a articulação da evolução de investimento com as novas metas para gases renováveis a fixar pelo Governo na Estratégia e Plano de Ações para o hidrogénio;
- Foi contemplada, como investimento de convergência, uma verba total de 10,6 milhões de euros para projetos piloto e para a necessidade de adaptação de novas tecnologias subjacentes à utilização de gases renováveis em propostas de PDIRD-GN 2020 de alguns ORD do grupo GGND. A GGND, com a sua gestão integrada dos seus 9 ORD não deixará de acompanhar da mesma forma a evolução da necessidade de incorporação de gases renováveis em qualquer das áreas de concessão ou de licenças. A visão global da realização dos investimentos possibilita uma gestão de investimento mais eficiente na alocação dos montantes por cada ORD.



- Os investimentos contemplados nesta proposta de PDIRD-GN, quer sejam, de conformidade para assegurar a qualidade de serviço, a segurança e a fiabilidade de abastecimento e para potenciar a eficiência das operações, ou sejam, de rentabilização dos ativos existentes com o contributo de novos consumidores e volume de gás, estão completamente enquadráveis com as novas metas para os gases renováveis a fixar na Estratégia e Plano de Ações para o hidrogénio, a aprovar brevemente;
- Para efeito de estimativa de consumo de gás, e por simplificação das projeções e dos cenários de procura, consideramos somente o GN, sem prejuízo das metas de introdução de gases renováveis que venham a ser definidas pelo Governo e que os ORD do grupo GGND tomarão em consideração.

Adicionalmente às orientações da política de energia e clima, a Tagusgás elaborou esta proposta para o período 2021-2025, tendo igualmente 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 ainda as contribuições das demais entidades que participaram na consulta pública às propostas de PDIRD-GN 2019-2023, nomeadamente a Autoridade da Concorrência, a CIP e a DECO.

Quanto à consulta pública, há que referir algumas reações abonatórias face à evolução dos PDIRD-GN, nomeadamente quanto à sua estrutura, conteúdos e harmonização entre todos os ORD do SNGN.

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

A ERSE, no seu parecer, destacou os seguintes aspetos:

- *“Tal como assinalado pela ERSE durante a Consulta Pública às propostas de PDIRD-GN 2018, observaram-se melhorias significativas na qualidade dos planos submetidos, seguindo uma tendência que já se tinha verificado após a emissão do seu parecer às propostas de PDIRD-GN 2014.”*

- *“Esta melhoria verifica-se tanto na qualidade da informação disponibilizada, como no detalhe dos pressupostos que sustentam as previsões apresentadas, assim como numa melhor sustentação técnica e económica dos critérios e estratégias seguidos pelas empresas.”*
- *“Em particular, face à anterior edição de propostas de PDIRD-GN 2016, assinala-se o esforço no exercício de valorização de benefícios por parte de todos os Operadores de Redes de Distribuição (ORD).”*
- *“No entanto, essa maior qualidade das propostas de PDIRD GN-2018 acaba por evidenciar que as estratégias de investimento seguidas pelos ORD não assentam em princípios e critérios comuns.”*

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, mantivemos os cenários de procura para a avaliação do impacte tarifário do plano de investimento.

No quadro seguinte apresenta-se uma síntese comparativa das propostas de PDIRD-GN 2018 e 2020.

Quadro 1 - Síntese comparativa dos PDIRD-GN 2018 e 2020

Investimento (m€)	PDIRD-GN 2019-2023		PDIRD-GN 2021-2025		Variação	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Investimento DN - Ligação de clientes	9 871	66%	9 742	79%	-129	-1%
Investimentos em Outras Infraestruturas	403	3%	1 010	8%	607	151%
Investimento em Outras Atividades	4 597	31%	1 591	13%	-3 006	-65%
Total	14 871	100%	12 342	100%	-2 528	-17%

O investimento para o próximo quinquénio é inferior ao anterior PDIRD-GN, decorrente essencialmente da variação da rubrica de outras atividades. No que se refere à filosofia de investimento em ligações e infraestrutura, esta mantém-se assente na otimização e rentabilização de ativos estruturantes já existentes e que contribui para a mitigação de eventuais assimetrias regionais em termos de acesso a esta fonte de energia, nomeadamente para a competitividade da indústria localizada nestes concelhos e para os habitantes em geral.

03 Enquadramento e âmbito





03.1 Enquadramento legislativo e regulamentar 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 ORD 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 ORD devem apresentar a sua proposta de PDIRD-GN à DGEG até ao final de abril de cada ano par.

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

※ **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.

03.2 Distribuição de GN em Portugal

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

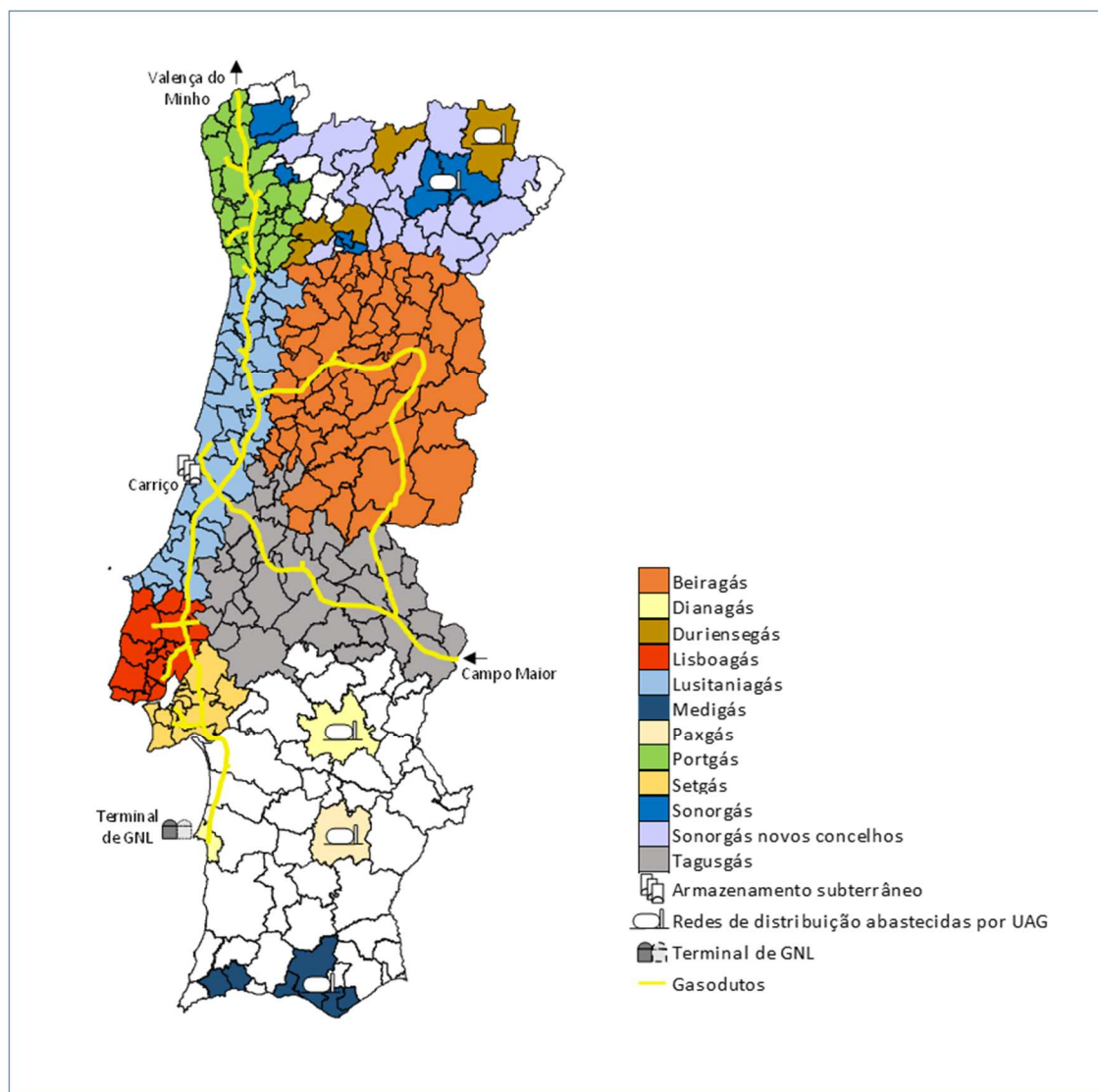


Figura 2 - Concessões e licenças de distribuição de GN em Portugal (fonte: ERSE)

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, ambas pertencentes 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 2019: Sonorgás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás, sendo que estas últimas quatro pertencem ao Grupo GGND.



O grupo GGND tem uma experiência própria e única por ter a responsabilidade de gestão de 9 ORD, 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.



Figura 3 - Cadeia de valor do Sistema Nacional de Gás Natural



03.3 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 ORD.

A atividade de distribuição deve assegurar a operação das infraestruturas em condições técnicas e económicas adequadas.

A Tagusgás desenvolve a sua atividade de distribuição de acordo com o Contrato de Concessão assinado em 11 de abril de 2008.

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

Integram-se no objeto da concessão:

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

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



designadamente, a **segurança de pessoas e bens e a segurança do abastecimento**.

A Concessionária deve, ainda, **manter**, durante o prazo de vigência da concessão, em **permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança**, os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto **as reparações, renovações, adaptações e modernizações** necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

03.4 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;
- Em contribuir para o alinhamento estratégico da gestão e operação da rede de distribuição nacional com a política de transição energética, nomeadamente em articulação com as metas para gases renováveis fixadas, pelo Governo, na Estratégia e Planos de Ações para o hidrogénio.

Para a Tagusgás 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 no setor:

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



- Condição de equilíbrio económico e financeiro definida no contrato de Concessão.

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

Contrariamente à atividade de transporte assegurada por um único ORT, a atividade de distribuição é assegurada por 11 ORD em áreas geográficas exclusivas. Estes 11 ORD pertencem a 3 grupos empresariais distintos com políticas e estratégias próprias. Esta realidade não pode deixar de estar presente na apreciação das propostas, nos pareceres das entidades e no próprio processo de sua aprovação.

O ORD tem um papel fundamental na sustentabilidade do mercado, o que lhe confere uma responsabilidade inequívoca na promoção da infraestrutura 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 mercado e da sua própria sustentabilidade.

O modelo do setor do gás leva os ORD a assumir um papel ativo na promoção das redes e das suas utilizações domésticas (cozinhar, aquecimento de águas e do ambiente) mas também industriais, para incrementar os níveis de procura, em substituição de energias mais poluentes, e desta forma contribuir positivamente para o nível das tarifas.

Esta responsabilidade é ainda mais fundamental num cenário de novos desafios decorrentes da transição energética para uma economia neutra em emissão de carbono e onde as redes de distribuição irão possibilitar a injeção de gases renováveis.

Desta orientação resulta um plano de investimento com valores estáveis ao longo dos anos e um nível bastante moderado⁸ que permite acomodar os seus impactes nas tarifas, sem pressão inflacionista, tendo em consideração a evolução do valor do RAB e do comportamento da procura de GN (ou futuramente de gases renováveis) 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, conforme previsto no contrato de concessão, e em dar continuidade ao projeto de gaseificação da área da concessão da Tagusgás, 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 gás, nos termos previstos na legislação aplicável. Esta obrigação está prevista no RRC⁹, no capítulo sobre as ligações às redes que define que os ORD, 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).

⁸ Tomando em consideração a redução anual do RAB

⁹ 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.

A gestão integrada da GGND dos seus 9 ORD e considerando a sua estratégia de sustentabilidade das tarifas e do próprio SNGN, possibilita uma visão global dos impactes agregados e conseqüentemente, uma gestão de investimento mais eficiente na alocação dos montantes por cada ORD.

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 e que são asseguradas por empresas especializadas do setor gasista. De referir que a GGND também poderá vir a desempenhar um papel ativo na adaptação e qualificação desta mão de obra técnica especializada da indústria gasista para o novo quadro de introdução, distribuição e consumo de gases renováveis.

O investimento programado da Tagusgás, em termos gerais, após uma tendência acentuada de desaceleração verificada no período de 2009-2015, caracteriza-se por uma estabilização do nível anual médio que rondará os **2,8 M€** para o período 2015-2025, substancialmente inferior ao valor registado em 2009 de **5,3 M€**, ou seja, menos 48% desse esforço de investimento.

Investimento (mil €)

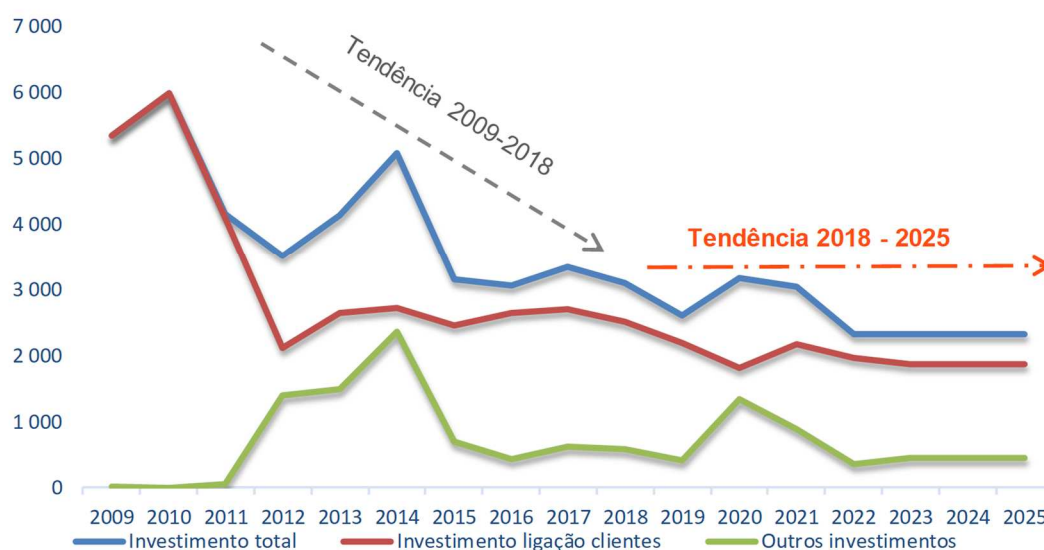


Figura 4 - Evolução do investimento na concessão

03.5 Acompanhamento do PDIRD-GN (2019-2023)

Quadro 2 - Síntese do investimento 2019/2020

Síntese do Investimento (m€)	2019/2020	PDIRD-GN	Variação	
Investimento DN - Ligação de clientes	3 990	4 273	-283	-7%
Investimentos em Outras Infraestruturas	281	131	150	115%
Investimento em Outras Atividades	1 483	1 782	-299	-17%
Total	5 755	6 186	-431	-7%

Informação detalhada em anexo

Estando concluído o primeiro ano do plano 2019-2023 apresenta-se no quadro acima o nível de concretização financeira verificado em 2019 e 2020 (previsto).

A empresa prevê realizar menos 7% de investimento face ao previsto, cerca de 0,4M€. Deste valor, cerca de 70% corresponde a investimentos em outras atividades, que será considerado nos próximos anos, e como tal incluído no presente plano.



Quadro 3 - Realização física 2019/2020

Realização Física	2019/2020	PDIRD-GN	Variação	
PA ligados no período	2 331	2 231	100	4%
Volume total (GWh)	1 375	1 301	74	6%

De referir ainda que face à projecção de volumes que serviu para a avaliação dos impactes na tarifa e plano de investimento, estima-se um desvio favorável face ao PDIRD-GN em 6%. No que se refere à ligação de clientes, foram ligados na concessão mais 100 do que estavam inicialmente planeados, equivalente a cerca de 4%.

No anexo 08.1 consta informação detalhada.

04 Desafios da transição energética para a neutralidade carbónica



04.1 Contexto

O Relatório Especial publicado, em outubro de 2018, pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC)¹⁰, relativo aos impactos de um aquecimento global de 1,5°C acima dos níveis pré-industriais e respetivas vias de emissões de gases de efeito estufa (GEE) confirma que os impactos das alterações climáticas aumentam rapidamente com o aumento da temperatura média global. É estimado que, para se limitar o aumento de temperatura a 1,5°C, é necessário envidar todos os esforços, à escala global, para que em 2050 se alcance o estado de neutralidade relativamente a emissões de dióxido de carbono (CO₂).

Este urgente desafio incitou a que a União Europeia (UE) reforçasse a sua posição de liderança em matérias climáticas, e, conforme estabelecido na estratégia "*A Clean Planet for All - A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate-neutral economy*", a dezembro de 2019, Ursula von der Leyen, Presidente da Comissão Europeia, apresentou o *roadmap* que reafirma a ambição de tornar a Europa no primeiro continente neutro em carbono em 2050: "*The European Green Deal*".

Uma das áreas prioritárias apresentadas neste *roadmap* é a descarbonização do sistema energético como um todo. Sabendo que a produção e utilização de energia nos diversos setores económicos são responsáveis por mais de 75% das emissões com GEE na EU, é imperativo descarbonizar este sector¹¹. Tendo isto em consideração, a Comissão já expressou a sua intenção em aumentar a meta vinculativa de redução de emissões de GEE estabelecida para 2030 para, pelo menos, 50% (em vez de 40%¹²), ou mesmo aproximar-se dos 55%, em comparação com os níveis registados em 1990¹³.

De acordo com a Comissão Europeia¹⁴, o sector energético europeu tem necessariamente de sofrer uma transformação, com a utilização

¹⁰ Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), outubro 2018

¹¹ European Commission, March 2020

¹² Comissão Europeia, dezembro 2019

¹³ Em 2014, o Conselho Europeu definiu metas vinculativas em matéria de energia e clima, para cumprimento até 2030. Para as emissões de GEE, foi estabelecida a redução mínima de 40%, comparativamente aos níveis registados em 1990. ec.europa.eu

¹⁴ European Commission, december 2019

progressiva de energia renovável e a descarbonização do setor gasista, ao mesmo tempo que se procederá ao *phase out* do carvão, numa perspetiva *coal-to-gas*. Simultaneamente, o aprovisionamento energético terá de ser garantido a preços acessíveis.

Para que tudo isto seja uma realidade, é essencial assegurar um mercado energético totalmente integrado e interligado.

A transição para a neutralidade carbónica irá, portanto, requerer adaptações ao nível das infraestruturas energéticas e do seu consequente enquadramento regulatório, de modo a assegurar consistência com o objetivo de descarbonização. Este enquadramento deve promover a produção de gases renováveis, como biometano e hidrogénio verde, bem como o desenvolvimento de tecnologias inovadoras que favoreçam a integração entre o setor elétrico e o de gás, numa ótica de *sector coupling*, tais como *power-to-gas* (PtG), captura, armazenamento ou utilização de carbono (CCS/U), ou como redes de hidrogénio. Quanto às redes de distribuição de gás hoje disponíveis na EU, a Comissão é clara: as infraestruturas e ativos existentes têm de ser adaptados para que continuem a ser utilizadas no seu propósito.

A GGND, enquanto líder na distribuição de gás natural em Portugal, vê com agrado que Portugal tem dado importantes passos nestas matérias de descarbonização, tendo assumido o compromisso de transitar para uma economia neutra em carbono até 2050, não deixando, contudo, de olhar para a infraestrutura de gás natural como um importante ativo em todo este processo.

Com efeito, as ações apontadas no PNEC 2030, sobre a importância das infraestruturas de gás para distribuir gases renováveis, são disso um exemplo.

A seção seguinte identifica as linhas de atuação e medidas de ação apresentadas no PNEC 2030 nas quais se refletem as ambições da GGND, no que toca à adaptação do nosso core business, a curto-médio prazo.



04.2 Orientações estratégicas para a descarbonização do setor do gás em Portugal

A GGND está ciente que a descarbonização do setor energético será um processo gradual, que terá de estar alinhado com a estratégia nacional. Neste domínio, o PNEC 2030 apresenta-se como um importante *roadmap*, estabelecendo objetivos nacionais para o horizonte 2030 que contribuirão positivamente para descarbonização da economia, ao mesmo tempo que se garante a segurança energética e se desenvolve a investigação, inovação e competitividade.

Assim, de forma a adaptar os investimentos necessários aos nossos ativos, de modo a que estes estejam preparados para os desafios da transição energética, acreditamos que faz todo o sentido que o presente PDIRD-GN tenha em conta as linhas de atuação e medidas de ação expostas no PNEC 2030, já que estas poderão orientar o futuro do setor até 2030.

De um modo geral, a visão apresentada no PNEC quanto ao futuro das infraestruturas de gás em Portugal é clara e alinhada com a ambição da GGND: *"as atuais infraestruturas de receção, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural desempenharão um importante papel ao permitir a introdução, distribuição e consumo de gases renováveis, em particular o biometano e o hidrogénio, nos vários setores da economia, permitindo alcançar níveis mais elevados de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final de energia"*.

Nesta perspetiva, enumeram-se de seguida as principais orientações estratégicas apresentadas no PNEC, cuja concretização contribuirá para a descarbonização do setor de gás em Portugal:

Quadro 4 – Principais orientações estratégicas do PNEC

Dimensão	Linha de atuação	Medidas de ação
Descarbonização	Promover a produção e consumo de gases renováveis	<ul style="list-style-type: none"> • Regulamentar a injeção de gases renováveis [Data prevista: 2020] • Estudar e definir metas de incorporação de gases renováveis [Data prevista: 2020-2021] • Definir e implementar um sistema de certificação de qualidade para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2025] • Implementar um sistema de garantias de origem para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2022] • Promover a produção e o consumo de hidrogénio verde [Data prevista: 2020-2030]
	Promover a utilização eficiente de energias renováveis nos sistemas de aquecimento e arrefecimento	<ul style="list-style-type: none"> • Promover a aquisição e renovação de sistemas de produção de calor e frio a partir de fontes renováveis de energia [Data prevista: 2020-2030]
	Promover infraestruturas de abastecimento de combustíveis alternativos no que respeita a combustíveis limpos	<ul style="list-style-type: none"> • Promover a instalação de pontos de abastecimento de combustíveis líquidos e gasosos 100% renováveis em frotas de transportes públicos e de serviço municipal [Data prevista: 2020-2030] • Promover e apoiar a instalação de pontos de abastecimento a hidrogénio verde [Data prevista: 2020-2030] • Promover o desenvolvimento de uma infraestrutura para o fornecimento de fontes renováveis de energia aos navios em porto [Data prevista: 2020-2030]
Segurança Energética	Promover os sistemas de armazenamento	<ul style="list-style-type: none"> • Promover a realização de um <i>roadmap</i> para o armazenamento em Portugal [Data prevista: 2020-2025] • Promover a implementação de projetos de armazenamento associados a centros electroprodutores renováveis [Data prevista: 2020-2025]
	Promover o adequado planeamento do sistema energético nacional rumo à transição energética (desafio da incorporação cada vez maior de gases renováveis no SNGN)	<ul style="list-style-type: none"> • Adequar e fomentar a melhoria contínua dos instrumentos de planeamento das redes. (Na preparação e laboração dos PDIRD, serão fomentadas e definidas diretrizes com vista à sua melhoria contínua de forma a serem produzidos documentos com maior transparência, clareza e rigor) [Data prevista: 2020-2030]
	Ajustar o papel do gás natural na matriz energética, apostando na descarbonização do setor	<ul style="list-style-type: none"> • Abordar o gás natural como elemento de flexibilidade do sistema electroprodutor [Data prevista: 2020-2030] • Adequar o planeamento da rede à transição energética [Data prevista: 2020-2030]
Investigação, inovação e competitividade	Incentivar I&D&I em energias renováveis, armazenamento, hidrogénio, biocombustíveis avançados e outros combustíveis 100% renováveis	<ul style="list-style-type: none"> • Promover a articulação com as Agendas Temáticas de Investigação e Inovação da Fundação para a Ciência e Tecnologia [Data prevista: 2020-2030] • Promover programas nacionais de I&I para apoio ao desenvolvimento tecnológico [Data prevista: 2020-2030] • Promover um laboratório colaborativo para os gases renováveis [Data prevista: 2020-2025] • Promover a formação de técnicos especializados [Data prevista: 2020-2025]



A seção seguinte ilustra um possível resultado da aplicação das linhas de atuação acima descritas. Será dado ênfase ao modo de como as infraestruturas de distribuição de gás poderão contribuir para a viável descarbonização do setor energético nacional. É igualmente descrito o contributo do setor de gás, nomeadamente dos gases renováveis, nos diferentes segmentos económicos (transportes, produção de energia, produção de calor) no objetivo nacional de neutralidade carbónica.

04.3 Papel das infraestruturas de distribuição de gás na descarbonização da economia

A GGND identifica a transição energética como uma oportunidade para estimular o seu negócio. Ambicionamos construir um futuro onde o setor de gás contribui ativamente para uma economia nacional moderna, dinâmica e descarbonizada. Para que isto aconteça, queremos hoje preparar o caminho que possibilitará a descarbonização do setor energético, ao menor custo.

Embora atualmente as infraestruturas de gás sejam utilizadas exclusivamente para transportar gás natural, contribuído indiscutivelmente para a redução das emissões nacionais de dióxido de carbono (CO₂), estas poderão contribuir de modo ainda mais significativo ao permitirem a incorporação de gases alternativos, como biometano e de hidrogénio. A injeção destes na rede de gás poderá contribuir igualmente, de forma significativa, para o aumento do consumo de energia renovável a nível nacional, ajudando a cumprir exigentes metas¹⁵ de energia e clima até 2030.

Além disto, as atuais infraestruturas de distribuição de gás em Portugal apresentam várias vantagens que refletem a sua eficiência no aprovisionamento energético¹⁶ do país e que as podem tornar importantes aliadas no desenvolvimento dos mercados nacionais de gases renováveis ou descarbonizados, nomeadamente:

¹⁵ Entre 45 e 55% de redução das emissões de GEE, face aos níveis de 2005; 47% de quota mínima de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto; 35% de redução no consumo de energia primária sem usos não energéticos.

¹⁶ Em Portugal, considerando o ano gás 2019-2020, os operadores de distribuição de gás forneceram cerca de 26 GWh a mais de 1,5 milhões de pontos de abastecimento, dos quais a GGND é responsável por cerca de 14,5 GWh e por mais de 1,1 milhões de locais de consumo.

- i. A sua capacidade de armazenamento poder ser utilizada para gerir e atenuar variações sazonais na procura e no fornecimento de energia renovável, conferindo flexibilidade ao sistema energético;
- ii. Infraestrutura resiliente e moderna (14,8 anos de idade média);
- iii. Maioritariamente construída em polietileno¹⁷ (94%), possibilitando a injeção de hidrogénio até 100% (com as necessárias adaptações ao nível dos elementos metálicos, contadores, etc.);
- iv. Extensa capilaridade (extensão atual da rede ≈ 19 000 km, dos quais mais de 13 000 km são operados pela GGND);
- v. Possibilidade de distribuição de energia renovável entre os locais de produção e os locais de procura/escassez, ou entre áreas urbanas, industriais e rurais, reduzindo a necessidade de construção de novas infraestruturas elétricas;
- vi. O facto de as redes de distribuição estarem enterradas no subsolo e não visíveis à população é uma mais-valia em termos de segurança e de aceitação social.

Estamos, portanto, convictos que a infraestrutura de distribuição de gás em Portugal - moderna, extensa, resiliente e segura - deve ser adaptada e colocada à disposição deste importante desígnio nacional que é a descarbonização da economia, ou, mais particularmente, a descarbonização do setor energético.

Foi com base nesta convicção que colaborámos recentemente com a agência de consultoria internacional Afry (anteriormente designada Poyry) na realização de um estudo que permitiu compreender de que modo é que as infraestruturas de gás, com foco na distribuição, poderiam contribuir para a descarbonização da economia portuguesa. O estudo em questão, apresentado oficialmente em março de 2020, foi requerido pela

¹⁷ Informação relativa à infraestrutura GGND.

Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural (AGN) e intitula-se “O papel das infraestruturas portuguesas de gás no processo de descarbonização”¹⁸.

Com o foco no cumprimento da meta de neutralidade carbónica em 2050, o projeto comparou dois possíveis cenários:

- a) Total eletrificação dos transportes, indústria e aquecimento/arrefecimento. Aqui, não são utilizados gases renováveis, nem existe desenvolvimento de tecnologias não-elétricas. Este cenário foi intitulado “*all-electric*”;
- b) Um caminho onde o setor elétrico e o de gás se complementam, através do uso conjugado de energias renováveis e das redes de gás existentes (incluindo para distribuição de gases renováveis), numa ótica de *sector coupling*. Este cenário foi designado por “*zero-carbon gas*”¹⁹.

As conclusões gerais da análise feita pela Afry indicam que:

- A descarbonização do sistema energético português até 2050 é possível e poderá ser atingida de modo viável se Portugal fizer uso das infraestruturas de gás disponíveis (cenário “*zero-carbon gas*”);
- Os “*zero-carbon gases*”, como o hidrogénio verde e o biometano, devem ter um importante papel na descarbonização da economia portuguesa, não apenas durante a transição energética, mas também após esta se ter concretizado;
- Nove mil milhões de euros podem ser poupados à economia nacional, se Portugal fizer uso de tecnologias e infraestruturas de gás para atingir a meta da descarbonização (por comparação com o cenário “*all-electric*”);
- A complementaridade entre o setor elétrico e o de gás é especialmente relevante em Portugal, onde as recentes infraestruturas de gás podem ser facilmente adaptadas para distribuírem hidrogénio, evitando ativos ociosos e mitigando o risco de expansão excessiva de redes elétricas – o que

¹⁸ Estudo original disponível em [The role of Portuguese gas infrastructure in the decarbonisation process](#)

¹⁹ Esta designação, criada pela Afry, inclui hidrogénio, biometano e gás natural associado a captura e armazenamento de carbono (CCS).

representaria uma importante fração no custo total de descarbonização. A reutilização das redes de gás portuguesas reduz para metade a necessidade de expansão de redes elétricas.

Todas estas conclusões estão alinhadas com a visão europeia, nacional e com a ambição da GGND – as infraestruturas portuguesas de distribuição de gás têm de se preparar para um futuro onde diferentes tipos de gás (natural, renovável, descarbonizado) coexistam e possam servir para satisfazer as necessidades energéticas dos setores dos transportes, aquecimento/arrefecimento e produção de eletricidade.

Veremos seguidamente uma perspetiva das possíveis e principais vias de utilização de hidrogénio e biometano em Portugal até 2050, num sistema energético onde as redes elétricas e de gás se complementam (dados do estudo Afry).

❖ Transportes

O setor de transporte transita gradualmente de um segmento quase exclusivamente baseado em produtos petrolíferos para um amplamente elétrico (ligeiros) e à base de hidrogénio (veículos pesados).

- Pesados de passageiros: começam a usar H2 em 2030. Em 2050, a aderência a este vetor energético é praticamente total.
- Pesados de mercadorias: consoante a disponibilidade do mercado, este segmento começa, a partir de 2030, a tirar partido do hidrogénio.

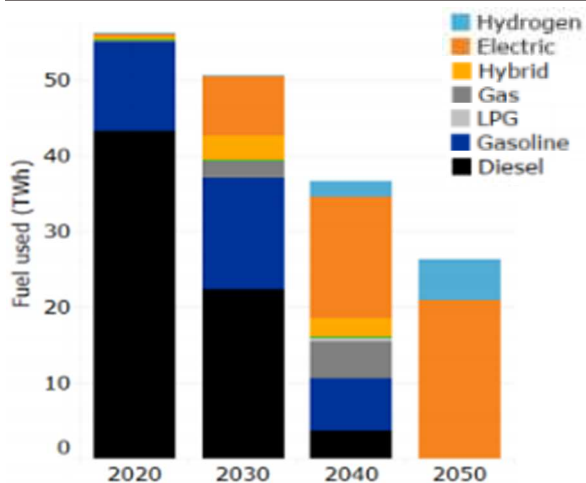


Figura 5 - Utilização de combustíveis para transportes, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas".

❖ Aquecimento e arrefecimento

Neste sector, existe um maior número de tecnologias disponível, pelo que há possibilidade de maior utilização das infraestruturas para distribuição de hidrogénio, biometano e gás natural (a longo-prazo associado a CCS).

- Setor residencial e terciário: o biometano atinge o pico de utilização neste segmento em 2030, década em que é gradualmente substituído por hidrogénio, para utilização em bombas de calor. Em 2050, quase todo o segmento será abastecido a energia elétrica, juntamente com uma pequena quantidade a hidrogénio.
- Setor industrial: *rollout* de caldeiras a H2, com início na década de 2040.

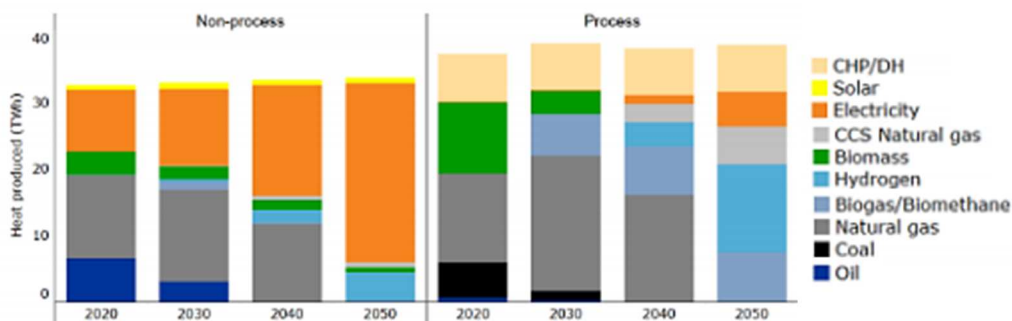


Figura 6 - Produção de calor em Portugal, por combustível, no cenário "zero-carbon gas".

❖ Produção de energia

A produção de hidrogénio é realizada via eletrólise e reformação de metano a vapor (SMR).

- Via SMR: o H₂ produzido a partir desta via estará disponível a partir de 2030, aumentando até 2040, permanecendo estável até 2050. Aqui, as emissões resultantes serão mitigadas com CCS.
- Via eletrólise: este tipo de H₂ está fortemente disponível em 2040. Perante a elevada capacidade instalada relativa a fontes de energia renovável, torna-se a via mais económica de produzir H₂.

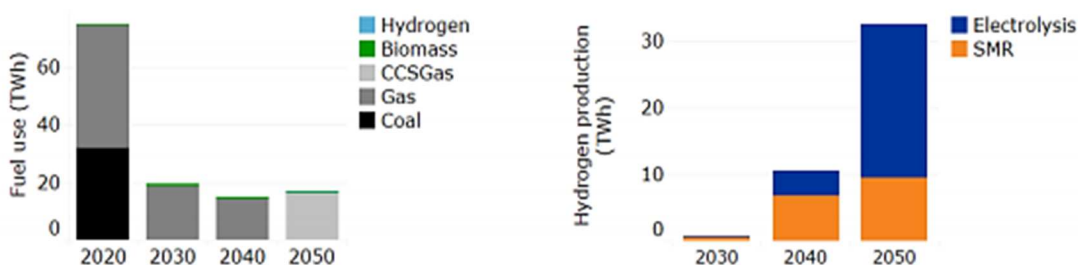


Figura 7 - Esquerda) Utilização por tipo de combustível para produção de energia elétrica, em Portugal, no cenário "zero-carbon gas"; Direita) Produção de hidrogénio em Portugal, no cenário "zero-carbon gas".

Além das conclusões relativas ao setor energético como um todo, foi dado enfoque ao futuro das redes de distribuição de gás em Portugal. Segundo a Afry, as redes de baixa e média pressão de gás serão um fator-chave para a descarbonização do setor energético e continuarão a desempenhar um papel relevante em 2050, conforme podemos verificar pela evolução da procura de energia nas redes de distribuição de gás em Portugal (figura anterior).

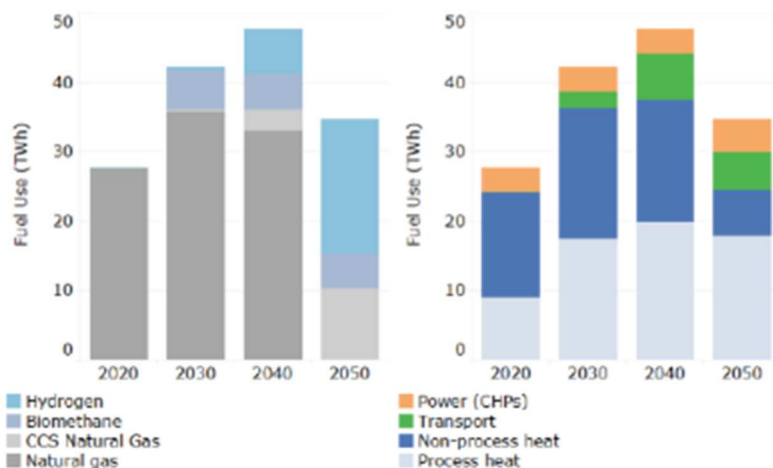


Figura 8 - Evolução da procura de energia nas redes de distribuição em Portugal, por tipo de combustível e por sector.

Entre 2020 e 2030, o consumo de gás para produção de calor no segmento industrial aumentará fortemente, dada a crescente utilização de caldeiras a gás. Embora a maioria deste consumo seja relativa a gás natural, em 2030, o biometano representará cerca de 13% do volume distribuído.

Em 2040, o hidrogénio representará 14% da energia fornecida pelas redes de distribuição, sendo que 70% será produzido via SMR, enquanto a capacidade de eletrólise estiver em desenvolvimento. Será também utilizado em postos de abastecimento de veículos e em equipamentos de produção de calor (segmentos residencial/terciário e industrial). A análise estima ainda que, em 2050, o hidrogénio consumido através das redes de distribuição de gás excede 20 TWh, dos quais 72% serão produzidos através de eletrólise (via *power-to-gas*). Isto indica que as atuais redes de gás permitirão distribuir hidrogénio:

- i. Em mistura com gás natural e/ou com biometano;
- ii. No seu estado puro (100% H₂), depois de reconvertidas as atuais infraestruturas;
- iii. No seu estado puro (100% H₂) em novas redes dedicadas para o efeito.

Dirigindo a análise a cada ORD²⁰ em Portugal e a cada distrito, o estudo em questão contou ainda com a identificação de potenciais clusters de CCS e de distribuição de hidrogénio e biometano, em 2050.

²⁰ ORD do grupo GGND e REN Portgás, ambos membros da AGN e com representação de 99% do volume de gás distribuído e Portugal.

DSO	District	% of demand		
		Hydrogen	CCS Natural gas	Biomethane
Beiragás	Castelo Branco	100%	-	-
Beiragás	Guarda	100%	-	-
Beiragás	Viseu	20%	20%	60%
Dianagás	Évora	100%	-	-
Duriensegás	Braganca	100%	-	-
Duriensegás	Vila Real	100%	-	-
Lisboagás	Lisboa	20%	10%	70%
Lusitaniagás	Aveiro	10%	60%	30%
Lusitaniagás	Coimbra	20%	10%	70%
Lusitaniagás	Leiria	20%	20%	60%
Medigas	Faro	100%	-	-
Portgas	Braga	100%	-	-
Portgas	Porto	20%	10%	70%
Portgas	Viana Do Castelo	100%	-	-
Paxgás	Beja	100%	-	-
Setgas	Setúbal	15%	36%	49%
Tagusgás	Portalegre	100%	-	-
Tagusgás	Santarém	20%	10%	70%

Figura 9 - Potencial participação de hidrogénio, biometano e gás natural (com CCS) nas redes nacionais de distribuição de gás em 2050.

Esta análise mostra de forma clara que os operadores da rede de distribuição de gás necessitam preparar-se para os potenciais consumos de biometano e de hidrogénio em aplicações tanto à escala industrial como à escala residencial. Além destes gases renováveis, alguns destes operadores terão igualmente de se preparar para a implementação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono, no sentido de combinação entre hidrogénio e gás natural.

Atendendo à abundância de recursos renováveis endógenos, nomeadamente de potencial solar e eólico, e às favoráveis condições da rede de distribuição, a Afry relembra que a Portugal são facultadas condições únicas que possibilitam o desenvolvimento à larga-escala de hidrogénio renovável a um dos custos mais baixos da Europa.

A agência recomenda ainda o estabelecimento de metas vinculativas que promovam a injeção e o consumo destes gases renováveis – aspeto fundamental em que o Governo Português está correntemente a desenvolver.

05 Caracterização das infraestruturas de distribuição



05.1 Implantação e cobertura geográfica

A concessão da Tagusgás abrange 20 concelhos já infraestruturados:

Quadro 5 - Concelhos infraestruturados na concessão da Tagusgás

Concelhos	Área (km2)	Densidade populacional	População	Alojamentos
Abrantes	715	53	37 588	25 480
Alcanena	127	106	13 413	8 060
Almeirim	222	106	23 458	12 196
Alpiarça	95	79	7 529	4 049
Campo Maior	247	34	8 365	4 719
Cartaxo	158	155	24 479	13 313
Chamusca	746	14	10 120	6 217
Constância	80	51	4 056	2 170
Coruche	1 116	17	19 211	12 575
Elvas	631	35	22 245	13 348
Entroncamento	14	1 460	20 445	10 697
Golegã	84	69	5 766	3 114
Ourém	417	109	45 452	29 018
Ponte de Sôr	840	19	16 184	10 281
Portalegre	447	54	23 915	14 738
Salvaterra de Magos	553	109	60 257	35 026
Santarém	244	91	22 190	11 667
Tomar	351	111	39 085	26 232
Torres Novas	270	134	36 056	20 847
Vila Nova Barquinha	50	147	7 329	4 096

Fonte: censos 2011



Figura 10 - Concelhos da concessão

A afetação das GRMS 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.

A figura seguinte reflete o nível de cobertura dos concelhos da área de concessão da Tagusgás 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 familiares²¹ existentes em cada freguesia dos concelhos onde a empresa assegura a distribuição de gás.

²¹ Fonte: INE – Censos 2011

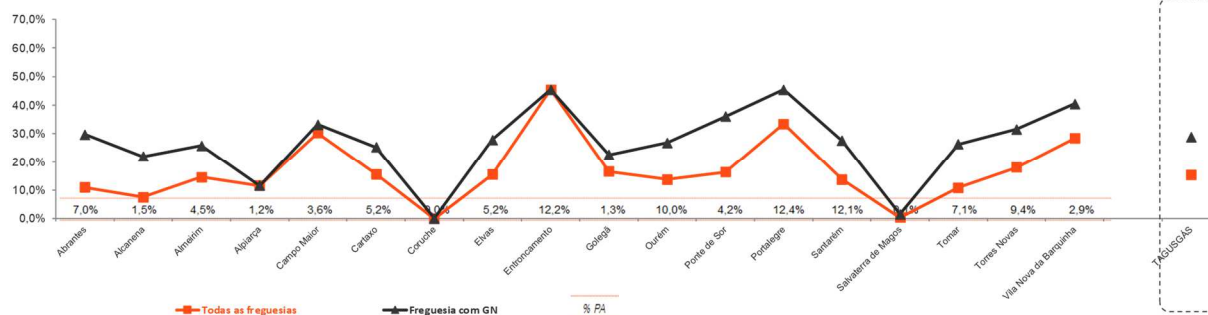
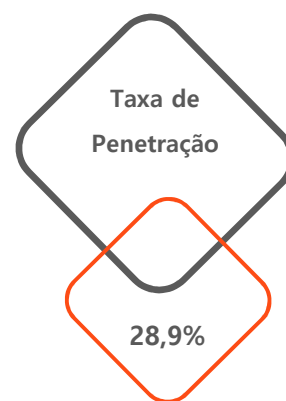


Figura 11 - Evolução da taxa de cobertura

Foram consideradas 2 situações:

- Taxa apurada considerando todas as freguesias dos concelhos abastecidos (“Todas as freguesias”).
- Taxa apurada considerando somente as freguesias abastecidas (“Freguesia infraestruturada”).

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.



05.2 Dados históricos da Concessão

❖ Desenvolvimento das infraestruturas de distribuição

O quadro seguinte ilustra a cobertura regional das infraestruturas da empresa com a indicação dos pontos de ligação à RNTGN em cada concelho.

Quadro 6 - Infraestrutura em 2019

(unid.)	RP	PRM	RS	Ramais	Pontos de Abastecimento Ativos	Pontos de ligação à RNTGN ou UAG
	kms	#	kms	#	#	#
Abrantes	0	2	60	1 337	2 801	UAG Tramagal
Alcanena	14	2	22	219	621	GRMS Asseiceira
Almeirim	0	0	31	714	1 778	UAG Alpiarça
Alpiarça	0	0	30	358	474	UAG Alpiarça
Campo Maior	0	1	54	1 426	1 435	GRMS Campo Maior
Cartaxo	19	1	45	1 079	2 080	GRMS Cartaxo
Chamusca	0	0	10	8	3	UAG Relvão / UAG Ulme
Constância	5	0	0	1	2	GRMS de Sta Margarida da Coutada
Coruche	0	0	6	4	4	UAG Coruche
Elvas	0	0	57	895	2 069	GRMS Campo Maior
Entroncamento	0	1	70	2 006	4 872	GRMS Asseiceira
Golegã	0	0	20	399	518	GRMS Asseiceira
Ourém	17	2	67	1 233	4 054	GRMS Sebacheira
Ponte de Sôr	0	0	42	1 335	1 677	GRMS Ponte de Sôr
Portalegre	8	2	64	2 193	4 948	GRMS Portalegre
Salvaterra de Magos	0	1	9	20	48	PRM Salvaterra de Magos
Santarém	35	2	80	1 462	4 828	GRMS Asseiceira / GRMS Cartaxo
Tomar	18	1	37	865	2 846	GRMS Sebacheira
Torres Novas	24	2	73	1 593	3 764	GRMS Asseiceira / GRMS Sebacheira
Vila Nova Barquinha	1	0	29	1 048	1 167	GRMS Asseiceira
Total	141	17	806	18 195	39 989	

❖ Investimento Anual

O quadro seguinte apresenta o investimento²² realizado nos 5 anos anteriores à proposta do PDIRD-GN para o quinquénio 2021-2025.

²² Os valores de 2020 são previsionais

Quadro 7 - Investimento na concessão 2016 - 2020

Investimento (m€)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
Investimento DN - Ligação de clientes	2 639	2 706	2 506	2 172	1 818
Investimentos em Outras Infraestruturas	18	81	5	48	234
Investimento em Outras Atividades	407	549	588	370	1 113
Total	3 065	3 336	3 099	2 590	3 164

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 8, 9 e 10.

Quadro 8 - Investimento na concessão em desenvolvimento de negócio 2016-2020

Investimento DN - Ligação de clientes (m€)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
Rede Secundária	1 429	1 610	1 495	1 259	862
Ramais	244	264	231	188	340
Conversões e reconversões	874	744	595	537	457
Contadores / cadeias medida	92	88	186	188	158
Total	2 639	2 706	2 506	2 172	1 818
Novos clientes de GN (#)	1 579	1 423	1 451	1 321	1 010
Conversões e reconversões (#)	1 392	1 233	1 209	1 167	881
Rede Secundária (kms)	29	32	34	26	15
Ramais (#)	827	897	876	645	637
Métricas Operacionais					
Inv DN / Cliente (€ / PA)	1 672	1 902	1 727	1 644	1 800
Rede / Cliente (mts / PA)	18,3	22,1	23,1	19,4	14,7
Clientes / km rede (PA / km)	55	45	43	52	68
Clientes / Ramal	1,91	1,59	1,66	2,05	1,59

Quadro 9 - Investimento na concessão em outras infraestruturas 2016-2020

Investimentos em Outras Infraestruturas (m€)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E
Rede Primária (outros: PRM, Servidões, ...)	18	56	0	0	95
UAG	0	25	5	48	64
Rede Secundária - PRP					20
Rede Secundária - Outros					55
Total	18	81	5	48	234

Quadro 10 - Investimento na concessão em outras atividades 2016-2020

Investimento em Outras Atividades (m€)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E
Renovação contadores / redutores					93
Sist. Informação	136	77	173	115	671
Edifícios e construções	14	6	8	0	0
Proj. Cadastro	0	0	0	0	28
Outros	257	466	407	256	320
Total	407	549	588	370	1 113

❖ Consumidores ligados

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

Quadro 11 - Evolução dos pontos de abastecimento por tipo de uso 2016-2020

Pontos de Abastecimento por segmento (#)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E
Doméstico	36 075	37 333	38 600	39 778	40 697
Terciário	151	154	186	188	197
Indústria	23	22	23	23	23
Total	36 249	37 509	38 809	39 989	40 917

Quadro 12 - Evolução dos pontos de abastecimento por nível de pressão

Pontos de Abastecimento por nível de pressão (#)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
BP<	36 075	37 333	38 600	39 778	40 697
BP>	151	154	186	188	197
MP	23	22	23	23	23
Total	36 249	37 509	38 809	39 989	40 917

❖ Quantidades de gás distribuídas

Quadro 13 - Evolução do GN veiculado por nível de pressão

Volumes veiculados por nível de pressão (GWh)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
BP<	100	104	107	104	107
BP>	162	161	177	173	184
MP	916	1 004	1 078	1 059	1 084
Total	1 178	1 269	1 363	1 337	1 375

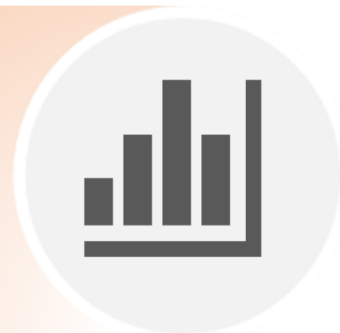
❖ Consumos médios por nível de pressão

Quadro 14 - Evolução do consumo médio por nível de pressão

Consumo médio por nível de pressão (MWh/PA)	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E
BP<	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7
BP>	1 043	1 055	1 043	927	956
MP	38 974	44 633	47 927	46 057	46 057
Total	33,19	34,41	35,72	33,94	33,99

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

06 Contexto geográfico e conjuntura socioeconómica



06.1 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 menos de 10% do consumo energético no segmento residencial;
- 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;
- A atividade de distribuição de GN em Portugal iniciou-se em 1997 e a idade média da sua infraestrutura ronda os 14 anos contra cerca de 50-60 anos nos mercados maduros europeus;
- O mercado Português apresenta baixas taxas de penetração comparativamente aos mercados maduros europeus.

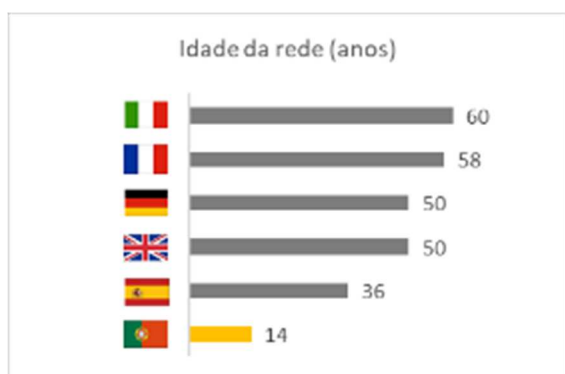


Figura 12 - Comparativo da antiguidade da rede na europa

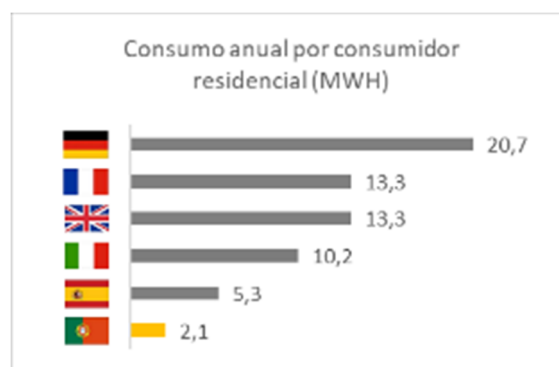


Figura 13 - Comparativo do consumo anual por cliente residencial

A comparação do mix energético no segmento residencial evidencia o reduzido peso do GN em Portugal relativamente aos restantes países.

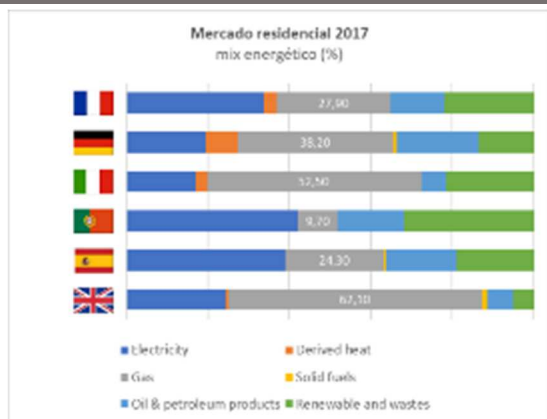


Figura 14 - Comparativo do mix de consumo residencial



Figura 15 - Comparativo do consumo de energia por finalidade

Contrariamente à tendência europeia, Portugal apresenta consumos de energia muito baixos para climatização de habitações. Apenas 21% da energia consumida no segmento residencial se destina a aquecer as habitações, contrastando com valores na ordem dos 67% de França, Itália e Alemanha.

06.2 Perspetivas da evolução da Economia Portuguesa

De acordo com as projeções para a Economia Portuguesa do Banco de Portugal é esperado um período de recessão económica, decorrentes dos recentes efeitos do contexto global de surgimento do Covid19.

Nesse sentido, as perspetivas de evolução da economia Portuguesa desenvolvidas pelo Banco de Portugal apresentam dois cenários potenciais, o cenário base e o adverso.

Ambos os cenários apresentam quadros de recessão, embora com perspetivas diferentes e que serão, essencialmente, motivadas pelas iniciativas e medidas de combate adotadas ao longo do período. Assim, o cenário base apresenta uma perspetiva menos crítica, contrariamente ao cenário adverso que estima um cenário mais crítico e com um impacte significativamente mais dramático para a economia.

Os indicadores do quadro seguinte e anexo 08.2 refletem os cenários projetados pelo Banco de Portugal para a economia Portuguesa.

Quadro 15 - Indicadores macroeconómicos

Taxa de variação anual (em %)¹⁰

	Pesos 2018	BE de março de 2020						
		Cenário base				Cenário adverso		
		2019	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)
Produto Interno Bruto	100	2,2	-3,7	0,7	3,1	-5,7	1,4	3,4
Consumo Privado	64,8	2,3	-2,8	1,4	2,9	-4,8	1,8	3,7
Consumo Público	17	0,8	2,1	-1,3	1,0	3,0	-2,0	1,1
Formação bruta de capital fixo	17,6	6,4	-10,8	2,9	7,9	-14,9	3,4	9,3
Procura Interna	99,9	2,8	-3,6	1,2	3,4	-5,5	1,4	4,2
Exportações	43,5	3,7	-12,1	4,2	5,5	-19,1	7,4	5,6
Importações	43,4	5,2	-11,9	5,5	6,2	-18,7	7,5	7,4
Índice harmonizado de preços no consumidor		0,3	0,2	0,7	1,1	-0,1	0,5	0,7

Fontes: Banco de Portugal e INE

Notas: (p) - projetado

❖ Cenário base

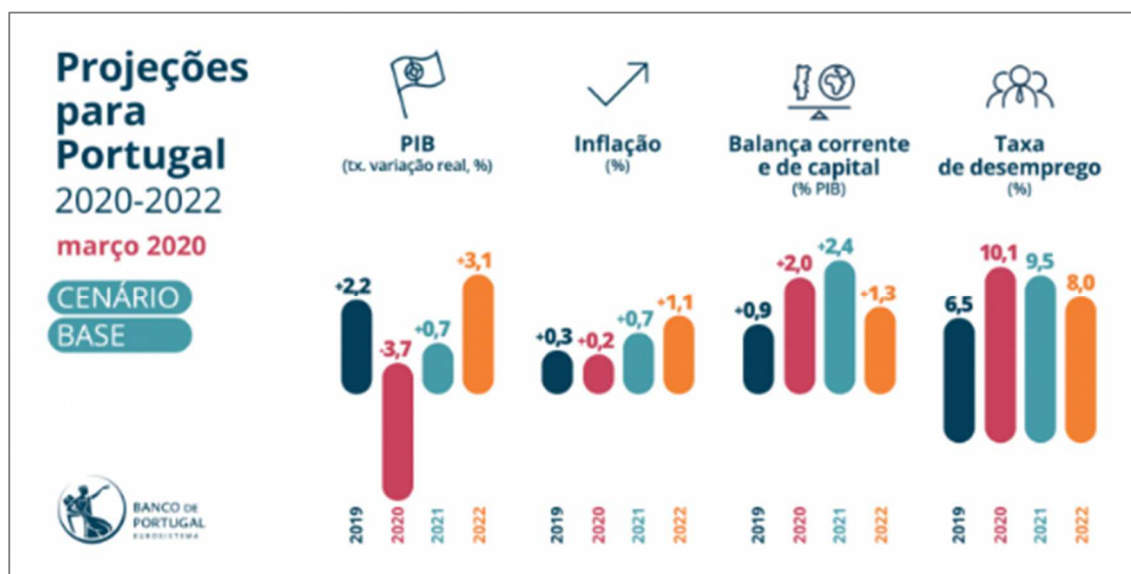


Figura 16 - Projeção do Banco de Portugal: cenário base

- Estimada uma redução de 3,7% do PIB em 2020, estando previsto um crescimento em 2021 (0,7%), recuperando mais notoriamente em 2022 (3,1%);

- Queda do emprego de 3,5% e uma subida da taxa de desemprego para 10,1% em 2020, 9,5% para 2021 e 8,0% em 2022;
- Redução do consumo privado em 2,8% em 2020;
- Aumento do consumo público em 2,1% em 2020, como resultado de um aumento significativo da despesa em saúde suportada pelas administrações públicas.
- Formação bruta de capital fixo (FBCF) diminui 10,8% em 2020;
- Diminuição de 12,1% das exportações de bens e serviços;
- Diminuição de 11,9% das importações;
- Taxa de inflação permanece em níveis baixos ao longo de todo o horizonte de projeção: 0,2% em 2020, 0,7% em 2021 e 1,1% no último ano do horizonte.

❖ Cenário adverso

O cenário adverso pressupõe que o impacto económico do período da Pandemia é mais severo devido ao prolongamento das medidas que condicionam as atividades, conduzindo a maior perda de capital e emprego.

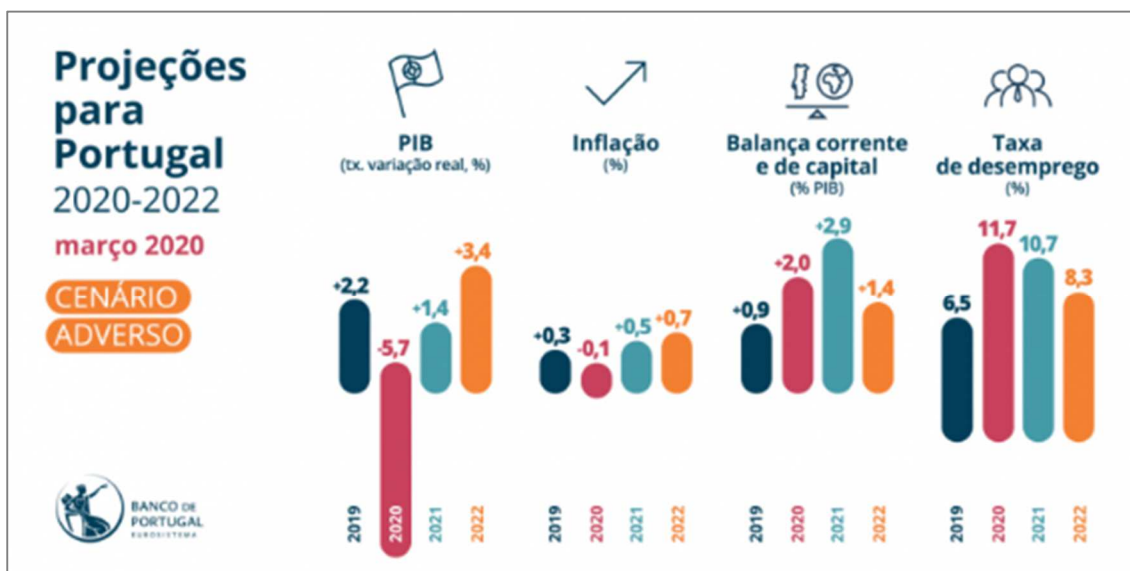


Figura 17 - Projeção do Banco de Portugal: cenário adverso

- Estimada uma redução de 5,7% do PIB em 2020, estando previsto um crescimento em 2021 (1,4%), recuperando mais notoriamente em 2022 (3,4%);
- Subida da taxa de desemprego para 11,7% em 2020, 10,7% para 2021 e 8,3% em 2022;
- Redução do consumo privado em 4,8% em 2020;
- Formação bruta de capital fixo (FBCF) diminui 14,9% em 2020;
- Diminuição de 19,1% das exportações de bens e serviços, prevendo-se uma recuperação em 2021 e 2022;
- Diminuição de 18,7% das importações em 2020, prevendo-se uma recuperação nos anos seguintes;
- Taxa de inflação prevista de -0,1% em 2020, 0,5% em 2021 e 0,7% no último ano do horizonte.

06.3 Contexto regional da concessão

A Concessão da Tagusgás abrange 38 concelhos e numa área de 12 mil km², e possui uma população de cerca de 542 mil habitantes, que representa, respetivamente, 14% do território nacional e 5% da população total.

Peso da Região no país

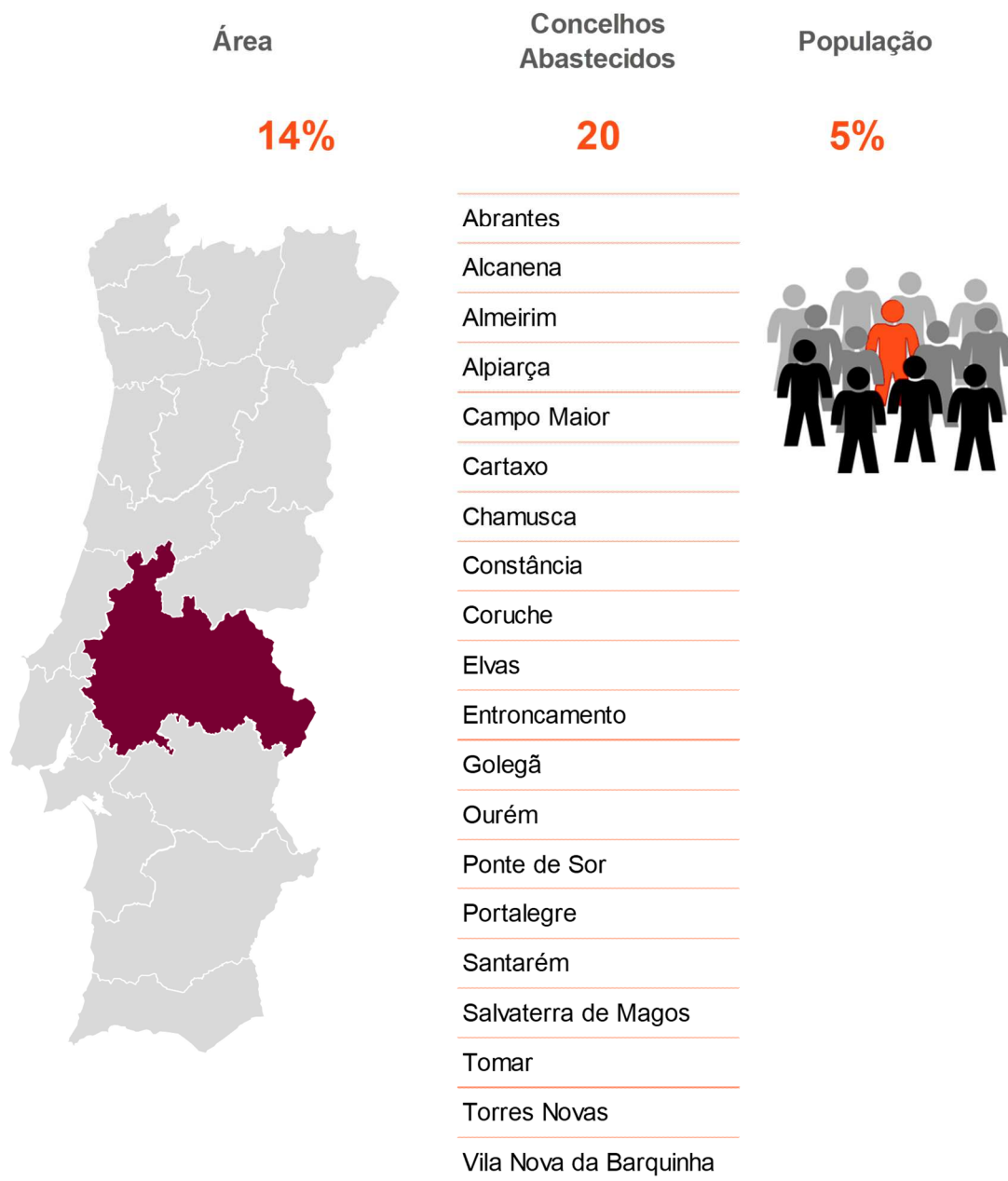
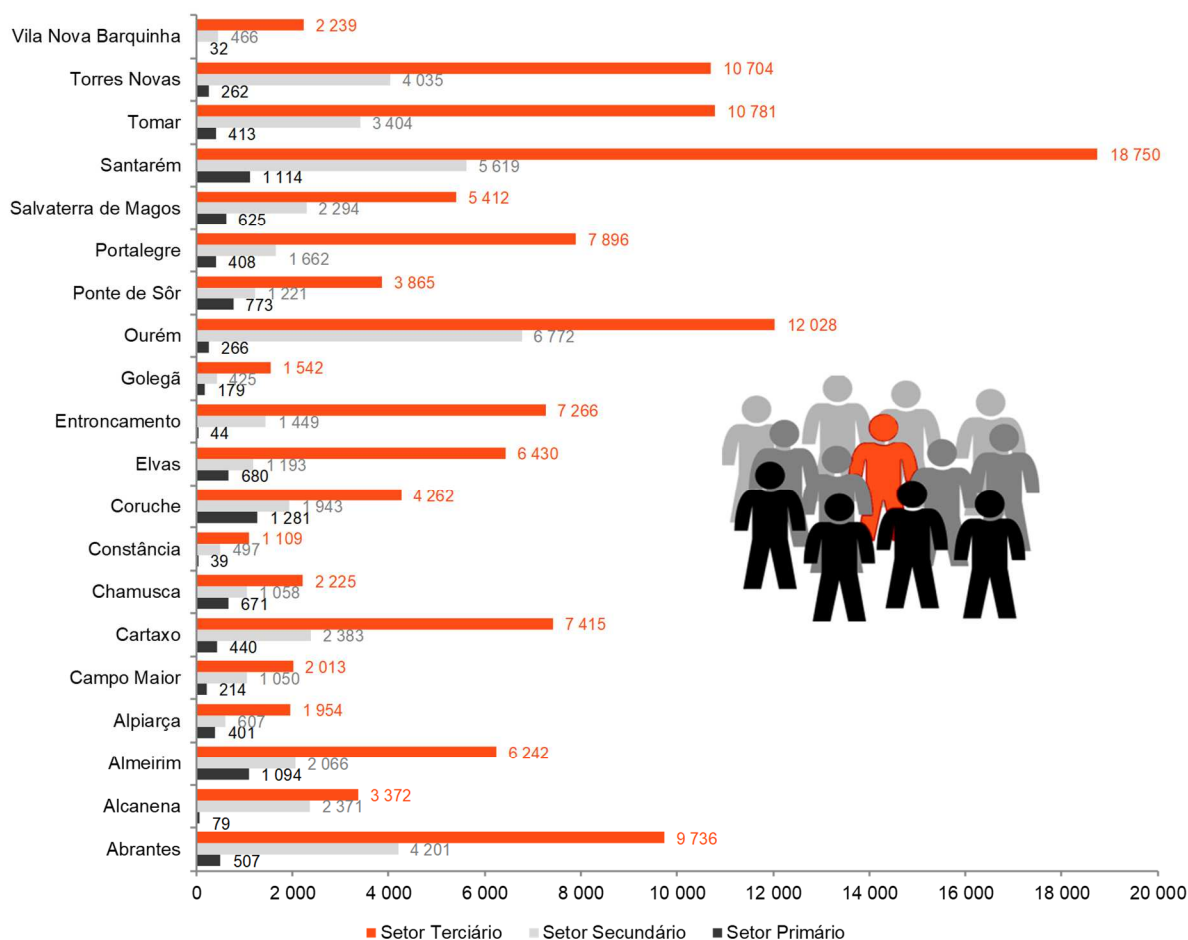


Figura 18 - Concelhos abastecidos

A Tagusgás é a empresa concessionária para distribuição de gás natural em 39 concelhos da zona centro de Portugal, compreendendo 19 concelhos do distrito de Santarém, 15 do distrito de Portalegre e 5 do distrito de Leiria.

População empregada - área de concessão da Tagusgás



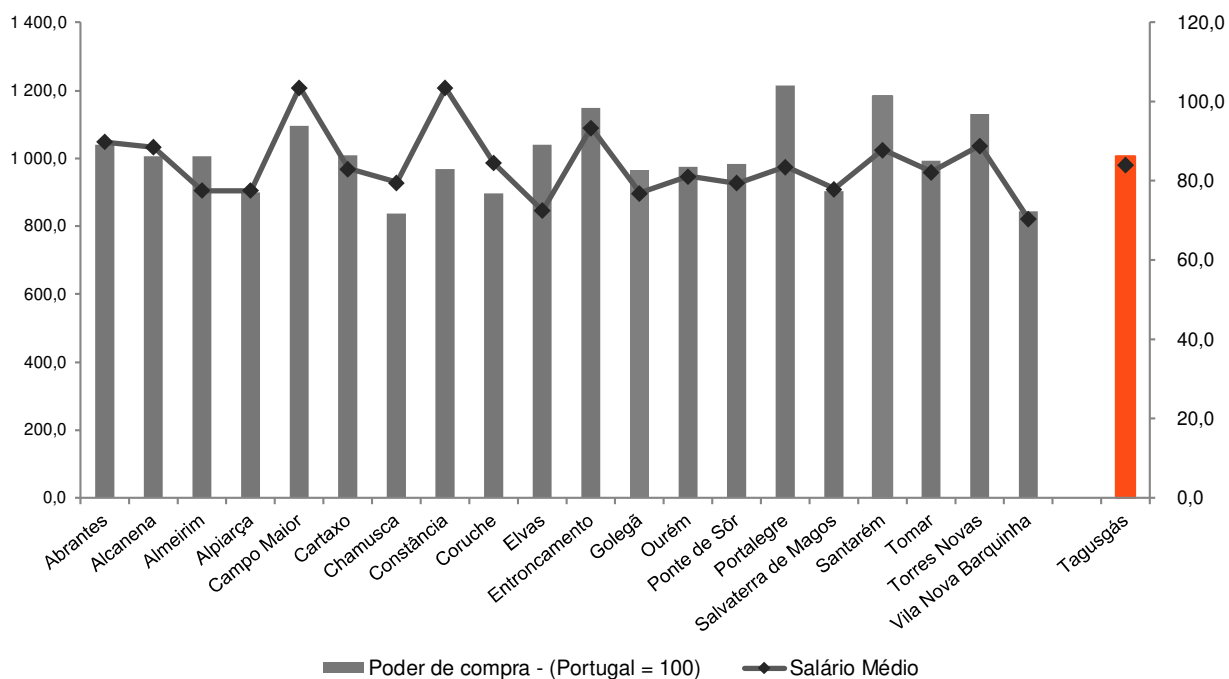
Fonte - Pordata - censos 2011

Figura 19 - População empregada por concelho

O gráfico representa a população empregada por setores de atividade na área de concessão da Tagusgás. Após análise dos dados verificamos que 70% da população presta atividade no setor terciário, 25% presta atividade no setor secundário e apenas 5% da população serve no setor primário da economia.

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

Poder de Compra e Salário Médio (€)

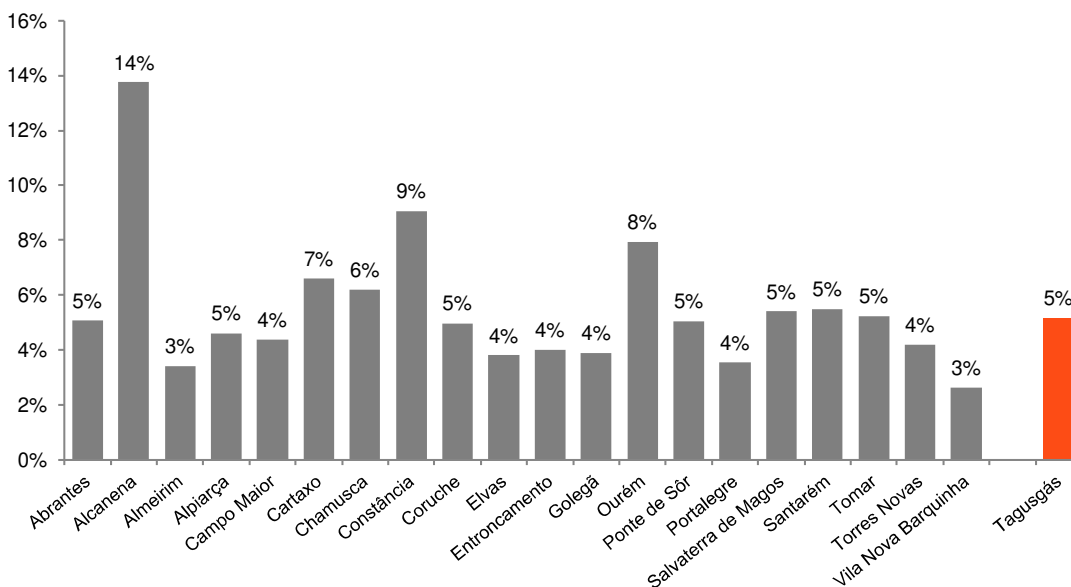


Fonte: Pordata

Figura 20 - Poder de compra e salário médio por concelho

Em seguida é apresentado o peso da indústria transformadora no tecido empresarial (empresas não financeiras) da área de concessão da Tagusgás. Este tipo de empresas representa uma importante percentagem do volume distribuído quando integram a carteira de clientes da Tagusgás. Conforme se pode verificar, os concelhos de Alcanena, Constância e Ourém são os que apresentam um maior peso da indústria transformadora no tecido empresarial, enquanto que Almeirim e Vila Nova da Barquinha são os que apresenta um menor peso. A área de concessão da Tagusgás contribui com cerca de 5% da indústria transformadora nacional.

Peso da indústria transformadora no tecido empresarial (%)



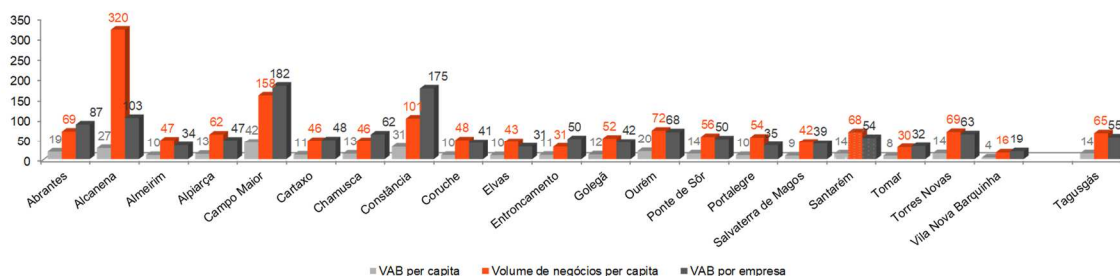
Fonte: Pordata

Figura 21 - Peso da indústria transformadora por concelho

O gráfico seguinte apresenta o Valor Acrescentado Bruto *per capita* empregada, o Valor Acrescentado Bruto por empresa e o Volume de Negócios *per capita* empregada nos concelhos da área de concessão da Tagusgás. Da análise pode-se concluir que os concelhos de Alcanena, Campo Maior e Constância são aqueles que apresentam indicadores mais elevados, em contraste com Tomar e Vila Nova da Barquinha onde os indicadores são mais baixos.

O VAB produzido na Área de Concessão da Tagusgás representa cerca de 3% do VAB nacional.

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



Fonte: Pordata

Figura 22 – VAB e VN per capita e VAB por empresa por concelho



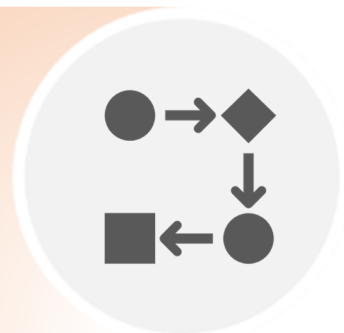
Em síntese

- O estado atual de maturidade do mercado;
- 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;
- O desafio da transição energética para as redes de distribuição quanto à injeção de gases renováveis a definir no novo quadro nacional para a energia e clima;
- 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 será visível nos capítulos 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).

07 Enquadramento da gestão de projetos de investimento



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-Sistema de Cadastro e Georreferenciação e SGA-Sistema de Gestão de Ativos.

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 (e num futuro próximo, gases renováveis) 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 materializa 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 significativo nos custos operacionais;
- Da adequação da componente técnica e operacional no sentido de garantir a flexibilidade da infraestrutura atual para o processo de transição energética.



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.

07.1 Tipologia de projetos de investimento

A atividade de distribuição de gás é tipicamente suportada pelas seguintes tipologias 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 gás-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 gás a novos clientes através:

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



❖ Investimento em outras infraestruturas de distribuição

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.

07.2 Projetos de investimento em DN | Ligação de novos PA

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

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

❖ Segmento de mercado com consumo anual inferior a 10 mil m³

Considerando por um lado os normativos em vigor, nomeadamente o conjunto de regras e obrigações previstas no RRC, e por outro, a volatilidade da variável "volume de GN" que apesar de constituir um dos *drivers* críticos de referência do impacto do investimento nas tarifas pode conduzir a análises enviesadas²³, os ORD 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

²³ Pela diferença na magnitude da ordem de grandeza dos consumos domésticos unitários (que correspondem a mais de 98% do número de pontos de entrega), vs. os consumos industriais e terciários (2% dos pontos de entrega, mas 80% do consumo total)

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 interações 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.

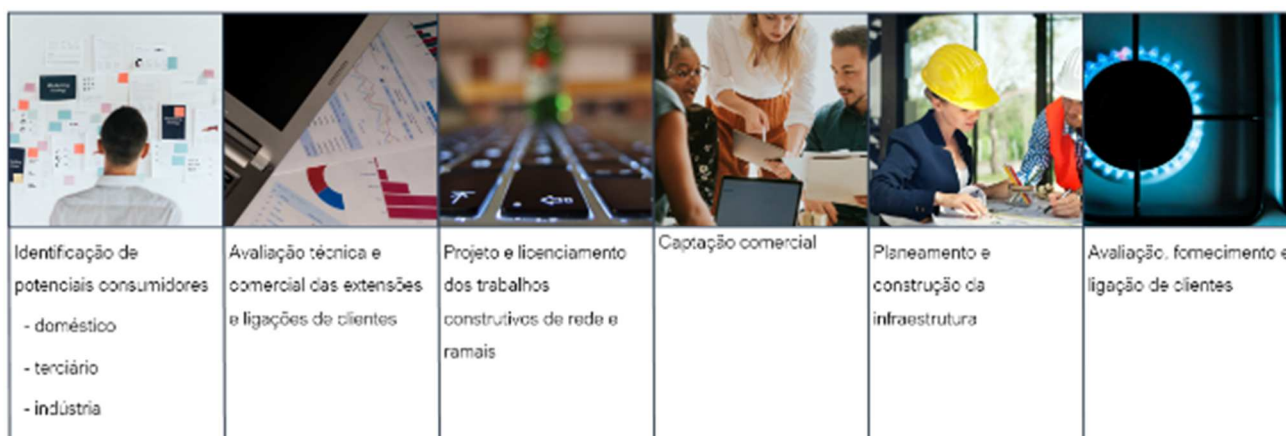


Figura 23 - Framework de investimento

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 *BackOffice* 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 técnicas específicas do setor gasista. Neste sentido o projeto de

desenvolvimento da atividade de distribuição tem contribuído positivamente para a sociedade e a economia nacional²⁴.

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.

Investimento DN / novo cliente ligado (€)

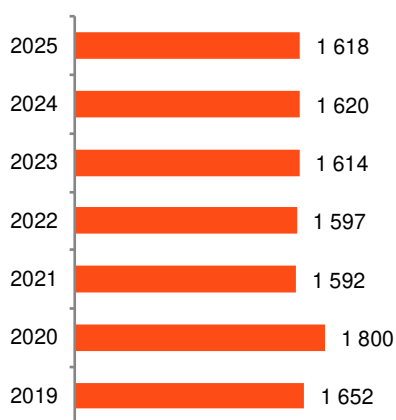


Figura 24 - Investimento em DN por cliente

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 ORD e potenciais futuras expansões e atividades hde saturação.

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

- A tipologia da instalação do cliente (segmento novo ou existente);

²⁴ Conforme mencionado no ponto 7.3

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

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

Rede / Cliente (mt)

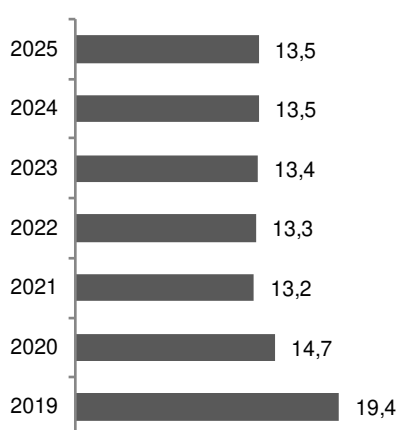


Figura 25 - Evolução dos metros de rede por cliente



❖ 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 sistema todo o consumo deste segmento de mercado.

É reconhecido o impacto positivo e a mais-valia deste mercado para o desempenho tarifário e para a consequente sustentabilidade do sistema, ao mesmo tempo que contribui para o aumento da competitividade das empresas e o contínuo desenvolvimento económico, social e ambiental do país.

Contudo, a abordagem a este mercado enfrenta vários constrangimentos e contingências que dificultam a captação dos clientes, nomeadamente:

- Encargos de ligação à rede;
- Custo de transformação das instalações e dos equipamentos para GN;
- Concorrência de outras opções tecnológicas;
- Desequilíbrio concorrencial com outras fontes de energias;
- Falta de incentivo dos diversos agentes de mercado (comercializadores livres).

Ainda assim, no âmbito da atuação da GGND, é mantido um acompanhamento permanente do desenvolvimento regional, no sentido de manter um registo atualizado da evolução do tecido empresarial. Este acompanhamento permite a interação com este mercado com objetivo de promover a ligação dos clientes ao sistema, na maioria dos casos, com encargos marginais face ao retorno positivo que terão para todos os consumidores atuais e futuros.

07.3 Projetos de investimento de Conformidade

07.3.1 Investimento em outras infraestruturas

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 à substituição destes ativos do sistema de distribuição de GN.

07.3.2 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, ou ainda por necessidade de adequar os sistemas de informação do negócio (Sistema de Gestão Comercial, Sistema de Gestão de Ativos e demais sistemas de suporte à atividade da empresa) à evolução do mercado e da tecnologia mas igualmente às exigências de novos requisitos que decorrem das alterações dos Regulamentos ou procedimentos (RRC, RQS, guia de medição, entre outros) promovidas pelo Regulador.

07.4 Projetos de investimento de convergência

Esta tipologia de projeto de investimento surge com a necessidade de preparar as infraestruturas de distribuição para a incorporação gradual de gases renováveis e o seu planeamento depende da evolução do desenvolvimento das medidas previstas no PNEC 2030, nomeadamente quanto à regulamentação da injeção de gases renováveis na RNDGN.

Trata-se de um investimento necessário para alavancagem inicial do processo de transição para assegurar a preparação e a incorporação de gases renováveis nas infraestruturas de distribuição, permitindo maior flexibilidade dos ativos para a eventual necessidade de adaptação de novas tecnologias subjacentes à utilização de gases renováveis

08 Previsão de consumos de gás





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 PA associados ao plano de investimento. Apesar do esforço comercial dirigido ao setor industrial, na captação de novos volumes, por prudência nas projeções, nomeadamente ao nível do impacte na tarifa num cenário mais desfavorável e da eficiência do investimento em ligação de novos consumidores, apenas foram considerados novos clientes nos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>). A eventual ligação de novos grandes consumidores tem um impacte marginal no investimento face ao volume aportado.
- Pela redução de pontos de consumo por rescisão de contrato. Foi somente considerada a saída de pontos de consumo dos segmentos residencial, terciário e pequena indústria ligados à rede (correspondentes aos níveis tarifários BP< e BP>). Admite-se que as saídas e as entradas de consumidores de outros níveis de pressão, em termos de volumes, se compensam, o que está refletido no comportamento relativamente estável dos consumos abastecidos pelas redes de distribuição ao longo dos últimos anos.

❖ **Perfil de consumo unitário por nível de pressão**

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

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

Para limitar o impacte das variações anuais dos consumos médios devidos a fatores conjunturais, nomeadamente quanto à variação das condições climatéricas, foi considerado, para efeito de projeções, um valor de

consumo médio apurado com base na média dos valores reais verificados no período 2015-2019 para cada concelho. Este constitui o cenário base para efeito de avaliação descrita no ponto 9.

O acréscimo de consumo induzido pelo investimento de desenvolvimento de negócio previsto no PDIRD-GN 2021-2025 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 investimento²⁵.

08.1 Evolução de consumidores

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

- 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 seguinte.

No âmbito da projeção de novos pontos de consumo a ligar no plano 2021-2025, 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.

²⁵ Conforme capítulo 7 do documento

Quadro 16 - Evolução do número de pontos de abastecimento

Pontos de Abastecimento (#)	2019 ^R	2020 ^E	2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P	2024 ^P	2025 ^P	Total
BP<	1 280	1 001	1 360	1 225	1 160	1 157	1 157	6 059
BP>	41	9	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1 321	1 010	1 360	1 225	1 160	1 157	1 157	6 059

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

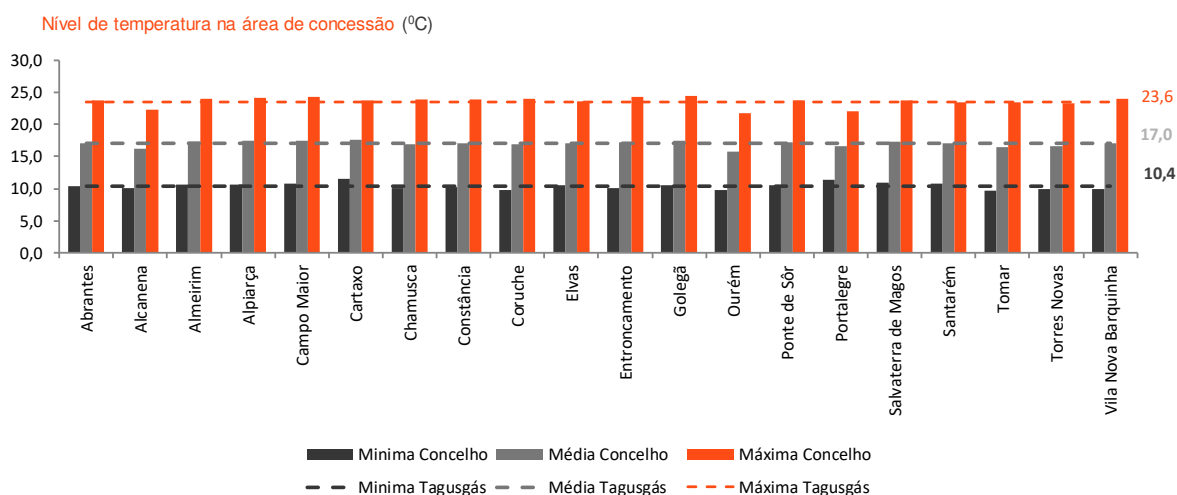
08.2 Pressupostos da procura de GN

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.

❖ Condicionalismos transversais

O **contexto económico** condiciona os níveis de produção com impacto no nível de consumo de gás natural. De referir que em 2018, se registaram os valores de consumo de GN mais elevados no histórico da empresa, tendo a sua redução em 2019 compensada pelo aumento de consumo do mercado empresarial.

As **condições climatéricas** influenciam o consumo médio dos consumidores de gás natural, nomeadamente do segmento residencial.



Fonte: INE

Figura 26 - Níveis de temperatura por concelho

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 verifica-se, 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 17 - Evolução da saída de pontos de abastecimento 2021-2025

Saída de PA (#)	2021	2022	2023	2024	2025	Total
BP<	83	86	89	90	92	440
BP>	0	0	0	0	0	0
MP	0	0	0	0	0	0
Total	83	86	89	90	92	440

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

❖ Condicionalismos regionais

A estrutura da tipologia de consumidores e respetivos consumos que varia conforme a intensidade residencial e do tecido industrial das áreas geográficas dos ORD.

A imagem seguinte ilustra a estrutura do fornecimento de GN por nível de pressão da Tagusgás em 2019.

Estrutura de consumidores GN

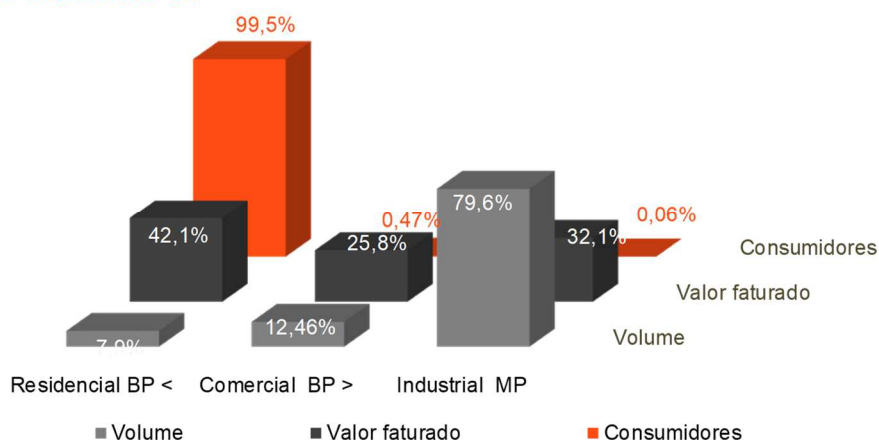






















Figura 27 - Estrutura de clientes na concessão

O nível de cobertura regional das infraestruturas de distribuição de gás natural e a projeção de novos pontos de abastecimento por concelho, depende das infraestruturas de distribuição de GN existentes (conforme já apresentado nos capítulos 5) e do seu nível de utilização. O grau de cobertura geográfica das infraestruturas de distribuição de GN varia de concelho para concelho conforme ilustrado no capítulo 5 (Figura 11).

O quadro seguinte ilustra a evolução esperada do grau de cobertura regional para todos os concelhos abrangidos no plano de investimento.

Quadro 18 - Grau de cobertura regional 2025

	Freguesia com GN - 2019	Freguesia com GN - 2025
 Abrantes	29,7%	34,4%
 Alcanena	21,9%	33,0%
 Almeirim	25,7%	30,4%
 Alpiarça	11,6%	19,0%
 Campo Maior	33,2%	38,4%
 Cartaxo	25,2%	29,2%
 Chamusca	0,0%	0,0%
 Constância	0,0%	0,0%
 Coruche	0,0%	0,1%
 Elvas	27,8%	34,5%
 Entroncamento	45,5%	49,5%
 Golegã	22,6%	49,6%
 Ourém	26,8%	30,0%
 Ponte de Sôr	36,0%	42,8%
 Portalegre	45,4%	48,0%
 Salvaterra de Magos	1,5%	16,2%
 Santarém	27,6%	31,3%
 Tomar	26,2%	29,8%
 Torres Novas	31,5%	34,8%
 Vila Nova Barquinha	40,5%	52,2%
TAGUSGÁS	28,9%	33,8%

As Novas entradas de consumo resultam de novas ligações decorrentes do esforço de expansão e saturação das redes de distribuição na execução dos seus planos de investimento considerados no PDIRD-GN 2021-2025.

Relativamente aos concelhos de Chamusca, Constância e Coruche, importa realçar que o abastecimento apenas é efetuado em polos industriais. Em nenhum dos concelhos se abastece a zona urbana.

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 que se segue reflete o notório

abrandamento do esforço de investimento em ligação de novos pontos de abastecimento.

g

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

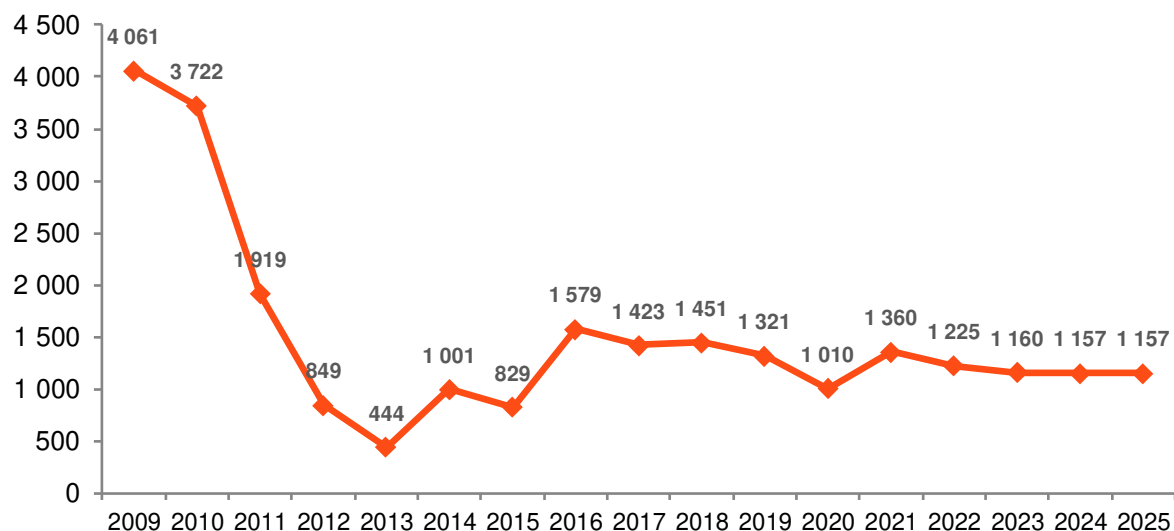


Figura 28 - Evolução do número de pontos de abastecimento na concessão

Para efeitos de projeção de consumos, o consumo médio por nível de pressão é ilustrado no quadro abaixo.

Quadro 19 - Consumo médio por nível de pressão

Consumo médio (MWh/PA)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E	2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P	2024 ^P	2025 ^P
BP<	2,82	2,83	2,82	2,67	2,66	2,76	2,75	2,75	2,74	2,74
BP>	1 043	1 055	1 043	927	956	974	974	974	974	974
MP	38 974	44 633	47 927	46 057	46 057	46 057	46 057	46 057	46 057	46 057
Total	33,19	34,41	35,72	33,94	33,99	33,44	32,57	31,81	31,12	30,46

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

08.3 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, projetando um cenário conservador para a evolução de consumo dos novos pontos de abastecimento previstos no plano de investimento.

Quadro 20 - Projeção de consumo de GN

Fornecimento de GN (GWh)	2016 ^R	2017 ^R	2018 ^R	2019 ^R	2020 ^E	2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P	2024 ^P	2025 ^P
BP<	100	104	107	104	107	114	117	120	123	125
BP>	162	161	177	173	184	192	192	192	192	192
MP	916	1 004	1 078	1 059	1 084	1 084	1 084	1 084	1 084	1 084
Total	1 178	1 269	1 363	1 337	1 375	1 390	1 393	1 396	1 398	1 401

PA (#) e Volume (GWh)

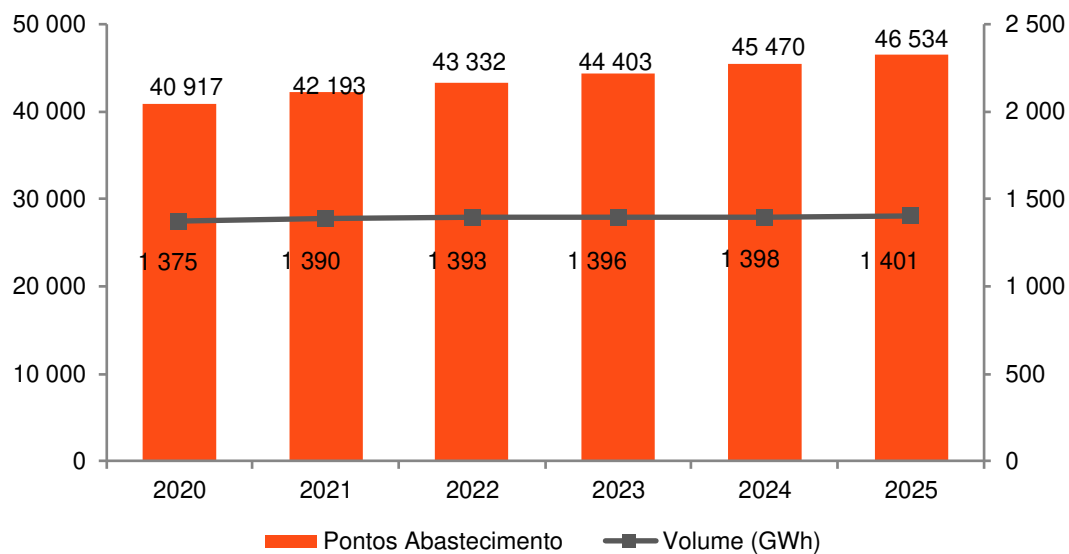


Figura 29 - Evolução dos pontos de abastecimento e volume veiculado

09 Plano de investimento





09.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

O investimento previsto para o quinquénio 2021-2025 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.
- Otimização comercial das redes de distribuição em serviço.
- Reforço da segurança de abastecimento e da eficiência do sistema de distribuição.
- Segurança de pessoas, de bens e do ambiente.
- Qualidade de serviço exigível à operação de distribuição.
- Otimização da eficiência das operações da atividade de distribuição de gás.
- Sustentabilidade do sistema tarifário e do setor de distribuição.
- 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.
- Otimização e adequação da infraestrutura atual e futura no âmbito da garantia de flexibilidade da rede atual para fazer face ao processo de transição energética, dentro daquela que será a estratégia para o setor energético, nomeadamente quanto às metas de injeção de hidrogénio.

Os critérios de suporte à seleção de investimento estão enquadrados nos princípios orientadores acima referidos e nos princípios definidos no capítulo 7 (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.



Figura 30 - Princípios determinantes das verbas de investimento

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

09.2 Objetivos e caracterização do plano de investimento

Em conformidade com as tipologias de projeto de investimento definidas no capítulo 7 a estrutura de investimento desagrega-se em:

- Investimento em Desenvolvimento de Negócio (DN) | Ligação de novos Pontos de Abastecimento (PA).
- Investimento de conformidade:
 - Investimento em outras infraestruturas de distribuição.
 - Investimento em outras atividades
- Investimento de convergência.

Quadro 21 - Plano de investimento 2021-2025

Investimento (m€)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Investimento DN - Ligação de clientes	2 166	1 956	1 873	1 874	1 873	9 742
Investimentos em Outras Infraestruturas	212	213	199	191	195	1 010
Investimento em Outras Atividades	670	154	252	259	256	1 591
Total Investimento	3 047	2 324	2 324	2 324	2 323	12 342
Investimento não remunerado	46	30	27	25	26	155
Total Investimento remunerado	3 001	2 293	2 297	2 299	2 297	12 187

O impacto do plano de investimento nas tarifas não é total, estando 155 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 gás²⁶.

A distribuição do investimento previsto para o período 2021-2025 pelas tipologias de projeto é a seguinte:

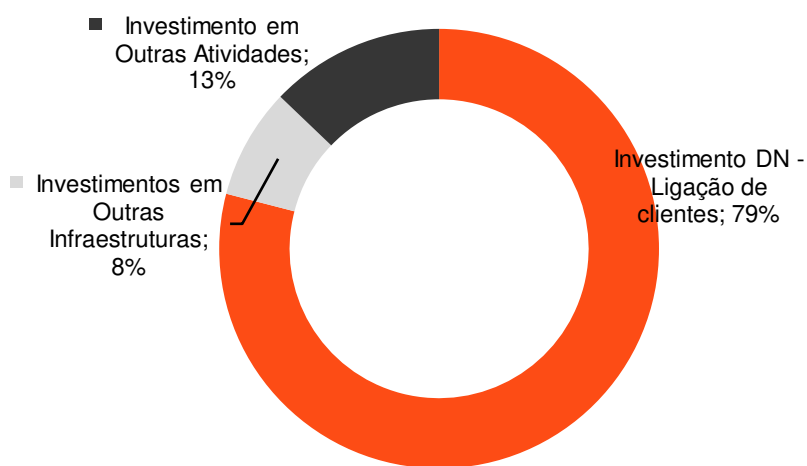


Figura 31 - Plano de investimento 2021-2025

²⁶ Conforme capítulo 09.2.3 do documento

09.2.1 Investimento em DN | projeto de ligação de novos PA

Em termos agregados os valores de investimento são apresentados no quadro seguinte e materializam-se no acréscimo de 6.059 novos pontos de consumo com a construção de 81 quilómetros rede de distribuição e 2.784 ramais nos 18 concelhos da concessão durante o quinquénio 2021-2025.

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

Quadro 22 - Investimento em DN 2021-2025

Investimento DN - Ligação clientes (m€)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Rede Secundária	1 027	944	909	913	911	4 704
Ramais	346	299	296	296	296	1 534
Infraestruturação / clientes	565	508	472	470	470	2 485
<i>Conversão</i>	459	412	376	374	374	1 995
<i>Reconversão</i>	106	95	96	96	96	490
Contadores / cadeias medida	213	191	181	181	181	947
TPE's	14	14	14	15	14	72
Total	2 166	1 956	1 873	1 874	1 873	9 742

Quadro 23 - Agregados operacionais DN 2021-2025

Agregados operacionais	Unidade	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Novos clientes de GN	#	1 360	1 225	1 160	1 157	1 157	6 059
Rede Secundária (kms)	km	18	16	16	16	16	81
Ramais (#)	#	638	541	535	535	535	2 784
Infraestruturação / clientes	#	1 162	1 043	978	975	975	5 133
<i>Conversão</i>	#	847	761	693	690	690	3 681
<i>Reconversão</i>	#	315	282	285	285	285	1 452

Quadro 24 - Métricas operacionais 2021-2025

Métricas operacionais	Unidade	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Inv DN / Cliente	€ / PA	1 592	1 597	1 614	1 620	1 618	1 608
Rede / Cliente	mts / PA	13,2	13,3	13,4	13,5	13,5	13,4
Cientes / km rede	PA / km	76	75	75	74	74	75
Cientes / Ramal	PA	2,13	2,26	2,17	2,16	2,16	2,18

Quadro 25 - Custos unitários de ligação de clientes 2021-2025

Custos unitários	Unidade	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Rede	€/ metro	58,2	58,9	59,3	59,4	59,4	59,0
Ramal	€	543,1	552,1	553,4	554,0	553,7	551,3
Infraestruturação	€	486,6	486,7	482,4	482,2	482,2	484,0
<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	€	20,44	20,31	20,13	20,13	20,13	20,23

❖ Análise de custos unitários

Rede e Ramais

Nos últimos anos tem-se verificado um agravamento dos custos unitários das redes e dos ramais, observável no quadro seguinte, 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 26 - Custos unitários de construção de rede e ramais

Custos unitários	Unidade	2016^R	2017^R	2018^R	2019^R	2020^E	2021^P	2022^P	2023^P	2024^P	2025^P
Rede	€/ mt	49,5	51,1	44,6	49,2	58,2	58,2	58,9	59,3	59,4	59,4
Ramal	€	295,6	294,7	263,1	291,3	533,9	543,1	552,1	553,4	554,0	553,7

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 €, para respetivamente, a reconversão e a conversão.

09.2.2 Investimento em infraestruturas de distribuição

Em termos agregados os valores de investimento estão apresentados no quadro seguinte:

Quadro 27 - Investimento em outras infraestruturas 2021-2025

Investimentos em Outras Infraestruturas (m€)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Rede Primária (outros: Servidões, ...)	25	25	20	20	20	110
RS - Anelagens e Reestruturação	110	112	112	112	112	559
Rede Secundária - PRP	20	20	20	20	20	100
Rede Secundária - Outros	55	55	46	37	42	235
TPE's	1,1	1,2	1,2	1,3	1,2	6
Total	212	213	199	191	195	1 010

A principal rubrica de investimento consiste na anelagem e reestruturação de rede de distribuição para garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço representando cerca de 55% do total. Os investimentos nas restantes rubricas revelam grande estabilidade e valores muito controlados. Mais concretamente, estão previstas intervenções ao nível da proteção catódica, anelagens e reforço da infraestrutura ao nível de PRM e PRP.

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

09.2.3 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.

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

Quadro 28 - Investimento em outras atividades 2021-2025

Investimento em Outras Atividades (m€)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Renovação contadores	36	12	8	5	6	68
Investimento remunerado	18	7	4	3	4	35
Investimento não remunerado	18	6	4	2	3	33
Sistemas Informação	78	30	181	30	106	426
Edifícios e construções	10	10	10	10	10	50
Proj. Cadastro	35	35	14	14	14	112
Equipamento de Transporte	444	18	0	174	87	723
Outros	67	49	39	25	32	212
Total	670	154	252	259	256	1 591

A rubrica "Outros" engloba investimento relativo a *Upgrade* da base cartográfica, aquisição de ferramentas e equipamentos técnicos, para assegurar a reposição de equipamentos de monitorização ou segurança, como detetores de gás, detetores de CO, TPL (terminais portáteis de leitura) para a nova versão do sistema de leituras e armários para os veículos dos técnicos para arrumação e por segurança no transporte.

"Equipamento de Transporte" corresponde à renovação da frota de viaturas ao serviço da empresa.

Relativamente aos sistemas de informação, em que o maior impacto se verifica no ano de 2023 devido ao plano de atualização da infraestrutura tecnológica, são responsáveis por um investimento médio anual de 85 mil euros, substancialmente inferior ao que se verificou no histórico.

Verifica-se também que **4%** do valor do investimento desta tipologia se deve ao projeto de renovação de contadores. Apesar de ainda residual, esta necessidade decorre do 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 ORD do Grupo GGND na inclusão do investimento em contadores no RAB para efeito de apuramento dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de GN. De facto, o contador é um ativo crítico do sistema de distribuição de GN que sela a relação entre o cliente, o comercializador e o ORD pelo que deveria ser considerado como ativo regulado e remunerado.

A interpretação restritiva que tem sido feita da legislação, em particular da Lei nº23/1996, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pela Lei nº12/2008, de 26 de fevereiro, cria uma situação de incoerência entre as obrigações de qualidade e fiabilidade da medição, acometidas às distribuidoras nas suas concessões e licenças, e o reconhecimento para efeitos de remuneração dos investimentos nos equipamentos necessários à consecução daquelas obrigações, também expresso nos contratos de concessão e títulos de licença outorgados às empresas. É uma situação que urge ser ultrapassada repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras.

Adicionalmente sobre esta situação dos contadores, é ainda impreterível referir que, na sequência de alteração legislativa, nomeadamente com a publicação da Portaria 321/2019, de 19 de setembro – aprovou um novo Regulamento do Controlo Metrológico Legal dos Instrumentos de Medição - contemplando, entre outros, uma redução expressiva da periodicidade de verificação dos contadores, de 20 para 12 anos, que em termos de investimento em contadores, portanto ativo não remunerado, perspetiva uma estimativa de despesa adicional média anual de 1 milhão de euros, no universo GGND, durante os próximos 8 anos (transição entre regulamentos), e de 0,6 milhão /ano em “ritmo de cruzeiro”.

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.

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.

09.2.4 Ligações à RNTGN

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

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

09.3 Avaliação do investimento

Os objetivos e benefícios associados ao investimento considerado no PDIRD-GN constam do capítulo de "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 se baseia 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.

	IMPACTE NA TARIFA	
	CAPEX	OPEX
INVESTIMENTO EM DN LIGAÇÃO DE CLIENTES	SIM	SIM
INVESTIMENTO DE CONFORMIDADE	SIM	NÃO
INVESTIMENTO DE CONVERGÊNCIA	SIM	NÃO

Figura 32 – Impacto na tarifa por tipo de investimento

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.

09.3.1 Evolução dos principais indicadores

❖ Investimento unitário por PA

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

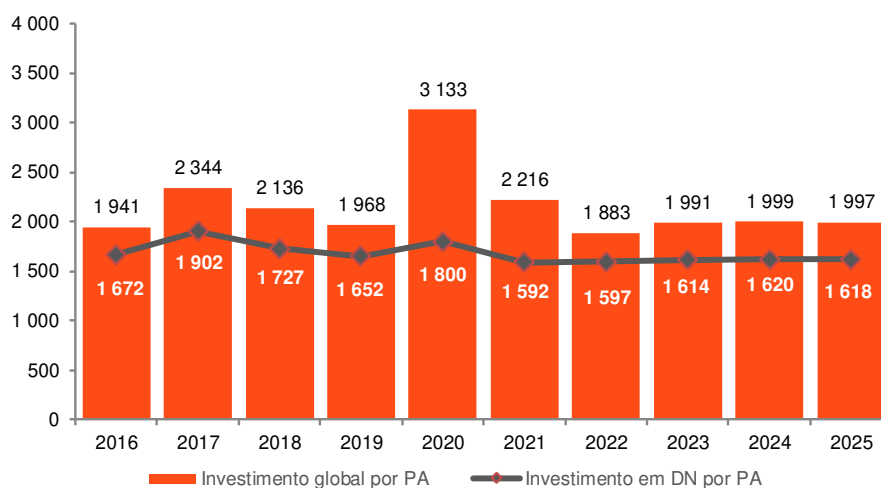


Figura 33 - Investimento por ponto de abastecimento

Nas ligações de novos PA, 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 estável, de aproximadamente 1600 euros 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)

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

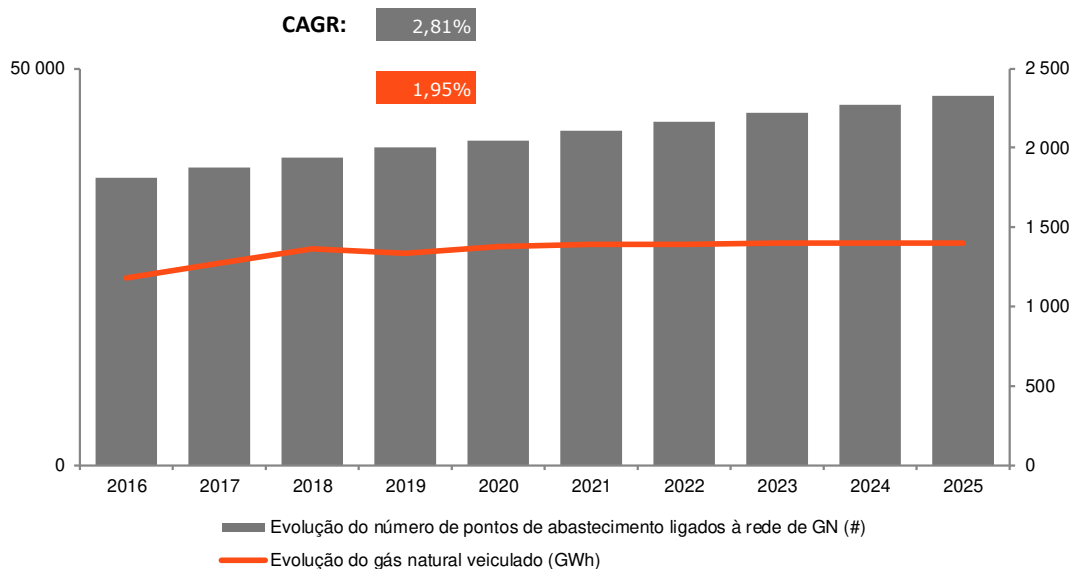


Figura 34 - Evolução de pontos de abastecimento e volume de GN

❖ 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. Conforme já referido anteriormente, o ano de 2018 apresentou um acréscimo de consumo decorrente do efeito de temperatura ao longo desse período, que se materializou essencialmente no consumo doméstico.

Como se pode observar, na projeção 2021-2025 foi considerado um consumo médio inferior a esse elevado registo, de forma a garantir uma abordagem conservadora.

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

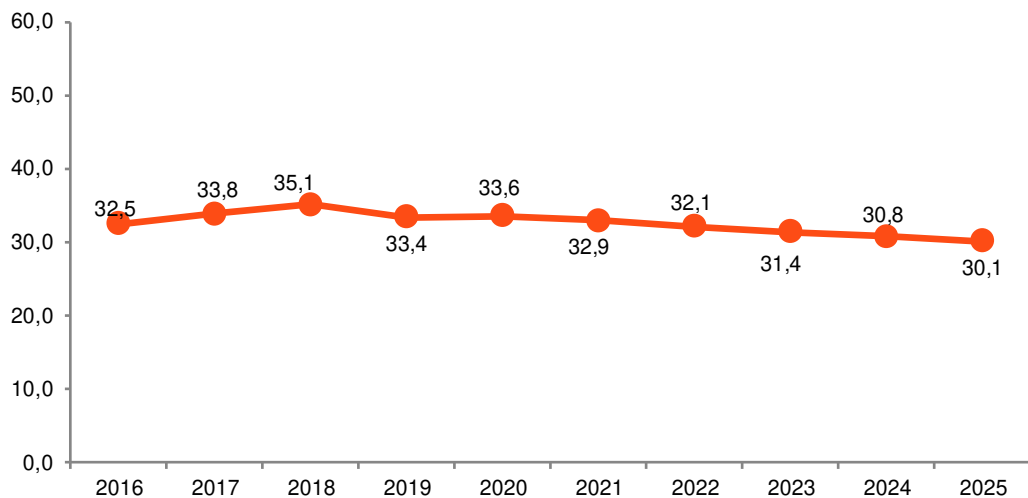


Figura 35 - Evolução do GN distribuído por ponto de abastecimento

❖ **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. Progressivamente o valor unitário do RAB vai-se reduzindo com impacte decrescente nos proveitos permitidos a suportar pela tarifa.

RAB / PA (€)
RAB / VOLUME (m€ / GWh)

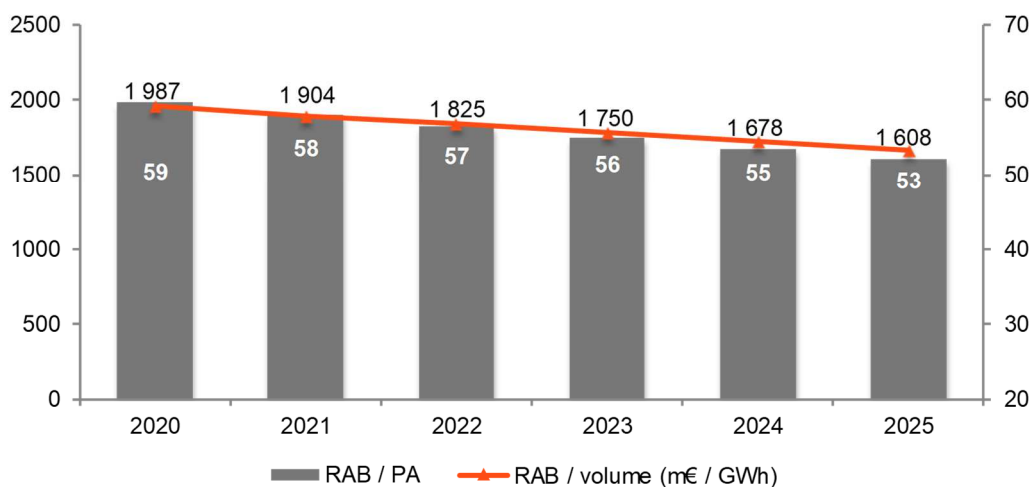


Figura 36 - Evolução do valor do ativo por ponto de abastecimento e volume

❖ Evolução TOTEX unitário por ponto de abastecimento

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

TOTEX unitário por cliente abastecido (€ / PA)

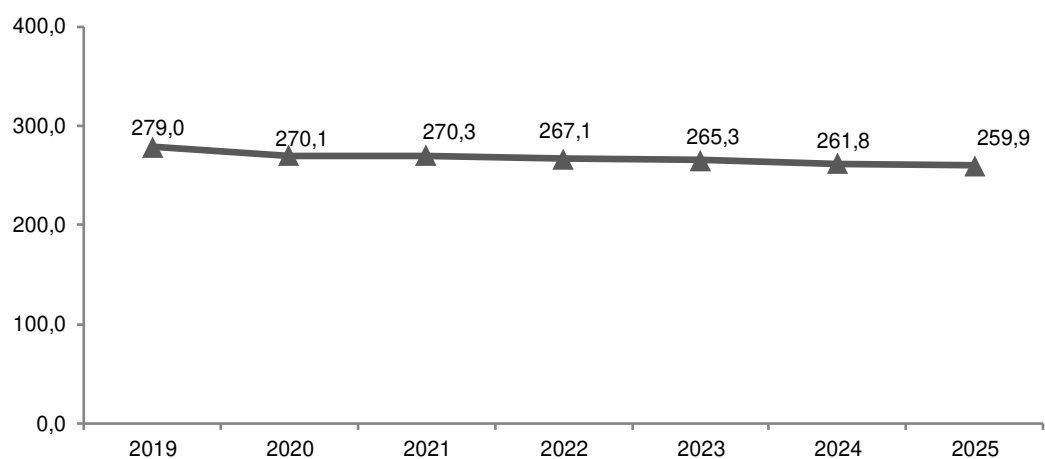


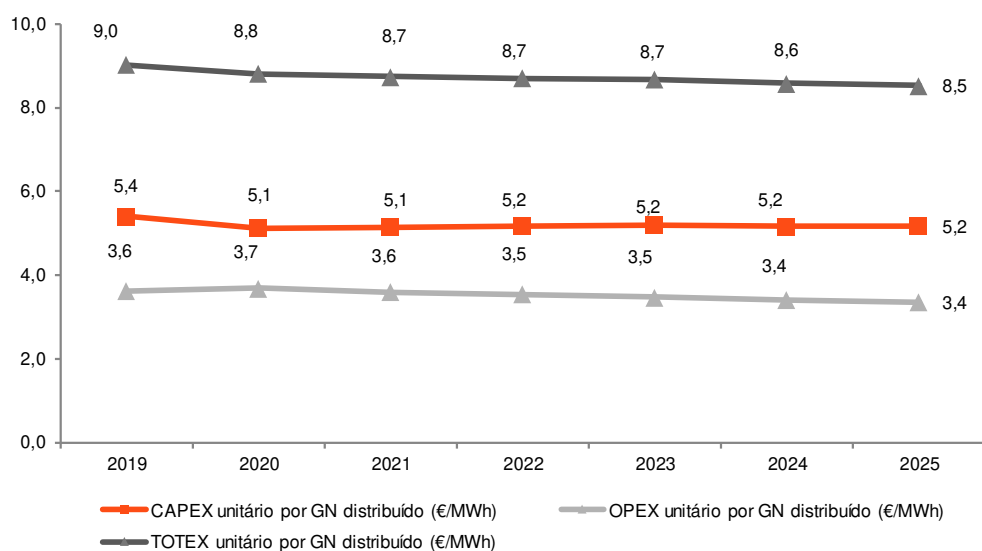
Figura 37 - Evolução do TOTEX unitário por cliente abastecido

❖ Evolução CAPEX, OPEX e TOTEX unitários por gás natural distribuído

Tal como no indicador anterior, também ao nível da energia se verifica que os custos para o sistema tarifário de uso da rede de distribuição assumem a tendência decrescente.

Esta tendência decrescente merece especial relevância por estarmos num cenário de grande otimização ao nível dos custos, decorrente dos exigentes parâmetros de eficiência estabelecidos pela ERSE desde o início da atividade regulatória.

Figura 38 - Evolução do custo unitário €/MWh



09.3.2 Avaliação global do impacto do plano

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

- o A projeção do investimento total para 2021-2025

- A informação publicada pela ERSE para o ano gás 2019-2020²⁷
- A entrada em serviço do ativo no ano da realização do investimento.

Os pressupostos de suporte à avaliação constam do anexo 08.4.

Quadro 29 – Pressupostos para a avaliação

	2020
RAB (m€)	81 320
Taxa de remuneração do ativo	5,20%
Amortizações do exercício (m€)	3 118
CAPEX (m€)	7 347
OPEX (m€)	3 455
TOTEX (m€)	10 802
Volume (MWh)	1 374 925
TOTEX / MWh	7,86 €

O gráfico seguinte ilustra a evolução do diferencial acumulado do custo por unidade de energia com o investimento previsto na proposta de PDIRD-GN. Confirma-se ao longo de todo o período uma 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.

²⁷ ERSE – “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano gás 2019-2020” - junho 2019

Δ% Diferencial acumulado de custo unitário

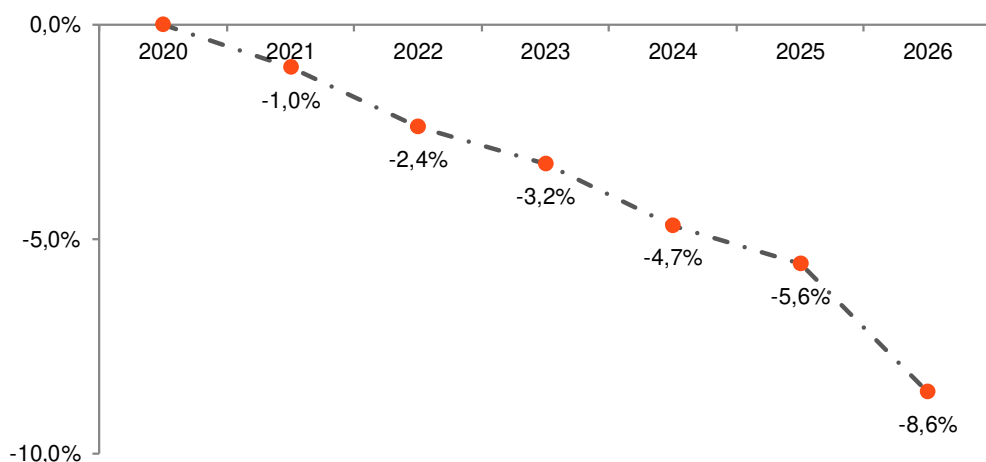


Figura 39 - Impacte no custo unitário de energia 2021-2025

Em 2026²⁸ o custo unitário é de **7,18 €/MWh** o que representa uma redução unitária de 0,67€ (-9%) face ao valor de partida de **7,86 €/MWh** do ano de 2020.

O quadro que se segue ilustra o cenário base, resultante das previsões da empresa, tendo sido ainda considerados cenários alternativos, mediante 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.

Cenário Base: pressupõe consumo médio unitário apurado com base na média dos valores reais verificados no período 2015-2019 para cada concelho. Esta premissa visa limitar o impacte das variações anuais dos consumos médios devidos a fatores conjunturais, nomeadamente quanto à variação das condições climáticas.

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

²⁸ Ano cruzeiro

O **cenário I** pressupõe um consumo unitário por ponto de abastecimento, a partir do ano de 2020, 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 2019 se manterá durante o período 2020 a 2025.

No **cenário III** pressupõe-se que o volume total do ano de 2019²⁹ se manterá constante nos anos seguintes.

Os cenários II e III correspondem aos cenários utilizados pela ERSE na avaliação dos anteriores PDIRD-GN 2017-2021 e 2019-2023.

²⁹ Ano fechado

Quadro 30 – Cenário e Análises de Sensibilidade

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RAB (m€)	81 320	80 317	79 079	77 706	76 278	74 804	71 436
Taxa de remuneração do ativo	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%
Amortizações do exercício (m€)	3 118	3 174	3 168	3 225	3 219	3 275	3 216
CAPEX (m€)	7 347	7 350	7 280	7 266	7 186	7 165	6 931
Cenário base do PDIRD 2021-2025							
OPEX (m€)	3 455	3 458	3 401	3 342	3 285	3 229	3 133
TOTEX (m€)	10 802	10 808	10 681	10 608	10 471	10 394	10 064
Volume (MWh)	1 374 925	1 389 684	1 392 750	1 395 574	1 398 305	1 401 027	1 401 027
TOTEX / MWh	7,86	7,78	7,67	7,60	7,49	7,42	7,18
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	-0,08 €	-0,11 €	-0,07 €	-0,11 €	-0,07 €	-0,24 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	-1,01%	-1,39%	-0,88%	-1,49%	-0,93%	-3,17%
Diferencial acumulado de custo unitário	- € -	0,08 € -	0,19 € -	0,26 € -	0,37 € -	0,44 € -	0,67 € -
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	-1%	-2%	-3%	-5%	-6%	-9%
CENÁRIO I							
CAPEX (m€)	7 347	7 350	7 280	7 266	7 186	7 165	6 931
OPEX (m€)	3 455	3 422	3 366	3 308	3 252	3 196	3 101
TOTEX (m€)	10 802	10 772	10 646	10 574	10 437	10 361	10 032
Volume (MWh)	1 374 925	1 289 162	1 292 519	1 295 591	1 298 563	1 301 525	1 301 525
TOTEX / MWh	7,86	8,36	8,24	8,16	8,04	7,96	7,71
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,50 €	-0,12 €	-0,07 €	-0,12 €	-0,08 €	-0,25 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	6,36%	-1,43%	-0,91%	-1,52%	-0,96%	-3,18%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,50 €	0,38 €	0,31 €	0,18 €	0,10 € -	0,15 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	6%	5%	4%	2%	1%	-2%
Cenário II							
CAPEX (m€)	7 347	7 350	7 280	7 266	7 186	7 165	6 931
OPEX (m€)	3 455	3 444	3 388	3 330	3 273	3 217	3 121
TOTEX (m€)	10 802	10 795	10 668	10 596	10 458	10 382	10 052
Volume (MWh)	1 374 925	1 352 103	1 355 322	1 358 268	1 361 117	1 363 957	1 363 957
TOTEX / MWh	7,86	7,98	7,87	7,80	7,68	7,61	7,37
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,13 €	-0,11 €	-0,07 €	-0,12 €	-0,07 €	-0,24 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	1,62%	-1,41%	-0,89%	-1,50%	-0,94%	-3,18%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,13 €	0,01 € -	0,06 € -	0,17 € -	0,25 € -	0,49 € -
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	2%	0%	-1%	-2%	-3%	-6%
Cenário III							
CAPEX (m€)	7 347	7 350	7 280	7 266	7 186	7 165	6 931
OPEX (m€)	3 455	3 439	3 381	3 322	3 264	3 208	3 113
TOTEX (m€)	10 802	10 789	10 662	10 588	10 450	10 373	10 043
Volume (MWh)	1 374 925	1 337 113	1 337 113	1 337 113	1 337 113	1 337 113	1 337 113
TOTEX / MWh	7,86	8,07	7,97	7,92	7,82	7,76	7,51
Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	0,00 €	0,21 €	-0,10 €	-0,05 €	-0,10 €	-0,06 €	-0,25 €
Δ% Diferencial de custo unitário face ao ano anterior	-	2,71%	-1,18%	-0,69%	-1,30%	-0,74%	-3,18%
Diferencial acumulado de custo unitário	- €	0,21 €	0,12 €	0,06 € -	0,04 € -	0,10 € -	0,35 €
Δ% Diferencial acumulado de custo unitário	-	3%	1%	1%	-1%	-1%	-4%

O gráfico seguinte ilustra a evolução do custo total por unidade de volume de GN veiculado. No final do período verifica-se, em qualquer dos cenários, uma diminuição do proveito unitário, o que é favorável para a tarifa de URD. Apenas o cenário I apresenta uma subida marginal no ano 1, decorrente do diferencial do pressuposto de consumo assumido para esse cenário, verificando-se nos anos seguintes um comportamento de descida similar aos restantes cenários.

TOTEX / MWh (euros)

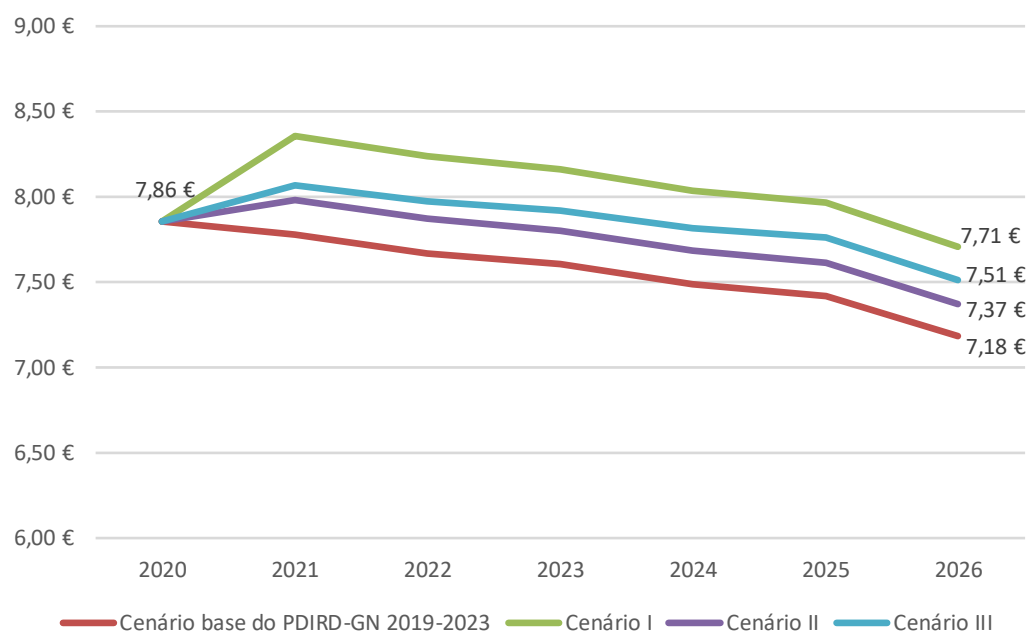


Figura 40- Evolução do TOTEX por MWh

09.3.3 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 31 - Investimento por ponto de abastecimento por concelho

Projetos	Investimento (m€)	Volume adicional ano cruzeiro (GWh)	PA	Investimento por PA (€/PA)
Projeto DN - Abrantes	605	0,9	403	1 501
Projeto DN - Alcanena	444	0,6	279	1 592
Projeto DN - Almeirim	489	0,9	307	1 592
Projeto DN - Alpiarça	429	0,6	270	1 587
Projeto DN - Campo Maior	324	0,5	208	1 559
Projeto DN - Cartaxo	502	0,7	300	1 674
Projeto DN - Chamusca	3	0,0	4	775
Projeto DN - Elvas	690	1,1	434	1 590
Projeto DN - Entroncamento	713	0,9	406	1 756
Projeto DN - Golegã	852	0,9	526	1 619
Projeto DN - Ourém	673	2,1	418	1 611
Projeto DN - Ponte Sôr	456	0,8	287	1 588
Projeto DN - Portalegre	406	0,7	267	1 522
Projeto DN - Salvaterra Magos	600	0,7	378	1 588
Projeto DN - Santarém	916	1,6	584	1 569
Projeto DN - Tomar	625	0,8	345	1 813
Projeto DN - Torres Novas	546	0,9	350	1 561
Projeto DN - Vila Nova Barquinha	467	0,7	293	1 594
Total Investimento DN	9 742	15,5	6 059	1 608
Outros investimentos	2 601			n.a.
Investimento global do PDIRD	12 342	15,5	6 059	2 037



Em síntese

As projeções de investimento para o período 2021-2025:

- Reforçam os ativos de distribuição para os novos desafios da transição energética para uma economia de neutralidade carbónica, com o consumo de gases renováveis;
- 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 ORD 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;
- Mantém-se um nível reduzido e estável de dotação orçamental para a ligação de novos clientes para o SNGN cumprindo as metas de eficiência consolidadas no 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 abrangida.

10 Benefícios associados ao investimento previsto





Para os projetos de investimento de conformidade, “Investimento em infraestruturas de distribuição existentes e outras infraestruturas” (tipologia 2) e “Investimento em outras atividades” (tipologia 3) 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, nomeadamente permitindo a sua utilização para veicular gases renováveis, tais como o biometano e o hidrogénio.

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 gás (GN e gases renováveis).
- Promoção racional da cobertura do território nacional com infraestruturas de distribuição de gases (GN e renováveis).
- Desenvolvimento racional e eficiente do mercado de gás (GN e gases renováveis) através da otimização dos ativos estruturantes já realizados com foco na saturação das áreas geográficas dotadas de infraestruturas de distribuição de gás. 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 gás através da compensação da saída de clientes por novos pontos de consumo de gás. A saída de clientes do sistema leva à redução de consumo de gás com impacte negativo na tarifa de uso das redes de distribuição que pode ser compensada com a entrada de novos pontos de consumo.
- Expansão e consolidação das infraestruturas de distribuição, incrementando o mercado potencial para o consumo de gases renováveis.

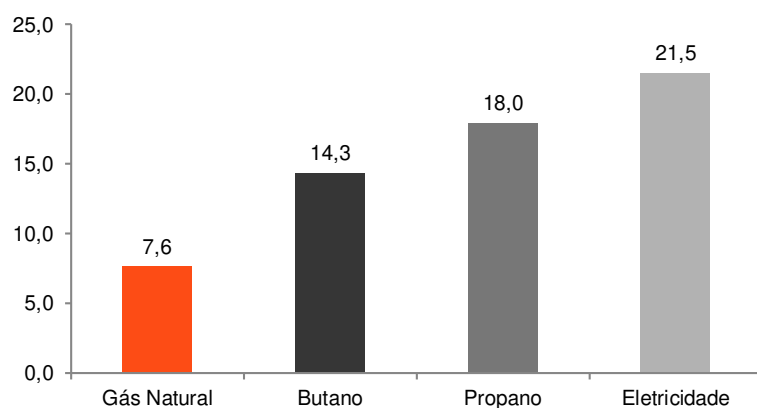
10.1 Dimensão social, do bem-estar e segurança

- 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 (e futuramente de gases renováveis) permitindo às famílias e às indústrias terem o acesso às infraestruturas reguladas de distribuição de gás.
- Alargamento geográfico do serviço público de distribuição de gás possibilitando o acesso ao GN (e futuramente de gases renováveis) 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 gás modernas, da cultura, das obrigações e organização dos ORD).
 - 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.
 - Com elevados padrões de **qualidade de serviço**, (decorrente da própria organização e cultura dos ORD,

nos níveis de qualidade exigidos pela natureza de serviço público e pela regulação).

No anexo 08.3 estão ilustrados os valores dos indicadores da Qualidade de Serviço referente a 2019.

Custo Médio da Energia em Portugal (cent/KWh, 2019)



Fontes: Eurostat, DGE, Linde Gas, Deco Proteste, Galp
Preço de Butano em garrafa e Propano canalizado
Considerada retenção de 10% de gás Butano na garrafa

Figura 41 - Custo médio da energia em Portugal

10.2 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 ORD acabam por ser verdadeiros veículos de desenvolvimento de mercado, mas com meios de atuação limitados para a desejável promoção do GN.

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

10.3 Posicionamento concorrencial com outras energias

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

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

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

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

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

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.



Figura 42 - Comparação entre eletricidade, GN e outras energias

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

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

As regras atuais não possibilitam a promoção do GN para clientes com consumo anual superior a 10 mil m³ que poderiam aportar maiores volumes de GN ao sistema e desta forma contribuir positivamente para as tarifas, quando outras fontes de energia podem ter iniciativas proactivas e agressivas para captar estes clientes sem a concorrência do GN. Por exemplo, oferecendo descontos sobre o produto ou suportando o investimento inicial da instalação mesmo que depois o custo unitário do produto seja mais elevado. Os clientes, nomeadamente do setor industrial, são muito sensíveis a essas condições comerciais que os ORD 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 ORD, orientada para a sustentabilidade do Sistema e para a Competitividade do Gás Natural, repondo algum equilíbrio nas condições de concorrência³⁰ 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

³⁰O mercado e suas condições e regras desequilibradas de cada fonte de energia introduzem distorções na concorrência em detrimento do GN



mais favoráveis que as atuais. É também de referir que estas comparticipações fazem parte do investimento incluído no RAB para efeito de remuneração da atividade de distribuição até ao termo da concessão, o que faz com que os novos e futuros clientes suportarão, através das tarifas de uso da rede de distribuição (URD), as 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.

10.4 Dimensão social e económica do 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 *BackOffice* 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 2021-2025, é esperada a manutenção dos atuais **60 postos de trabalho permanentes** e diretamente ligados a esta atividade.



10.5 Dimensão económica

❖ Orientação dos ativos da distribuição para os gases renováveis

No quadro em curso de transição energética para uma economia neutra em carbono, o cenário com o aproveitamento dos ativos de distribuição de GN, apresenta-se como uma solução economicamente mais vantajosa e permite alcançar os objetivos definidos para 2050.

Como já referido no capítulo 4 e no próprio sumário executivo, este caminho para a descarbonização do sistema energético nacional apresenta uma poupança de 9 mil milhões para a economia Portuguesa face ao cenário de eletrificação a 100%³¹;

O valor de cerca de 1,6 mil milhões de euros dos ativos afetos à Distribuição, ao qual se adicionam o valor dos restantes ativos afetos à cadeia de valor do GN e o valor das instalações e dos equipamentos dos consumidores, alcançamos um montante bastante relevante para a economia do país que não pode ser desperdiçado. Aliás no cenário de uma eletrificação total, ao valor global acima referido ainda teríamos de somar o investimento associado à mudança de equipamentos a gás para eletricidade, à necessária adaptação das instalações dos consumidores e ainda fica a dúvida se não seriam

³¹ Estudo da Afry, "The role of Portuguese gas infrastructure in the decarbonization process"

necessários elevados investimentos na rede elétrica para suportar o significativo aumento de consumo. Estaria em causa uma elevada fatura para a economia nacional.

De acordo com o PNEC 2030:

“Os gases renováveis, em particular o hidrogénio e o biometano, apresentam potencial para desempenhar um papel importante para potenciar a descarbonização de setores da economia que atualmente dispõem de poucas opções tecnológicas alternativas e onde a eletrificação no curto-médio prazo poderá traduzir-se em custos significativos.”

❖ **Impacte direto decorrente do próprio enquadramento do investimento na organização da atividade de distribuição de gás**

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 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 seguinte, 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.

Investimento ligação clientes (mil €)

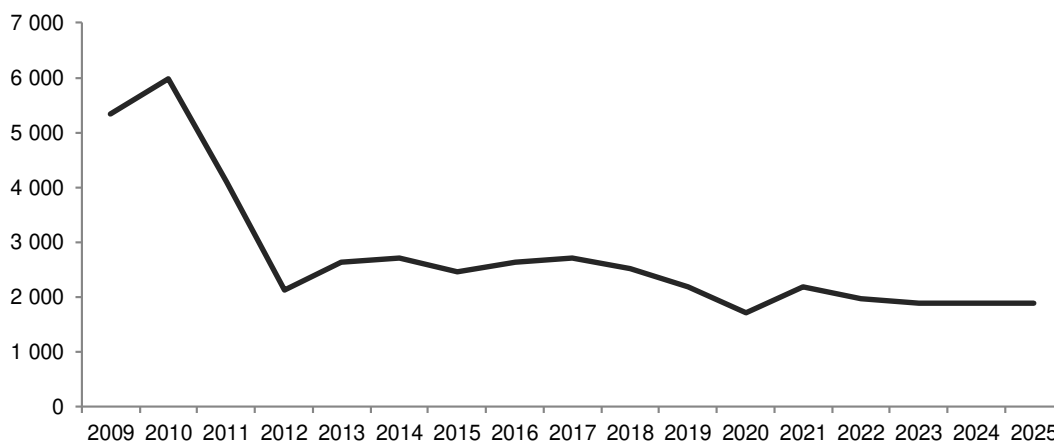
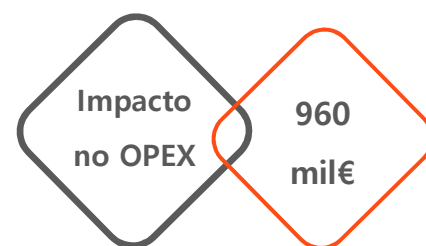


Figura 43 - Evolução no investimento em ligação de clientes

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

Para manter os níveis de serviço atuais da operação corrente, seria necessário um incremento anual de custos na ordem de **960 mil€**, 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 2³²

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

A evolução desacelerada do investimento traduz-se num investimento médio anual para o período do PDIRD-GN 2021-2025 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.**

³² Objetivos do PDIRD-GN

RAB (m€) e Volume (MWh)

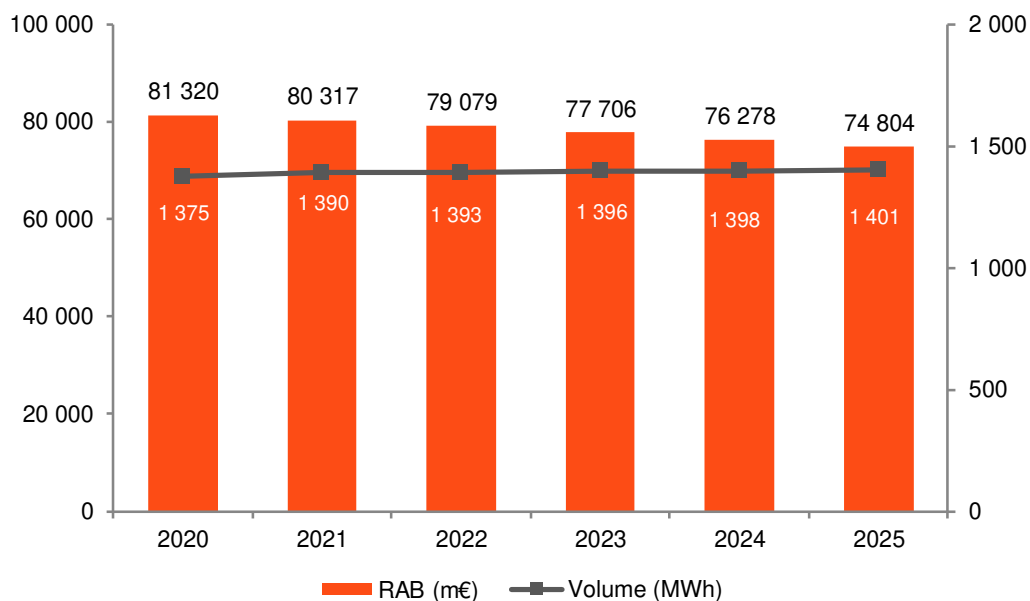


Figura 44 - Evolução da base de ativos regulados e GN distribuído

O gráfico anterior apresenta a relação entre a evolução da base de ativos regulada, sobre a qual incide a taxa de remuneração e que vai diminuindo progressivamente no horizonte do plano de investimento, bem como o volume de gás distribuído que apresenta uma evolução positiva.

Numa fase em que as estruturas dos operadores já apresentam elevados níveis de eficiência, considera-se assinalável a relação de estabilidade do RAB perante o crescimento dos volumes, pressupondo uma tendência de impacto favorável na tarifa de utilização da rede de distribuição.

10.6 Dimensão ambiental

Portugal assumiu o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica³³ até 2050.

A introdução do GN constituiu um passo importante para a redução de emissões de carbono. Ainda hoje, com um ritmo mais moderado de expansão da infraestrutura de distribuição contribui para este desafio, substituindo fontes de energia mais poluentes (GPL, fuelóleo, ...).

³³ Entendida como o balanço nulo entre emissões de GEE (gases de efeito de estufa) e remoções ou sequestro desses mesmos gases

As emissões de GN veiculado pelos ORD a nível nacional representavam em 2017, 6,5% das emissões do país e 0,1% das emissões GEE das 27 nações que constituem a União Europeia. As emissões de Portugal só representam 1,8% das emissões da EU e 0,1% das emissões total registadas ao nível mundial com 49 200 milhões de toneladas de CO₂e (sem LULUCF).



Figura 45 – Emissões de gases com efeito de estufa no mundo, Europa e Portugal³⁴

Com a implementação das ações decorrente do PNEC 2030, quanto à orientação estratégica das infraestruturas de distribuição de GN que permitirão a introdução, distribuição e consumo de gases renováveis nos vários setores da economia, serão potenciados os níveis de redução de emissões de carbono com a maior incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia.

Na fase de transição, a introdução do GN permitirá substituir fontes de energia com mais impactes negativos no meio ambiente, contribuindo positivamente para a **sustentabilidade ambiental**.

³⁴ Fontes: United Nations – Environment Programme – Emissions Gap Report 2018 / Pordata / ERSE

Fator de emissão de CO₂ (ton CO₂/TJ)



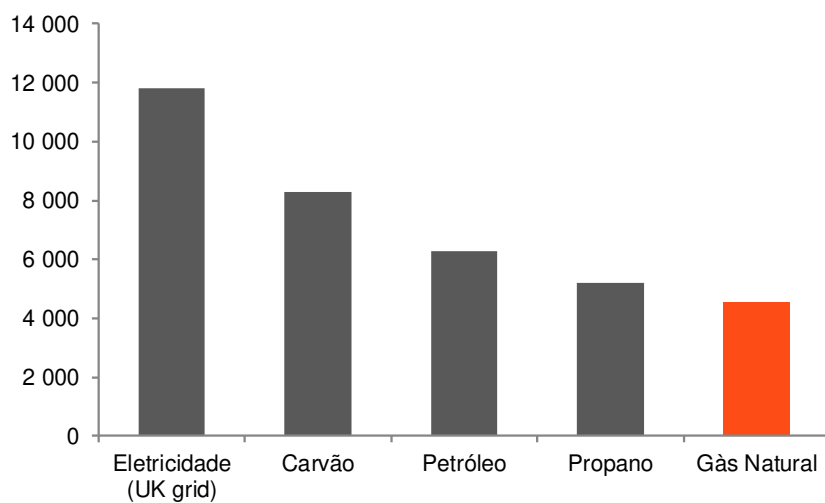
Figura 46 - Emissões de CO₂ por fonte de energia³⁵

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 maior preservação do meio ambiente.

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

³⁵ Fonte: Eurogas

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



Fontes: Eurogás

Figura 47 - Emissões de CO₂ para aquecimento de uma instalação

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.

11 Anexos



ACOMPANHAMENTO DO PDIRD-GN 2019-2023

		2019			
		Real	PDIRD 2019-2023	Δ	
Investimento DN - Ligação de clientes	m€	2 172	2 198	-25	-1%
Outros Investimentos em Infraestruturas	m€	48	100	-52	-52%
Investimento em Outras Atividades	m€	370	780	-410	-53%
Total	m€	2 590	3 078	-487	-16%
INVESTIMENTO DN - LIGAÇÃO DE CLIENTES					
Realização Financeira					
Rede Secundária	m€	1 259	1 282	-23	-2%
Ramais	m€	188	202	-14	-7%
Infraestruturação / clientes	m€	537	692	-155	-22%
Segmento Novo	m€	10		10	
Contadores / cadeias medida	m€	188	22	166	753%
Total	m€	2 182	2 198	-16	-1%
Realização Física Anual					
Clientes ligados	#	1 321	1 121	200	18%
Rede Secundária	kms	26	23	3	12%
Ramais	#	645	630	15	2%
Infraestruturação / clientes	#	1 167	985	182	18%
Métricas operacionais					
Inv DN / Cliente	€/PA	1 652	1 960	-309	-16%
Rede / Cliente	metros / PA	19	20	-1	-5%
Clientes / km rede	PA / km	52	49	3	6%
Clientes / Ramal	PA	2,05	1,78	0,27	15%
Custos unitários					
Rede	€/metro	49,2	55,9	-6,7	-12%
Ramal	€	291,3	320,0	-28,7	-9%
Infraestruturação	€	460,4	702,5	-242,1	-34%
Agregados operacionais					
Pontos Abastecimento Acumulados	#	39 989	39 796	193	0%
BP <	#	39 778	39 606	172	0%
BP >	#	188	167	21	13%
MP	#	23	23		
Volume total	MWh	1 337 113	1 290 289	46 823	4%
BP <	MWh	104 477	108 988	-4 511	-4%
BP >	MWh	173 316	167 584	5 732	3%
MP	MWh	1 059 319	1 013 717	45 601,7	4%

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

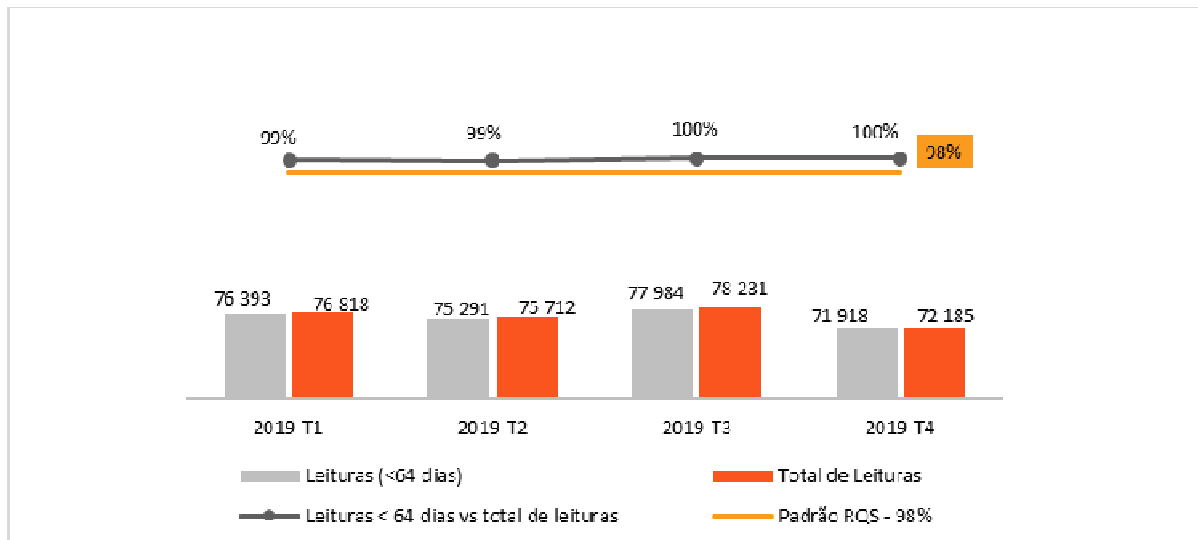
	Pesos 2018	BE de março de 2020						
		Cenário base				Cenário adverso		
		2019	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)
Produto Interno Bruto	100	2,2	-3,7	0,7	3,1	-5,7	1,4	3,4
Consumo Privado	65	2,3	-2,8	1,4	2,9	-4,8	1,8	3,7
Consumo Público	17	0,8	2,1	-1,3	1,0	3,0	-2,0	1,1
Formação bruta de capital fixo	18	6,4	-10,8	2,9	7,9	-14,9	3,4	9,3
Procura Interna	100	2,8	-3,6	1,2	3,4	-5,5	1,4	4,2
Exportações	44	3,7	-12,1	4,2	5,5	-19,1	7,4	5,6
Importações	43	5,2	-11,9	5,5	6,2	-18,7	7,5	7,4
Emprego ^(a)		0,8	-3,5	0,7	1,8	-5,2	1,2	2,8
Taxa de desemprego (nível, %)		6,5	10,1	9,5	8,0	11,7	10,7	8,3
Balança Corrente e de Capital (% PIB)		0,9	2,0	2,4	1,3	2,0	2,9	1,4
Balança de Bens e Serviços (% PIB)		0,4	1,0	0,6	0,2	1,0	1,0	0,3
Índice harmonizado de preços no consumidor (IHPC)		0,3	0,2	0,7	1,1	-0,1	0,5	0,7

Fontes: Banco de Portugal e INE

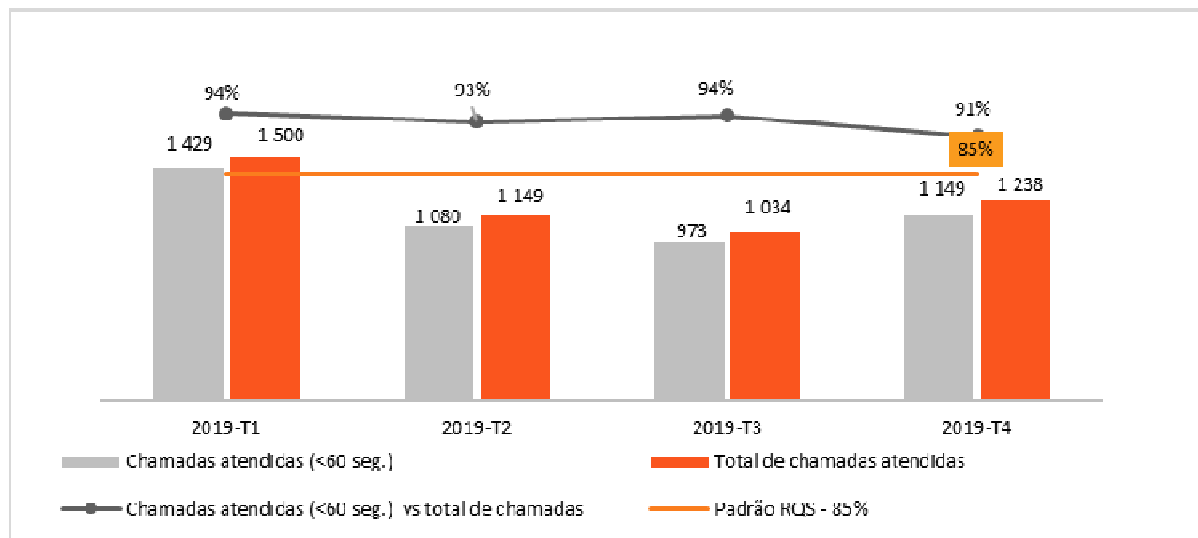
Notas: (p) - projetado; (a) Emprego total em número de indivíduos de acordo com o conceito de Contas Nacionais

INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

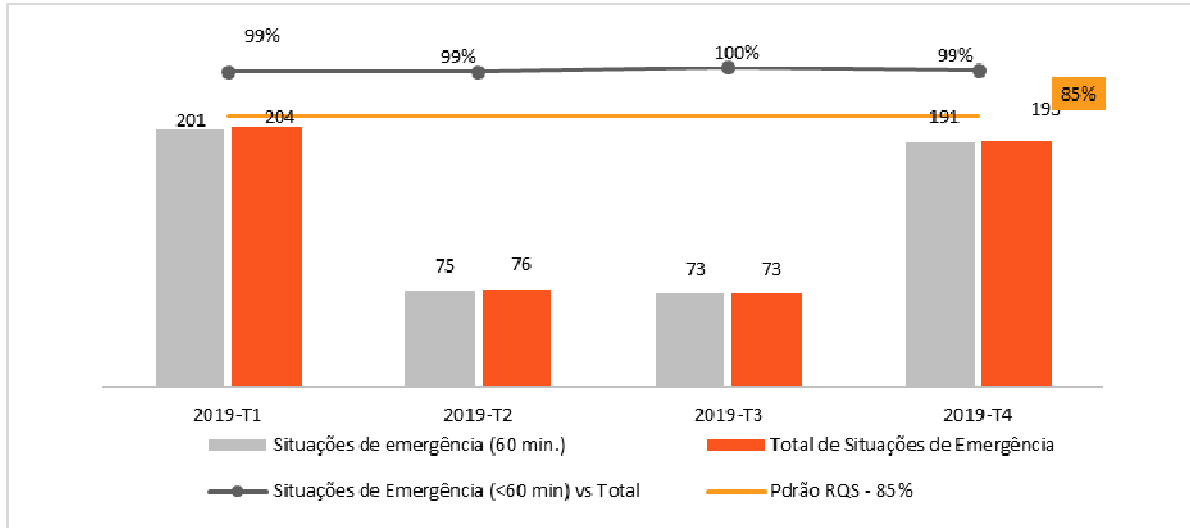
Leituras de contadores (64 dias)



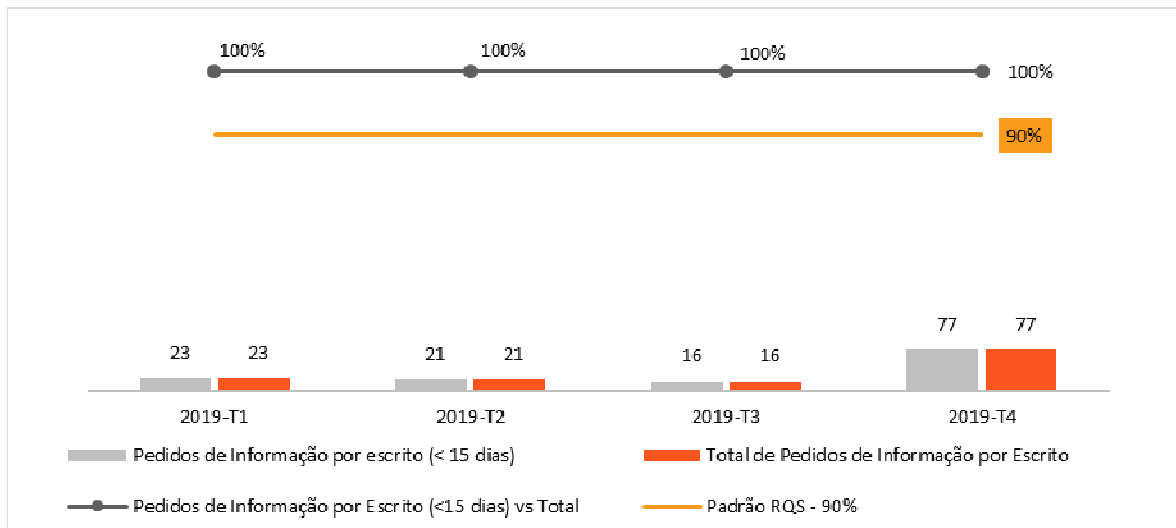
Atendimento telefônico de emergência - Espera em segundos



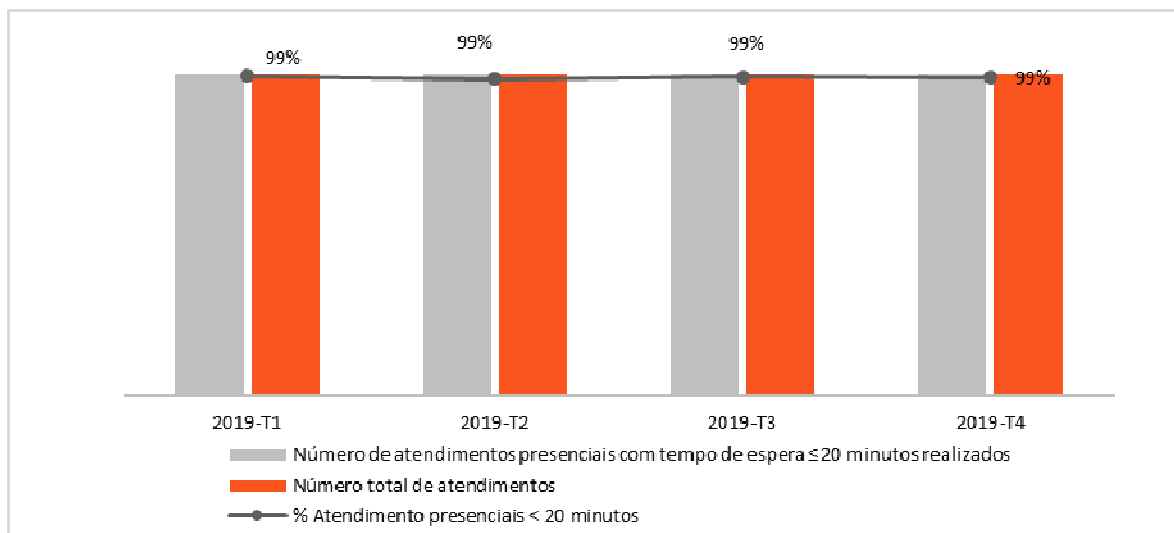
Resposta a situações de emergência (60 min.)



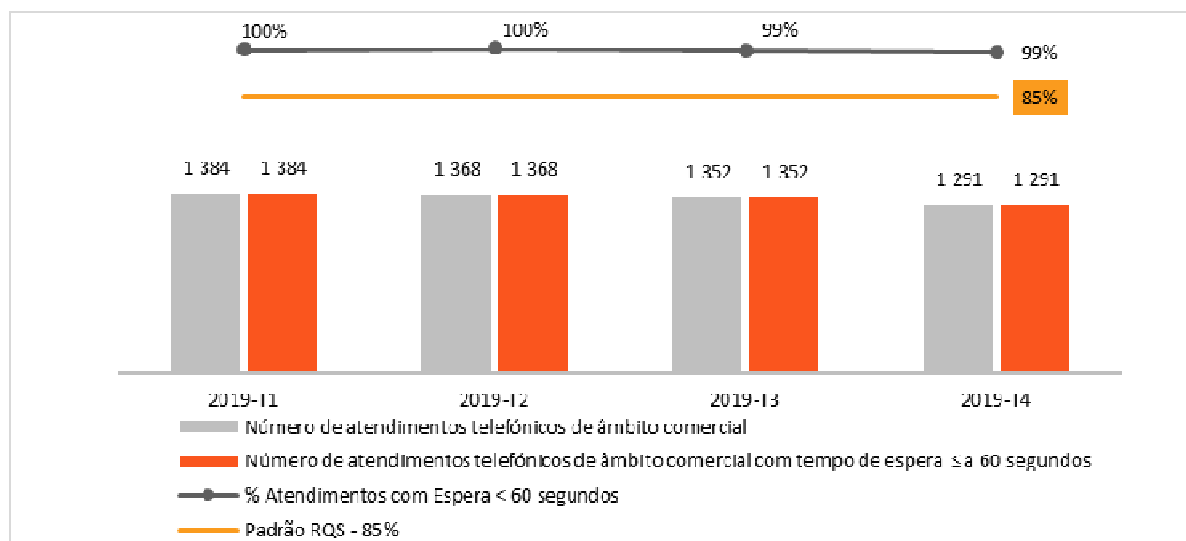
Pedidos de informação por escrito (15 dias)



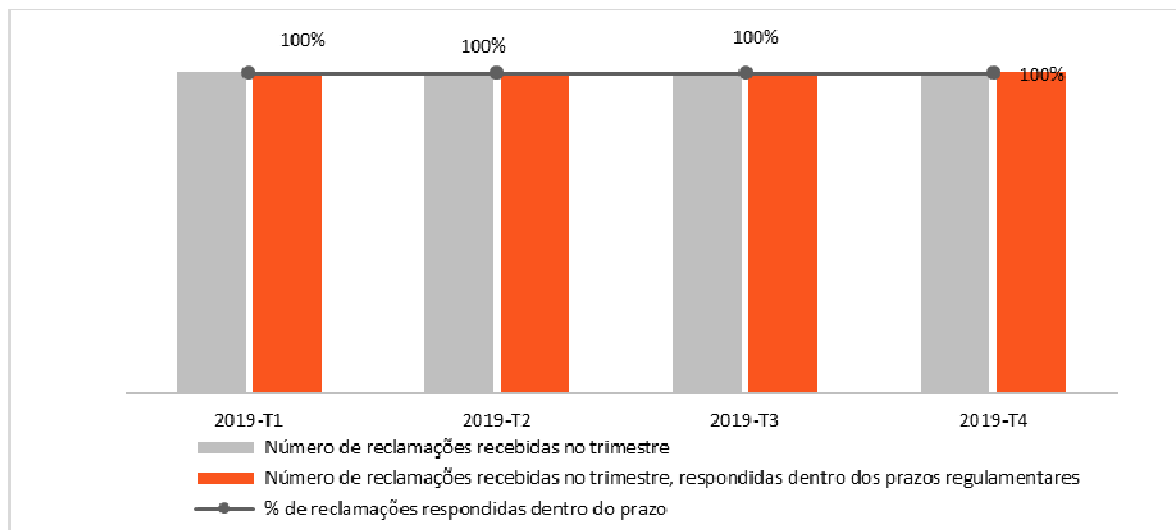
Atendimento presencial



Atendimento telefônico âmbito comercial



Reclamações



Pressupostos ERSE

Taxa de remuneração: 5,20%

Deflador do BIP (s-1): 2020: 1,6% | 2021: 1,6% | 2022 e seguintes: 1,6%

Parâmetros:

Termo variável - indutor PA 0,030449

Termo variável - indutor volumes 0,000496

Eficiência - variável 3%

Eficiência - fixo 3%

Tarifas (€/Mkwh):

BP< 30,02

BP> 10,74

MP 2,35

TAGUSGÁS Cenário base	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 851	1 675	1 906	1 736	1 652	1 800	1 592	1 597	1 614	1 620	1 618	1 608
Mts Rede Sec / Cliente	mts	30	18	22	23	19	15	13	13	13	13	13	13
Cientes / km rede	#	33,8	54,7	45,2	43,3	51,6	68,2	76,0	75,3	74,5	74,1	74,2	74,9
Cientes / Ramal	#	1,13	1,91	1,59	1,66	2,05	1,59	2,13	2,26	2,17	2,16	2,16	2,18
Custo unit RS (€/m)	€	52,0	49,5	51,1	44,6	49,2	58,2	58,2	58,9	59,3	59,4	59,4	59
Custo unit Ramal (€)	€	311	296	295	263	291	534	543	552	553	554	554	551
Custo unit infraestruturação (€)		658	628	603	492	460	519	487	487	482	482	482	484
Conversão	€	725	688	687	590	570	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	444	419	434	312	313	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	91	50	55	49	49	53	48	49	51	52	53	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							219	411	588	760	928	861
Proveito Recuperado (a)	m€							56	163	261	356	450	498
Margem tarifa	%												-42%
Δ = (a) - (b)	m€							-163	-248	-327	-405	-477	-363
Acumulado	m€							-163	-410	-738	-1 142	-1 620	-1 982

ABRANTES	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	1 767	1 800	3 369	1 706	1 379	1 487	1 561	1 562	1 421	1 479	1 465	1 501
Mts Rede Sec / Cliente	mts	11	20	31	21	11	10	14	14	11	12	12	13
Cientes / km rede	#	91,6	51,2	32,0	48,1	88,1	97,4	72,8	72,3	90,0	82,6	84,5	79,4
Cientes / Ramal	#	1,41	2,12	2,82	1,40	2,32	1,76	2,93	2,90	2,60	2,50	2,50	2,69
Custo unit RS (€/m)	€	57,5	54,1	83,9	44,2	62,2	56,4	57,2	56,8	57,5	57,3	57,4	57,2
Custo unit Ramal (€)	€	347	283	345	264	288	534	545	560	559	560	560	557
Custo unit infraestruturação (€)		678	572	545	460	400	526	507	514	510	508	508	509
Conversão	€	704	678	667	586	579	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	435	405	412	314	310	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	164	162	305	128	107	116	132	132	120	125	124	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							16	30	42	54	65	64
Proveito Recuperado (a)	m€							3	9	15	20	25	28
Margem tarifa	%												-56%
Δ = (a) - (b)	m€							-12	-21	-28	-34	-40	-35
Acumulado	m€							-12	-34	-61	-95	-135	-170

ALCANENA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	896	2 707	1 530	3 978	11 258	3 833	1 582	1 567	1 603	1 605	1 604	1 592
Mts Rede Sec / Cliente	mts		30	16	71	183	46	15	13	13	13	13	14
Cientes / km rede	#	#DIV/0!	33,1	60,6	14,1	5,4	21,7	68,0	74,3	75,7	75,7	75,7	73,4
Cientes / Ramal	#		1,75	6,88	6,00	4,50	1,30	3,40	2,60	1,96	1,96	1,96	2,31
Custo unit RS (€/m)	€		58,0	52,5	47,1	59,5	60,0	57,256	57,821	58,191	58,262	58,227	57,897
Custo unit Ramal (€)	€		319	311	354	364	534	545	560	543	543	543	546
Custo unit infraestruturação (€)		547	658	554	669	444	533	477	491	474	474	474	478
Conversão	€	752	715	711	669	530	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	411	428	468		271	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	19	52	33	97	295	101	35	35	36	36	36	36
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							12	21	30	39	47	46
Proveito Recuperado (a)	m€							2	7	10	14	18	19
Margem tarifa	%												-58%
Δ = (a) - (b)	m€							-10	-14	-20	-25	-30	-27
Acumulado	m€							-10	-24	-44	-69	-99	-125

ALMEIRIM	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 929	2 906	1 591	1 917	1 213	2 548	1 580	1 566	1 605	1 606	1 606	1 592
Mts Rede Sec / Cliente	mts	43	50	20	32	15	25	15	14	13	13	13	14
Cientes / km rede	#	23,3	20,2	49,4	31,0	68,3	40,0	65,4	71,3	75,0	75,0	75,0	71,9
Cientes / Ramal	#	1,04	1,42	2,03	2,82	2,29	1,07	3,50	2,85	2,00	2,00	2,00	2,36
Custo unit RS (€/m)	€	40,5	41,7	41,8	40,3	39,5	56,4	56,9	57,8	58,3	58,3	58,3	57,8
Custo unit Ramal (€)	€	322	318	307	297	316	534	545	560	559	560	560	557
Custo unit infraestruturação (€)		621	686	612	485	458	515	488	478	462	462	462	471
Conversão	€	707	699	707	603	565	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	472	428	467	289	301	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	122	119	66	82	52	109	66	65	67	67	67	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							13	22	33	42	52	51
Proveito Recuperado (a)	m€							3	8	13	18	23	26
Margem tarifa	%												-50%
Δ = (a) - (b)	m€							-10	-14	-19	-24	-29	-25
Acumulado	m€							-10	-24	-43	-67	-96	-122

ALPIARÇA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	22 946	2 867	4 229	1 505	4 547	2 187	1 571	1 551	1 606	1 608	1 607	1 587
Mts Rede Sec / Cliente	mts	94	47	78	17	77	21	13	12	13	13	13	13
Cientes / km rede	#	10,6	21,4	na	57,6	13,0	47,1	76,7	82,9	74,3	74,3	74,3	76,5
Cientes / Ramal	#	0,08	2,80	1,37	1,74	1,30	1,65	2,24	2,07	2,26	2,26	2,26	2,21
Custo unit RS (€/m)	€	64,3	45,9	43,4	40,6	46,8	56,3	57,1	57,8	58,2	58,3	58,2	57,9
Custo unit Ramal (€)	€	338	320	307	290	299	534	535	542	551	552	551	546
Custo unit infraestruturação (€)		756	538	584	501	571	529	504	505	500	500	500	502
Conversão	€	795	710	715	598	571	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	480	426	432	319		338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	754	95	131	51	164	79	52	52	54	54	54	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							10	20	29	37	46	45
Proveito Recuperado (a)	m€							2	6	10	13	17	19
Margem tarifa	%												-57%
Δ = (a) - (b)	m€							-8	-14	-19	-24	-29	-26
Acumulado	m€							-8	-22	-41	-65	-93	-119

CAMPO MAIOR	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	4 101	1 947	895	2 701	1 061	2 610	1 596	1 513	1 559	1 560	1 560	1 559
Mts Rede Sec / Cliente	mts	41	17		43	8	25	13	14	16	16	16	15
Clientes / km rede	#	24,5	59,3	#DIV/0!	23,3	127,6	40,0	74,3	70,0	63,3	63,3	63,3	67,1
Clientes / Ramal	#	0,89	1,24	1,37	0,51	1,50	0,96	2,08	3,50	3,80	3,80	3,80	3,10
Custo unit RS (€/m)	€	53,9	63,0		39,3	32,5	56,4	57,3	54,8	55,0	55,0	55,0	55,5
Custo unit Ramal (€)	€	352	331	352	198	334	534	545	549	559	560	560	552
Custo unit infraestruturação (€)		732	673	701	564	549	533	469	501	476	476	476	479
Conversão	€	744	686	701	576	570	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	387	422		284	284	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	240	105	49	150	61	151	89	85	87	87	87	
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							9	16	23	29	35	34
Proveito Recuperado (a)	m€							2	6	9	12	15	16
Margem tarifa	%												-52%
Δ = (a) - (b)	m€							-7	-11	-14	-17	-20	-18
Acumulado	m€							-7	-18	-32	-49	-69	-86

CARTAXO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	11 213	1 123	1 038	1 316	1 750	1 694	1 574	2 022	1 580	1 581	1 581	1 674
Mts Rede Sec / Cliente	mts	136	6	10	11	25	14	13	13	13	13	13	13
Clientes / km rede	#	7,4	154,3	95,9	94,0	40,0	70,6	77,9	80,0	76,3	76,3	76,3	77,3
Clientes / Ramal	#	0,30	2,06	2,78	0,85	2,31	1,60	1,77	1,94	2,03	2,03	2,03	1,96
Custo unit RS (€/m)	€	51,1	52,3	44,1	48,9	44,8	56,4	57,4	94,9	58,3	58,3	58,3	65,7
Custo unit Ramal (€)	€	323	306	246	220	308	534	545	554	559	560	560	556
Custo unit infraestruturação (€)		645	635	494	433	418	510	482	483	479	479	479	481
Conversão	€	762	698	650	575	546	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	486	423	441	311	298	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	754	78	73	97	152	147	115	147	115	115	115	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							9	23	33	43	53	52
Proveito Recuperado (a)	m€							2	6	10	14	18	20
Margem tarifa	%												-61%
Δ = (a) - (b)	m€							-8	-17	-23	-29	-35	-32
Acumulado	m€							-8	-25	-49	-78	-113	-144

CHAMUSCA	Unid	Real					PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€						775	775		775	775	775	775
Mts Rede Sec / Cliente	mts												
Cientes / km rede	#						#DIV/0!	#DIV/0!		#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Cientes / Ramal	#												
Custo unit RS (€/m)	€	57,4				80,4							
Custo unit Ramal (€)	€					239							
Custo unit infraestruturação (€)							542	542		542	542	542	542
Conversão	€						542	542		542	542	542	542
Reconversão	€												
Investimento Novos PA/Mkwh	€	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	0	0	#DIV/0!	0	0	0	0
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€							0	0	0	0	0	0
Proveito Recuperado (a)	m€												
Margem tarifa	%												-100%
Δ = (a) - (b)	m€							0	0	0	0	0	0
Acumulado	m€							0	0	0	-1	-1	-1

CORUCHE	Unid	Real					PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Investimento Desenvolvimento Negócio		2		89	24	2							
Rede	m€	0		89	23	0							
Ramais	m€				0	0							
Infraestruturação / clientes	m€												
Conversão													
Reconversão													
Segmento Novo	m€												
Contadores / cadeias medida	m€	2			1	2							
Equipamento	m€	2			1	2							
Montagem					0	0							
Agregados físicos do DN:													
Clientes	#												
Doméstico													
Terciário													
Indústria													
Volume ano	mil m ³												
Doméstico													
Terciário													
Indústria													
Instalações de GN infraestruturadas	#												
Conversão													
Reconversão													
Rede	km	0		2	0	0							
Ramais	#												
Indicadores Operacionais:													
Pontos Abastecimento Ano	#				2	1							
BP <													
BP >					2	1							
MP													
Rescisões e 2 ^{as} ligações	#				-2								
BP <				1	-1	1							
BP >				-1	-1	-1							
MP													
Pontos Abastecimento Acumulados	#	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
BP <				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BP >		3	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
MP													
Pontos Abastecimento Médios	#	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
BP <				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BP >		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
MP													
Consumo Médio	MWh	1 588,2	2 781,9	2 168,0	2 918,0	2 268,6	2 268,6	2 344,9	2 344,9	2 344,9	2 344,9	2 344,9	2 344,9
BP <	/Pa												
BP >						7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
MP													
Volume adicional	MWh												
BP <													
BP >													
MP													
Volume total	MWh	4 765	8 346	6 504	8 754	7 940	23	23	23	23	23	23	23
BP <													
BP >						23	23	23	23	23	23	23	23
MP		4 765	8 346	6 504	8 754	7 917							

ELVAS	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	2 498	2 060	3 033	3 149	4 375	1 708	1 589	1 571	1 596	1 597	1 597	1 590	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	31	25	41	45	69	12	11	12	12	12	12	12	
Cientes / km rede	#	31,7	40,3	24,1	22,1	14,4	85,0	90,4	84,0	82,0	82,0	82,0	84,3	
Cientes / Ramal	#	1,50	1,19	0,82	1,48	1,21	1,42	1,65	2,10	2,05	2,05	2,05	1,95	
Custo unit RS (€/m)	€	47,9	48,0	50,6	54,0	52,3	58,7	58,1	57,9	58,3	58,3	58,3	58,2	
Custo unit Ramal (€)	€	293	283	313	258	259	534	543	560	559	560	560	555	
Custo unit infraestruturação (€)		534	593	552	414	378	521	499	507	506	506	506	505	
Conversão	€	705	679	683	620	560	542	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	420	412	410	307	314	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	726	571	878	851	1 210	472	446	441	448	448	448		
													2026	
Avaliação														
TOTEX (b)	m€							19	33	47	60	73	72	
Proveito Recuperado (a)	m€							4	11	17	23	29	32	
Margem tarifa	%												-56%	
Δ = (a) - (b)	m€							-15	-22	-30	-38	-45	-40	
Acumulado	m€							-15	-37	-67	-105	-150	-190	

ENTRONCAMENTO	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 494	1 516	1 563	1 826	1 498	1 704	1 592	1 770	1 833	1 834	1 834	1 756
Mts Rede Sec / Cliente	mts	17	15	20	35	24	13	14	16	17	17	17	16
Clientes / km rede	#	58,9	68,4	50,4	28,8	42,2	78,0	73,3	61,6	58,4	58,4	58,4	62,5
Clientes / Ramal	#	0,75	1,83	1,21	3,61	1,86	1,56	2,20	1,93	1,83	1,83	1,83	1,93
Custo unit RS (€/m)	€	59,7	50,8	38,9	37,3	38,8	58,6	57,3	56,4	56,7	56,8	56,8	56,8
Custo unit Ramal (€)	€	259	281	257	246	237	534	545	496	496	496	496	508
Custo unit infraestruturação (€)		685	657	677	519	493	521	471	505	503	503	503	495
Conversão	€	747	698	690	565	545	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	454	415	426	279	302	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	177	116	116	132	108	123	117	130	134	134	134	
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							20	34	48	61	74	73
Proveito Recuperado (a)	m€							4	10	15	19	24	26
Margem tarifa	%												-64%
Δ = (a) - (b)	m€							-16	-25	-34	-42	-50	-46
Acumulado	m€							-16	-41	-74	-116	-167	-213

GOLEGÃ	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	3 420	2 921	3 076	2 016	1 553	1 637	1 668	1 590	1 612	1 613	1 613	1 619	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	41	49	46	30	19	10	11	12	13	13	13	12	
Clientes / km rede	#	24,2	20,3	21,9	32,8	52,2	96,0	90,0	81,5	80,0	80,0	80,0	82,2	
Clientes / Ramal	#	0,67	1,20	0,99	1,57	2,01	1,75	1,66	2,12	2,08	2,08	2,08	1,98	
Custo unit RS (€/m)	€	48,7	41,3	45,1	39,3	42,0	65,4	66,5	58,8	59,2	59,3	59,3	60,5	
Custo unit Ramal (€)	€	256	287	297	291	305	534	537	560	559	560	560	554	
Custo unit infraestruturação (€)		700	600	674	510	470	526	496	495	494	494	494	495	
Conversão	€	735	707	709	593	576	542	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	420	421	415	319	324	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	221	123	214	174	124	130	107	102	104	104	104		
													2026	
Avaliação														
TOTEX (b)	m€							20	39	56	74	90	88	
Proveito Recuperado (a)	m€							3	8	14	19	24	27	
Margem tarifa	%												-70%	
Δ = (a) - (b)	m€							-17	-30	-43	-55	-66	-61	
Acumulado	m€							-17	-48	-91	-145	-212	-273	

OURÉM	Unid	Real						PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025	
Metas de eficiência:														
Inv DN / Cliente	€	2 232	1 377	739	1 162	1 668	2 025	1 602	1 593	1 620	1 621	1 620	1 611	
Mts Rede Sec / Cliente	mts	31	12	4	17	16	19	14	14	14	14	14	14	
Cientes / km rede	#	32,7	80,1	252,4	57,8	60,8	51,7	70,0	70,8	69,2	69,2	69,2	69,7	
Cientes / Ramal	#	3,50	2,37	5,96	6,95	9,29	1,55	2,10	2,13	2,08	2,08	2,08	2,09	
Custo unit RS (€/m)	€	51,0	60,0	50,6	48,8	77,6	56,3	57,3	57,9	58,2	58,3	58,3	58,0	
Custo unit Ramal (€)	€	369	306	279	175	352	534	545	560	559	560	560	557	
Custo unit infraestruturação (€)		626	674	607	442	403	526	481	466	464	464	464	468	
Conversão	€	734	694	691	559	510	542	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€	410	420	445	300	335	338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	222	137	69	111	160	194	155	154	157	157	157		
													2026	
Avaliação														
TOTEX (b)	m€							15	30	44	58	72	70	
Proveito Recuperado (a)	m€							6	19	32	44	57	63	
Margem tarifa	%												-10%	
Δ = (a) - (b)	m€							-9	-11	-13	-14	-15	-7	
Acumulado	m€							-9	-20	-33	-47	-62	-69	

PONTE DE SOR	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 937	2 324	2 015	1 536	2 144	1 824	1 586	1 563	1 597	1 599	1 598	1 588
Mts Rede Sec / Cliente	mts	21	33	16	15	26	15	12	12	12	12	12	12
Cientes / km rede	#	46,6	30,2	62,5	64,6	37,9	67,1	81,4	84,3	81,4	81,4	81,4	82,0
Cientes / Ramal	#	0,77	0,89	0,59	1,74	1,44	1,57	1,90	1,97	1,90	1,90	1,90	1,91
Custo unit RS (€/m)	€	64,3	40,7	54,5	48,1	49,7	56,4	57,4	57,9	58,3	58,4	58,3	58,1
Custo unit Ramal (€)	€	324	275	256	309	321	534	545	560	559	560	560	557
Custo unit infraestruturação (€)		688	661	677	571	521	532	490	484	482	482	482	484
Conversão	€	748	680	682	593	573	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	440	449	390	345	306	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	815	611	552	401	582	495	427	421	430	431	430	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							10	20	30	40	49	48
Proveito Recuperado (a)	m€							3	8	13	18	23	25
Margem tarifa	%												-47%
Δ = (a) - (b)	m€							-8	-13	-17	-22	-26	-22
Acumulado	m€							-8	-20	-38	-60	-86	-108

PORTALEGRE	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	1 182	755	1 231	829	1 213	1 375	1 536	1 482	1 530	1 531	1 530	1 522
Mts Rede Sec / Cliente	mts	0	2	6	1	5	8	13	11	12	12	12	12
Clientes / km rede	#	4 106,0	587,5	167,9	1 228,2	186,3	117,8	80,0	90,0	85,0	85,0	85,0	84,8
Clientes / Ramal	#	2,07	5,56	2,83	3,70	2,00	1,77	2,00	1,80	1,70	1,70	1,70	1,78
Custo unit RS (€/m)	€	748,6	107,4	94,4	200,1	85,7	56,5	55,2	55,0	55,2	55,2	55,2	55,2
Custo unit Ramal (€)	€	343	337	332	345	390	534	545	560	559	560	560	557
Custo unit infraestruturação (€)	€	694	644	599	524	552	537	501	496	492	492	492	495
Conversão	€	694	656	663	573	573	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€		424	415	307	343	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	56	34	52	33	48	55	66	63	65	65	65	65
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							10	19	28	36	44	43
Proveito Recuperado (a)	m€							2	7	11	15	20	22
Margem tarifa	%												-49%
Δ = (a) - (b)	m€							-8	-12	-16	-20	-24	-21
Acumulado	m€							-8	-20	-37	-57	-81	-102

SALVATERRA de MAGOS	Unid	Real					PDIRD 2021-2025						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	679	14 901	1 001	9 581	1 963	1 598	1 562	1 592	1 593	1 593	1 588	
Mts Rede Sec / Cliente	mts		251		209	17	14	14	14	14	14	14	
Cientes / km rede	#	#DIV/0!	4,0	#DIV/0!	4,8	60,0	73,8	72,0	70,0	70,0	70,0	71,3	
Cientes / Ramal	#	4,25		1,00	1,20	1,50	2,40	3,60	3,50	3,50	3,50	3,15	
Custo unit RS (€/m)	€		52,6		41,2	58,6	58,2	57,8	58,1	58,2	58,2	58,1	
Custo unit Ramal (€)	€	306		252	295	534	545	560	559	560	560	555	
Custo unit infraestruturação (€)	€	558	715	580	583	489	462	468	466	466	466	465	
Conversão	€	711	715	580	583	542	542	542	542	542	542	542	
Reconversão	€		422			338	338	338	338	338	338	338	
Investimento Novos PA/Mkwh	€	#DIV/0!	2	81	5	48	10	6	6	6	6	6	
Avaliação												2026	
TOTEX (b)	m€						17	30	41	53	64	62	
Proveito Recuperado (a)	m€						3	7	11	14	18	20	
Margem tarifa	%											-68%	
Δ = (a) - (b)	m€						-15	-23	-31	-38	-46	-42	
Acumulado	m€						-15	-37	-68	-106	-152	-194	

SANTARÉM	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 508	1 376	1 764	1 417	2 222	1 350	1 608	1 548	1 562	1 563	1 563	1 569
Mts Rede Sec / Cliente	mts	23	13	23	20	38	9	14	14	15	15	15	15
Cientes / km rede	#	43,1	79,9	42,8	50,1	26,2	106,2	70,0	69,0	65,9	65,9	65,9	67,4
Cientes / Ramal	#	1,73	2,71	2,63	2,49	2,30	2,14	2,16	2,43	2,80	2,80	2,80	2,56
Custo unit RS (€/m)	€	51,0	49,3	48,2	40,2	41,3	58,6	57,3	55,0	55,6	55,6	55,6	55,8
Custo unit Ramal (€)	€	298	274	282	280	289	534	540	544	559	560	560	551
Custo unit infraestruturação (€)		644	630	534	467	452	494	461	439	442	442	442	445
Conversão	€	725	697	685	601	563	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	467	432	430	316	288	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	33	15	21	17	27	16	19	19	19	19	19	19
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							22	44	62	80	98	96
Proveito Recuperado (a)	m€							5	15	26	35	45	49
Margem tarifa	%												-48%
Δ = (a) - (b)	m€							-17	-28	-37	-45	-53	-46
Acumulado	m€							-17	-45	-81	-127	-180	-226

TOMAR	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	1 342	1 531	1 634	1 387	796	1 784	1 615	1 556	1 979	1 984	1 981	1 813
Mts Rede Sec / Cliente	mts	11	14	13	16	5	15	13	14	14	14	14	14
Clientes / km rede	#	89,8	73,0	74,7	61,3	193,2	65,0	75,0	69,2	69,5	69,5	69,5	70,6
Clientes / Ramal	#	2,55	2,84	1,01	1,64	3,79	1,86	2,14	2,88	2,64	2,64	2,64	2,56
Custo unit RS (€/m)	€	46,3	56,6	51,3	37,1	32,4	58,6	60,1	55,9	85,0	85,4	85,2	73,8
Custo unit Ramal (€)	€	299	311	311	248	238	534	545	560	559	560	560	556
Custo unit infraestruturação (€)		669	638	648	533	437	520	489	487	480	480	480	484
Conversão	€	682	666	668	562	577	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	410	407	417	346	316	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	82	128	105	214	132	297	143	138	175	176	176	
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							14	26	39	52	65	64
Proveito Recuperado (a)	m€							3	8	13	18	23	25
Margem tarifa	%												-60%
Δ = (a) - (b)	m€							-11	-18	-26	-35	-42	-38
Acumulado	m€							-11	-29	-55	-90	-132	-170

TORRES NOVAS	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	4 712	1 692	1 407	1 825	1 004	1 804	1 562	1 520	1 575	1 576	1 575	1 561
Mts Rede Sec / Cliente	mts	71	21	15	22	5	16	13	12	13	13	13	13
Clientes / km rede	#	14,1	48,7	65,8	46,3	201,3	63,0	75,0	85,0	80,0	80,0	80,0	79,5
Clientes / Ramal	#	0,89	2,09	1,98	1,76	2,22	1,58	2,25	1,94	1,83	1,83	1,83	1,94
Custo unit RS (€/m)	€	40,8	45,7	38,1	49,5	49,2	56,4	57,3	57,9	58,3	58,4	58,3	58,0
Custo unit Ramal (€)	€	271	309	337	309	320	534	545	560	559	560	560	556
Custo unit infraestruturação (€)		730	669	686	553	499	522	499	486	482	482	482	487
Conversão	€	761	688	705	609	563	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	431	420	404	294	302	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	50	17	14	17	10	17	15	15	15	15	15	15
Avaliação													
TOTEX (b)	m€							16	27	38	48	58	57
Proveito Recuperado (a)	m€							4	10	15	20	25	28
Margem tarifa	%												-52%
Δ = (a) - (b)	m€							-12	-18	-23	-28	-33	-29
Acumulado	m€							-12	-30	-53	-81	-115	-144

VILA NOVA da BARQUINHA	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	3 104	2 060	2 379	2 673	1 441	1 762	1 607	1 608	1 582	1 583	1 583	1 594
Mts Rede Sec / Cliente	mts	27	18	28	38	9	13	12	12	11	11	11	11
Clientes / km rede	#	36,5	54,6	35,9	26,1	114,6	77,8	86,3	84,3	91,7	91,7	91,7	88,8
Clientes / Ramal	#	0,60	1,32	1,03	0,98	1,01	1,40	1,73	1,69	1,57	1,57	1,57	1,63
Custo unit RS (€/m)	€	53,8	62,4	51,4	49,2	55,7	59,5	60,3	58,8	60,5	60,6	60,5	60,1
Custo unit Ramal (€)	€	312	337	310	265	290	534	545	560	559	560	560	556
Custo unit infraestruturação (€)		645	627	625	513	547	525	511	509	501	501	501	505
Conversão	€	756	689	688	656	582	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	426	439	409	315	339	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	782	523	617	681	373	456	411	411	405	405	405	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							12	23	32	41	50	48
Proveito Recuperado (a)	m€							2	7	11	15	19	21
Margem tarifa	%												-57%
Δ = (a) - (b)	m€							-10	-16	-21	-26	-31	-28
Acumulado	m€							-10	-26	-47	-73	-104	-132

TAGUSGÁS Cenário I	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 851	1 675	1 906	1 736	1 652	1 800	1 592	1 597	1 614	1 620	1 618	1 608
Mts Rede Sec / Cliente	mts	30	18	22	23	19	15	13	13	13	13	13	13
Cientes / km rede	#	33,8	54,7	45,2	43,3	51,6	68,2	76,0	75,3	74,5	74,1	74,2	74,9
Cientes / Ramal	#	1,13	1,91	1,59	1,66	2,05	1,59	2,13	2,26	2,17	2,16	2,16	2,18
Custo unit RS (€/m)	€	52,0	49,5	51,1	44,6	49,2	58,2	58,2	58,9	59,3	59,4	59,4	59
Custo unit Ramal (€)	€	311	296	295	263	291	534	543	552	553	554	554	551
Custo unit infraestruturação (€)		658	628	603	492	460	519	487	487	482	482	482	484
Conversão	€	725	688	687	590	570	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	444	419	434	312	313	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	91	50	55	49	49	57	51	53	55	56	57	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							245	458	657	849	1 036	960
Proveito Recuperado (a)	m€							57	165	264	361	457	506
Margem tarifa	%												-47%
Δ = (a) - (b)	m€							-188	-294	-393	-488	-579	-455
Acumulado	m€							-188	-482	-874	-1 363	-1 941	-2 396

TAGUSGÁS Cenário II	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 851	1 675	1 906	1 736	1 652	1 800	1 592	1 597	1 614	1 620	1 618	1 608
Mts Rede Sec / Cliente	mts	30	18	22	23	19	15	13	13	13	13	13	13
Clientes / km rede	#	33,8	54,7	45,2	43,3	51,6	68,2	76,0	75,3	74,5	74,1	74,2	74,9
Clientes / Ramal	#	1,13	1,91	1,59	1,66	2,05	1,59	2,13	2,26	2,17	2,16	2,16	2,18
Custo unit RS (€/m)	€	52,0	49,5	51,1	44,6	49,2	58,2	58,2	58,9	59,3	59,4	59,4	59
Custo unit Ramal (€)	€	311	296	295	263	291	534	543	552	553	554	554	551
Custo unit infraestruturação (€)		658	628	603	492	460	519	487	487	482	482	482	484
Conversão	€	725	688	687	590	570	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	444	419	434	312	313	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	91	50	55	49	49	54	49	50	52	53	55	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							245	458	657	849	1 036	960
Proveito Recuperado (a)	m€							54	158	253	346	439	485
Margem tarifa	%												-49%
Δ = (a) - (b)	m€							-190	-300	-403	-503	-597	-475
Acumulado	m€							-190	-491	-894	-1 397	-1 994	-2 470

TAGUSGÁS Cenário III	Unid	Real						PDIRD 2021-2025					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 (prev)	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Metas de eficiência:													
Inv DN / Cliente	€	2 851	1 675	1 906	1 736	1 652	1 800	1 592	1 597	1 614	1 620	1 618	1 608
Mts Rede Sec / Cliente	mts	30	18	22	23	19	15	13	13	13	13	13	13
Clientes / km rede	#	33,8	54,7	45,2	43,3	51,6	68,2	76,0	75,3	74,5	74,1	74,2	74,9
Clientes / Ramal	#	1,13	1,91	1,59	1,66	2,05	1,59	2,13	2,26	2,17	2,16	2,16	2,18
Custo unit RS (€/m)	€	52,0	49,5	51,1	44,6	49,2	58,2	58,2	58,9	59,3	59,4	59,4	59
Custo unit Ramal (€)	€	311	296	295	263	291	534	543	552	553	554	554	551
Custo unit infraestruturação (€)		658	628	603	492	460	519	487	487	482	482	482	484
Conversão	€	725	688	687	590	570	542	542	542	542	542	542	542
Reconversão	€	444	419	434	312	313	338	338	338	338	338	338	338
Investimento Novos PA/Mkwh	€	91	50	55	49	49	54	49	51	53	54	56	
Avaliação													2026
TOTEX (b)	m€							244	458	656	849	1 035	959
Proveito Recuperado (a)	m€							52	145	227	303	375	415
Margem tarifa	%												-57%
Δ = (a) - (b)	m€							-193	-313	-429	-545	-660	-544
Acumulado	m€							-193	-506	-935	-1 480	-2 140	-2 684