

Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição

PDIRD 2022
Período 2023-2027



portgás

29 abril 2022

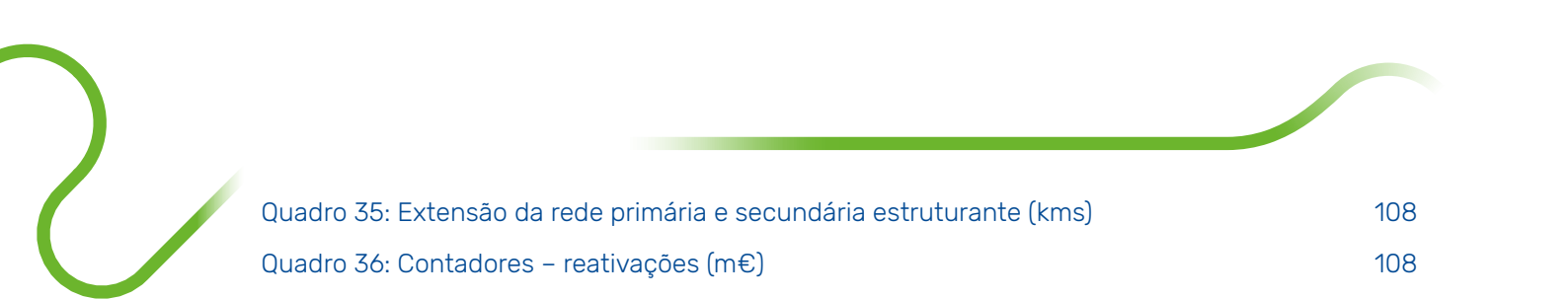
Índice

1.	Sumário Executivo	13
2.	Enquadramento	23
2.1.	Enquadramento regulatório	25
2.2.	Caracterização da Atividade de Distribuição de Gás	26
3.	Evolução do Sistema de Distribuição de Gás	31
3.1.	Política energética no Plano Europeu e Português	35
3.2.	Digitalização	36
3.3.	Descarbonização	37
3.4.	Avaliação do potencial de gás de origem renovável	38
3.4.1.	Potencial de Hidrogénio	39
3.4.2.	Potencial de biometano ou metano sintético	40
4.	Caracterização das infraestruturas de distribuição de gás	45
4.1.	Caracterização da rede	49
4.2.	Dados atuais da concessão	51
4.2.1.	Rede e pontos de abastecimento	51
4.2.2.	Energia veiculada	52
4.2.3.	Investimento realizado	54
4.3.	Dados da concessão por concelho	57
4.4.	Qualidade de Serviço	62
5.	Planeamento e Organização	65
5.1.	Modelo de Desenvolvimento de Negócio	67
5.2.	Planeamento da Infraestrutura	72
5.2.1.	Exigências legais, regulamentares e normativas	72
5.2.2.	Investimentos em infraestruturas	73
5.2.3.	Gestão de Risco	74
5.3.	Gestão da Sustentabilidade como fator crítico de sucesso	75
5.3.1.	Desafios e oportunidades no âmbito da sustentabilidade	77
5.3.2.	Sistema Integrado de Qualidade Ambiente e Segurança (SIGQAS)	77
5.3.3.	Sistema de Gestão de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (SGIDI)	78
5.3.4.	Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio	80
6.	Avaliação de Contexto	83
6.1.	Conjuntura Macroeconómica	85
6.1.1.	Caracterização	85
6.1.2.	Análise prospetiva	85
6.2.	Contexto Regional	87
6.2.1.	Caracterização	87

6.2.2.	Análise prospetiva	89
7.	Previsão de pontos de abastecimento e energia veiculada	93
7.1.	Projeção de pontos de abastecimento	95
7.2.	Projeção de consumos e energia	87
8.	Plano de Investimento	101
8.1.	Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento	103
8.2.	Caracterização do plano de investimento	104
8.2.1.	Investimento em Desenvolvimento de Negócio	105
8.2.2.	Outros Investimentos em Infraestruturas	107
8.2.3.	Descarbonização e Digitalização de ativos	108
8.2.4.	Outros investimentos	114
8.2.5.	Avaliação técnico-económica	117
8.2.5.1	Impacto do plano de investimento proposto nas tarifas	123
8.2.6.	Impacto nos proveitos permitidos dos outros investimentos de infraestruturas	123
8.2.7.	Análises de sensibilidade	124
8.2.7.1	Análise de sensibilidade ao consumo unitário	125
8.3.	Sustentabilidade da infraestrutura a longo prazo	125
9.	Benefícios associados ao investimento previsto	133
9.1.	Previsão do setor no médio-longo prazo	135
9.2.	Vantagens do Gás	138
9.3.	Descarbonização e digitalização de ativos	140
9.4.	Posicionamento concorrencial	141
Anexo 1		147
	Fichas de Projeto de Investimento por Concelho	149
Anexo 2		179
	Gás Natural e Emissões de CO ₂	181
Anexo 3		189
	Projeções para a Economia Portuguesa: 2022-2024, Banco de Portugal	191
Anexo 4		195
	Relatório Trimestral Norte Conjuntura, CCDRN	197
Anexo 5		231
	Projeto de Abastecimento de Paredes de Coura	233
Anexo 6		237
	Detalhe dos “Outros Investimentos em Infraestruturas”	238
Anexo 7		239
	Detalhe dos Projetos de “Descarbonização e Digitalização de Ativos”	240
Anexo 8		255
	Eixo V. N. Cerveira – Caminha	256

Índice de Quadros

Quadro 1: Variação Total do Investimento PDIRD 2020 vs PDIRD 2022 (m€)	17
Quadro 2: Potencial biometano em Portugal	41
Quadro 3: Potencial de biometano na área de concessão da Portgás	42
Quadro 4: Impacto demográfico e geográfico da concessão	47
Quadro 5: Evolução da extensão das redes de distribuição da Portgás (km)	51
Quadro 6: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)	51
Quadro 7: Novos Pontos de Abastecimento no período por segmento de mercado (#)	52
Quadro 8: Evolução dos rácios de PA (#) por km de rede secundária (km)	52
Quadro 9: Número total de ramais na concessão (#)	52
Quadro 10: Histórico de energia veiculada por nível de pressão (GWh)	53
Quadro 11: Investimento anual no período 2018-2022 (m€)	54
Quadro 12: Comparação entre Real de 2019 e ano de 2019 do PDIRD 2018	56
Quadro 13: Comparação entre Real de 2020 e ano de 2020 do PDIRD 2018	57
Quadro 14: Caracterização de área de concessão em 2021	58
Quadro 15: Classes de interrupção	62
Quadro 16: Indicadores gerais de qualidade de serviço técnico	62
Quadro 17: Padrões para a rede de distribuição	63
Quadro 18: Indicadores gerais de qualidade de serviço comercial	63
Quadro 19: Previsões macroeconómicas para Portugal, Banco de Portugal (2022)	86
Quadro 20: Captação de novos Pontos de Abastecimento por segmento no período (#)	95
Quadro 21: Pontos de Abastecimento adicionais por nível de pressão (#)	96
Quadro 22: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)	96
Quadro 23: Taxa de penetração ativa (%)	96
Quadro 24: Energia veiculada por nível de pressão (GWh)	98
Quadro 25: Energia veiculada por nível de pressão (GWh)	99
Quadro 26: Volumes unitários por nível de pressão (MWh/PA)	99
Quadro 27: Tipologia de Investimento (m€)	104
Quadro 28: Investimento global (m€)	104
Quadro 29: Investimento Total período 2023-2025 – PDIRD 2020 vs PDIRD 2022 (m€)	105
Quadro 30: Investimento de expansão em rede e pontos de abastecimento (m€)	105
Quadro 31: Crescimento de rede (m) e pontos de abastecimento (#)	106
Quadro 32: Contadores (desenvolvimento de negócio) e redutores	106
Quadro 33: Indicadores de investimento	107
Quadro 34: Outros investimentos em infraestruturas (m€)	107



Quadro 35: Extensão da rede primária e secundária estruturante (kms)	108
Quadro 36: Contadores – reativações (m€)	108
Quadro 37: Projetos de descarbonização e digitalização de ativos (m€)	109
Quadro 38: Desagregação de outros investimentos (m€)	114
Quadro 39: Investimento em renovação de contadores por imposição legal (m€)	114
Quadro 40: Energia veiculada adicional (GWh)	117
Quadro 41: Investimento em desenvolvimento negócio e rentabilidade por concelho, com tarifas do ano-gás 21-22	118
Quadro 42: Resumo operacional e rentabilidade de Desenvolvimento de Negócio, Outras Infraestruturas e Outros Investimentos, com tarifas do ano-gás 21-22	119
Quadro 43: Resumo operacional e rentabilidade total do PDIRD 2022, com tarifas do ano-gás 21-22	120
Quadro 44: Plano de Investimento Concessão (m€)	121
Quadro 45: Resultados da metodologia de seriação aplicada	122
Quadro 46: Apuramento da “Tarifa” média (RMUV)	123
Quadro 47: Análise de sensibilidade da rentabilidade em relação ao volume unitário	125
Quadro 48: Cenários de evolução da procura total de gás natural - RMSA-G 2021	136
Quadro 49: Perspetiva energética	144

Índice de Figuras

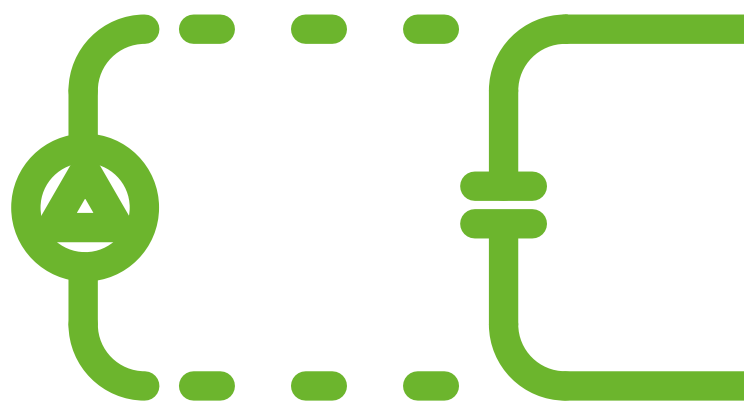
Figura 1: <i>Hydrogen pathways to decarbonisation</i> (FCHJU, 2019)	38
Figura 2: <i>Hydrogen costs from solar PV and onshore wind systems in the long term</i>	39
Figura 3: Potencial de biometano (do conjunto total de substratos) por município	41
Figura 4: Mapa da área de concessão	48
Figura 5: Níveis de pressão de abastecimento	49
Figura 6: Esquema da Rede Primária e Secundária da área de Concessão	50
Figura 7: Esquema da atuação no investimento da Portgás	71
Figura 8: Matriz de risco - rede secundária: capacidade disponível vs abrangência subsistema	75
Figura 9: Política e <i>drivers</i> estratégicos de IDI da Portgás	79
Figura 10: Presença da Portgás no <i>Hydrogen & Fuel Cells Energy Summit</i> no Porto	79
Figura 11: Modelo de acompanhamento e responsabilidades do grupo de <i>Scouting</i>	111
Figura 12: Resultados da análise dos diversos potenciais financiamento	111
Figura 13: Projetos apresentados à <i>European Clean Hydrogen Alliance</i>	112
Figura 14: Proposta de 14 projetos com 22 entidades apresentado ao Aviso C5 do PRR	113
Figura 15: Diagrama Funcional e Temporal da Transformação Tecnológica da Portgás	116
Figura 16: Recomendações da AFRY em 2022 aos <i>policy makers</i> nacionais	127
Figura 17: Recomendações da AFRY em 2020 aos <i>policy makers</i> nacionais	127
Figura 18: Excerto da apresentação " <i>Decarbonising buildings</i> " realizada pela Bosch	129
Figura 19: Propósito da Portgás	130
Figura 20: Imagem de outdoor presente nos 29 municípios da concessão da Portgás	130
Figura 21: Editorial da Portgás em evento sobre hidrogénio	131
Figura 22: Dados técnicos REN Gasodutos 2021 1º semestre	137
Figura 23: Simulação efetuada no site da ERSE	139
Figura 24: Regulação vs Concorrência nos setores elétrico e gás natural	142

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Investimento médio anual PDIRD 2020 e Investimento Anual PDIRD 2022	18
Gráfico 2: Evolução do consumo histórico dos 50 maiores clientes por setor económico (2019-2021)	53
Gráfico 3: Área dos concelhos da concessão (km ²)	58
Gráfico 4: Número de fogos por km de via pública, 2021 (#/km)	59
Gráfico 5: PA ativos por km de rede secundária, 2021 (#/km)	59
Gráfico 6: Extensão da rede secundária, 2021 (km)	59
Gráfico 7: Extensão da rede secundária por extensão de rede de via pública, 2021 (%)	60
Gráfico 8: PAs ativos por concelho, 2021 (#)	60
Gráfico 9: Taxas de penetração ativa por concelho 2021 (%)	51
Gráfico 10: Caracterização das Freguesias por concelho quanto à disponibilidade de gás	51
Gráfico 11: Nova construção na Região Norte de Portugal 2016-2020 Dados do INE, zona Norte do país	89
Gráfico 12: Resumo e mapeamento do investimento nos projetos de Descarbonização e Digitalização de Ativos de Distribuição	110
Gráfico 13: Evolução proveitos permitidos em dois cenários de investimento	124



Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição




portgals

Siglas e Abreviaturas



Siglas e abreviaturas

AP	Alta Pressão
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BP	Baixa Pressão
CP	Consulta Pública
CUI	Código Universal de Instalação
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EN-H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
Portgás	REN Portgás Distribuição, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
UE	União Europeia
FMI	Fundo Monetário Internacional
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Gas Regulating and Metering Station
IHPC	Índice Harmonizado de Preços no Consumidor
MP	Média Pressão
NUTS	Nomenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
OT	Obrigação do Tesouro



PA	Pontos de Abastecimento
PDCA	Plan, Do, Check and Act
PDIRD	Plano Quinquenal de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de gás
PDIRG	Plano Decenal Indicativo do Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de Gás e Terminais de GNL
PIB	Produto Interno Bruto
PNEC2030	Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030
PPC	Paridade de poder de compra
PRM	Posto de Regulação e Medida
RARII	Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do Gás
RN	Região Norte
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de Gás
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RoR	Rate of Return
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SNG	Sistema Nacional de Gás
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UAG	Unidade Autónoma de Gás Natural Liquefeito

The background features several thick, wavy green lines that flow from the top left towards the right and bottom right, creating a sense of movement and energy.

Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição

The logo for 'portgás' is rendered in a bold, blue, lowercase sans-serif font. A small green square is positioned to the left of the period in 'portgás', and a green line extends from the top of the 'g' towards the top right of the page.

portgás

The page features several decorative green elements: a large, thick, curved line that starts from the left, loops around the top right, and then curves back down towards the bottom left; a smaller, similar curved line below it; and a small, stylized green shape on the left side that resembles a cloud or a leaf.

1. Sumário Executivo



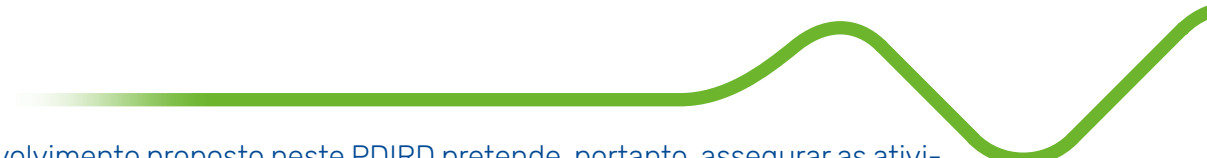
1. Sumário Executivo

Este documento constitui-se como um instrumento de explicitação da política de desenvolvimento da Portugal no período compreendido entre 2023 e 2027 e é apresentado em duas vertentes, uma técnico-comercial e outra financeira e orçamental, que caracteriza e quantifica o plano proposto para o desenvolvimento da infraestrutura de distribuição. Ambas as vertentes mencionadas estão interligadas entre si, sendo inseparáveis na medida em que constituem premissas e conclusões: a análise técnica e comercial irá ditar as ações a realizar na infraestrutura, traduzindo-se num plano de investimento quantificável mediante a elaboração de um orçamento correspondente.

O desenvolvimento da RNDG no plano quinquenal de desenvolvimento para 2023-2027 assenta, portanto, na adoção de soluções que visam corresponder ao desenvolvimento de negócio numa perspetiva de qualidade de serviço de distribuição de gás em condições de fiabilidade e segurança, de crescimento da área de influência pela expansão da infraestrutura, nas suas duas dimensões essenciais: captação de novos pontos de abastecimento e crescimento da energia veiculada, contribuindo, paralelamente, de forma ativa, para um crescente processo de descarbonização dos ativos de distribuição de gás assegurando integração dos sistemas energéticos e resiliência e flexibilidade do setor como um todo.

As orientações de suporte ao plano de investimento proposto para cinco anos estão em conformidade com:

- Estratégia Nacional e Europeia de Energia e Clima;
- Quadro português legislativo e regulamentar, nomeadamente, mas não exclusivo, Decreto-Lei 62/2020, de 28 de agosto;
- Políticas Públicas do Setor de Energia, nomeadamente no PNEC2030 bem como as linhas definidas no RNC2050;
- Estratégia Nacional para o Hidrogénio;
- Regulamento Nacional das Redes de Distribuição de 2022 (Despacho n.º 806-B/2022 da DGEG);
- Cenários de procura de gás e de evolução do mercado;
- Quadro global de desenvolvimento macroeconómico da economia;
- Evoluções tecnológicas e tendências do mercado;
- Informações apresentadas por partes interessadas (Câmaras Municipais, Sociedades de Renovação Urbana, Associações Empresariais, promotores imobiliários, potenciais clientes – principalmente os de Grande Consumo);
- Desenvolvimento de interações com instituições regionais ligadas ao setor da energia (CCDR-N, Agências de Energia, Ordem dos Engenheiros Norte, etc.).



O plano de desenvolvimento proposto neste PDIRD pretende, portanto, assegurar as atividades do distribuidor de rede, garantindo o acesso à infraestrutura de gás a novos clientes domésticos e industriais, à modernização dos ativos, assegurando níveis de segurança, qualidade de serviço e fiabilidade das infraestruturas inerentes ao cumprimento estrito do contrato de concessão, potenciando níveis de satisfação de clientes, num cenário de crescente descarbonização dos ativos, garantindo que a implementação dos projetos identificados conduza a uma sustentabilidade crescente do Sistema Nacional de Gás (SNG).

Neste sentido, os objetivos estratégicos do plano de investimento proposto são:

- Otimização do CAPEX, através da seleção dos melhores projetos de investimento de desenvolvimento de negócio, de incremento de qualidade de serviço e da resiliência da rede;
- Descarbonização das infraestruturas de distribuição de gás enquanto ativos estratégicos nacionais, cumprindo com os desígnios estabelecidos na legislação e regulamentos aplicáveis e com os objetivos estabelecidos na estratégia nacional para o hidrogénio e, por esta via, reduzindo as emissões e potenciando a competitividade da economia;
- Desenvolvimento de projetos de investigação e inovação posicionando a empresa na vanguarda da resposta aos desafios do setor, assegurando a eficiência na gestão dos ativos;
- Atualização de Sistemas de Informação, suportando o seu robustecimento e agilização, de forma a garantir uma operação mais eficiente e o incremento da qualidade de serviço;
- Foco continuado na maximização da eficiência no OPEX;
- Incremento da taxa de penetração do gás pela disponibilização de uma energia mais resiliente e económica para as famílias e comunidade em geral.

Neste plano, são de relevar os seguintes projetos de referência:

- Descarbonização e digitalização de ativos de distribuição de gás, capacitando a transformação da infraestrutura para a veiculação de gases de origem renovável, como o biometano, metano sintético e principalmente o hidrogénio, de forma a contribuir ativamente para as metas de neutralidade carbónica nacionais em 2025, 2030 e 2050, num total de investimento para o período 2023-2027 de 19M€ (ver Anexo 7);
- Resiliência e qualidade de serviço da rede de distribuição de média e baixa pressão, no âmbito da análise de risco ao estado global da infraestrutura e à respetiva cenarização de capacidade e condição de operação dos ativos, num total de 9,1M€ de investimento para o período entre 2023 e 2027 (ver Anexo 6).

- Transformação de sistemas de informação de suporte à atividade operacional, com vista à atualização tecnológica do ambiente de hardware e software reforçando flexibilidade, integração das diversas vertentes e interligações a *stakeholders*, potenciando condições para assegurar os elevados níveis de qualidade e de eficiência exigidos à concessionária. O plano de investimento proposto ascende a 7,5M€ para o período dos 5 anos (ver capítulo 8.2.4).

Tipologias de Investimento

A proposta apresentada, suportada nos objetivos e estratégia definida pela empresa, assenta na concretização de um plano de investimento estruturado em quatro tipologias:

- **Investimento em Desenvolvimento de Negócio:** desenvolvimento do negócio pela captação de novos pontos de abastecimento alargando a malha de rede de distribuição a novas zonas, dentro dos concelhos já abastecidos ou avançando para novas freguesias e novo concelho. Este investimento tem como objetivo garantir acréscimo de energia veiculada, otimização dos ativos instalados e o cumprimento das obrigações regulamentares de ligação de pontos de abastecimento e de serviço público.
- **Investimentos em Descarbonização e Digitalização de Ativos:** projetos de investimento em ativos de distribuição de gás para compatibilização com a veiculação de gás de origem renovável, incrementando o nível de sensorização e automação nas infraestruturas de forma a assegurar o nível de controlo, segurança, qualidade de serviço e a gestão do sistema em linha com os requisitos regulamentares de injeção de novos gases.
- **Outros Investimentos em Infraestruturas:** investimento de conformidade destinado à renovação e reestruturação da rede e construção de sistemas de redundância, com o objetivo de garantir a fiabilidade de abastecimento, a resiliência, bem como os níveis de qualidade do serviço e potenciar a eficiência operacional.
- **Outros Investimentos:** investimento de conformidade destinado ao cumprimento legal e de suporte ao desenvolvimento e operação da infraestrutura, orientado por vetores de eficiência operacional e qualidade de serviço. Este investimento é composto por renovação de contadores por imposição legal, sistemas informáticos, edifícios, equipamentos de transporte e outros equipamentos de suporte à atividade.

Os quatro vetores de investimento acima descritos concretizam um plano global de investimento de 143,5M€ nos cinco anos de projeção de PDIRD, concretizados da forma seguinte:

Investimento	PDIRD 2020		PDIRD 2022		Variação	
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	94 885	75%	102 406	71%	7 521	8%
Outros Investimentos em Infraestruturas	9 302	7%	9 142	6%	-160	-2%
Descarbonização e Digitalização de Ativos	11 950	9%	19 008	13%	7 058	59%
Outros Investimentos	10 508	8%	12 960	9%	2 452	23%
TOTAL	126 644	100%	143 516	100%	16 871	13%

Quadro 1: Variação Total do Investimento PDIRD 2020 vs PDIRD 2022 (m€)

Esta proposta de PDIRD representa um acréscimo de 13% face ao plano de investimento proposto no PDIRD 2020, correspondendo a mais 16,9M€ de investimento. Esta evolução traduz um maior esforço relativo de investimento nas várias tipologias de investimento, potenciando o desafio de desenvolvimento de negócio e mantendo estável o plano de investimento de conformidade, suportado em cumprimento legal e regulamentar, bem como na manutenção de uma matriz de segurança e fiabilidade de abastecimento adequadas, mas criando um foco estratégico em projetos de descarbonização e digitalização de ativos, evidenciando a importância de articulação da orientação da empresa no cumprimento das novas metas para gases de origem renovável, no contributo para a sustentabilidade do SNG.

Comparando os três anos comuns ao PDIRD 2020 – 2023, 2024 e 2025, o plano apresentado propõe a aprovação no PDIRD 2022 de 14,2M€ adicionais (20%). A variação face ao investimento do PDIRD 2020 está distribuída, de forma geral, por todas as tipologias sendo justificada pelo reforço do plano de investimento em Descarbonização e Digitalização de Ativos, no desígnio de transição energética assumido, mas também no plano de desenvolvimento de negócio proposto com vista a potenciar as captações de pontos de abastecimento e a energia veiculada na RNDG, e pelo incremento no plano para Outros Investimentos, suportado no projeto de transformação dos sistemas de informação técnicos de suporte à atividade.

O investimento previsto traduz um CAPEX médio anual de 28,7M€, que contrapõe com o verificado no período 2021-2025 de 25,3M€.

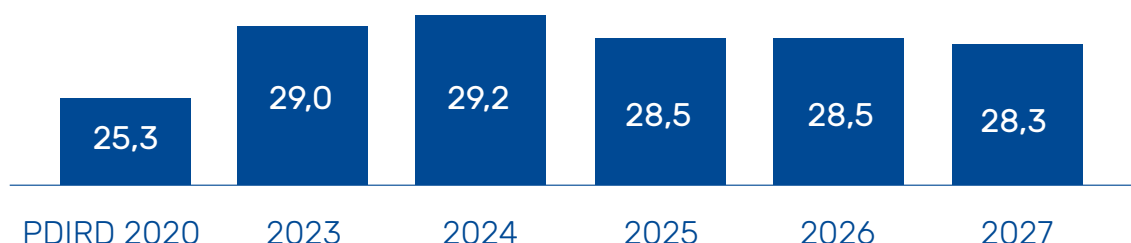



Gráfico 1: Investimento médio anual PDIRD 2020 e Investimento Anual PDIRD 2022 (M€)

Investimento em Desenvolvimento de Negócio

O plano de investimento em desenvolvimento de negócio proposto é de 102,4M€ e permitirá o crescimento sustentado do SNG, nomeadamente nas suas vertentes de captação de novos pontos de abastecimento, prevendo-se ultrapassar os 463 mil pontos ativos no final do período (taxa de crescimento anual de 2,7%), com acréscimo de 0,7 TWh de energia veiculada, permitindo uma projeção de veiculação de 8,2 TWh em 2027 (taxa de crescimento médio anual de 1,2%), e desenvolvimento da infraestrutura de rede de distribuição com construção de 702 km (taxa de crescimento médio anual de 1,3%).



O esforço de densificação da rede mantém-se como uma prioridade, permitindo um rácio de pontos de abastecimento por km de rede estável em cerca de 80 PA/km. De notar que o alargamento da área de influência da infraestrutura de gás para zonas menos urbanas pressiona o rácio no sentido menos favorável, sendo este impacto mitigado pela orientação da ação técnico-comercial do plano de desenvolvimento, nomeadamente no esforço crescente de captação sobre a infraestrutura existente.

A proposta energética de gás natural apresenta-se com inequívocas vantagens económicas, para todos os setores de atividade, de fiabilidade e segurança, apresentando a sua infraestrutura uma enorme resiliência.

O plano de investimento proposto potencia a redução da fatura energética das famílias e pequenos negócios em 16,2M€¹ o que perfaz uma poupança anual média de 3,2M€.

Os projetos analisados sobre o mercado potencial consideram diversas dimensões, tais como, os potenciais grandes consumidores, a proporção de domicílios que já usam gás (de outro tipo), a proporção de famílias que, embora utilizem energia elétrica, são potenciais clientes de gás natural para determinadas utilizações.


Estes projetos de investimento são seriados de acordo com a análise de rentabilidade para o sistema, alavancada por grandes consumidores que, em primeira instância, asseguram desde logo a viabilidade dos projetos, servindo como investimentos âncora para o desenvolvimento da rede.

Investimento em Descarbonização e Digitalização de Ativos

No âmbito da Descarbonização e digitalização de ativos de distribuição, concebida no quadro da visão estratégica da Portgás, alinhada com a lei de bases do setor que estabelece que "a descarbonização do setor do gás atinge-se garantindo, a cada momento, a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no sistema, respeitando os constrangimentos técnicos e físicos do Sistema Nacional de Gás (SNG). O biometano e o hidrogénio, gerados a partir de fontes de energia renovável como a biomassa ou a eletrólise da água e incorporados no combustível circulante na rede pública de gás, asseguram assim a continuidade do fornecimento de gás e a progressiva descarbonização do setor. A incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono contribui também para que as redes concessionadas não se tornem ociosas, permitindo a continuidade da sua utilização", é importante ter em consideração que as infraestruturas de gás e o investimento necessário para a sua conversão para receberem até 100% de gases renováveis funcionam como um *enabler* para um objetivo estratégico do país de diminuir a sua dependência externa de energia, incrementando a soberania energética.

Para o contributo ativo da infraestrutura da Portgás no mix energético para atingir as metas de neutralidade carbónica definidas pelo Estado Português, a empresa desenvolveu um conjunto de projetos de investimento na cadeia de valor dos gases de origem renovável, com especial ênfase na concretização de projetos de transformação dos ativos

¹ Considerou-se que o Gás Natural irá substituir em 90% fogos abastecidos a butano/propano e 10% sistemas elétricos de AQS – Água Quente Sanitária e um consumo energético em BP< de 3,0 MWh/ano.



críticos, capacitando para a veiculação de hidrogénio e outros gases de origem renovável, incremento do controlo de volume e qualidade do gás distribuído, para promover uma resposta eficaz às solicitações dos produtores de energia e assegurar a qualidade de gás aos clientes, garantindo a monitorização e controlo de fluxos de energia na infraestrutura de distribuição.

O investimento total proposto para estes projetos corresponde a 19M€ no horizonte 2023 a 2027, e, de forma a mitigar o risco dos projetos de inovação face aos recursos internos existentes, o ecossistema da Portgás encontra-se alicerçado em parcerias com empresas, instituições e fundamentalmente com a academia. Adicionalmente, a Portgás comprometeu-se a realizar todos os esforços para financiar parcialmente estes projetos com recurso a capital proveniente de subsídios nacionais e da UE de apoio à inovação e transformação do tecido produtivo.

Outros Investimentos em Infraestruturas

O plano de 9,1M€ comporta a materialização de um conjunto de projetos com o objetivo de incrementar a qualidade e resiliência da infraestrutura numa perspetiva de sustentabilidade da expansão, robustecendo os ativos da concessão, assim como investimentos em equipamentos de medição, por reativações de pontos de consumo, bem como estudos técnicos de suporte a esta atividade.

O racional subjacente ao investimento na rede existente prende-se com a diminuição do risco de alguns subsistemas, previamente identificados no Plano Diretor da Infraestrutura 2022-2023, realizado em 2021, e garantia de redundâncias para alguns sistemas que foram desenvolvidos com alimentação radial, nomeadamente no que respeita a ligações à rede de transporte.

Outros Investimentos

O investimento previsto é de 13,0M€ e permitirá a renovação do parque de contadores em limite de vida em cumprimento de imposição legal (portaria 321/2019, de 19 de setembro), bem como dotar a empresa de ativos de suporte à atividade de distribuição e operação das infraestruturas, acompanhando os avanços tecnológicos e as exigências regulamentares crescentes ao nível da qualidade de serviço e de satisfação de clientes, elevando os níveis de eficiência operacional na relação com todos os agentes de mercado e entidades do SNG.





**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição**

.portgalis

2. Enquadramento

The page features a decorative design of thick green lines and circles. A large, thin green circle is positioned in the upper right quadrant. A thick green line starts from the left edge, curves downwards, forms a loop, and then extends towards the bottom right. Several smaller green circles and semi-circles are scattered throughout the design, some overlapping the main lines.



2. Enquadramento

2.1. Enquadramento regulatório

Nos termos do disposto no art.º 88º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, constitui responsabilidade dos operadores da rede de distribuição de gás a elaboração de um Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás (PDIRD) para um período de 5 anos. Este plano é elaborado de forma a assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás, alinhados com a política energética.

Os PDIRD devem basear-se na caracterização técnica das redes e na oferta e procura, atuais e previstas, aferidas com base na análise do mercado, e devem ainda promover o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável.

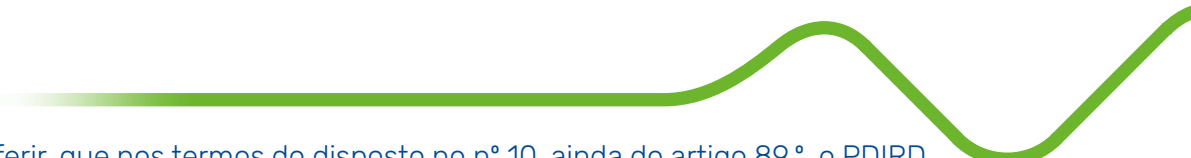
Enquanto empresa concessionária de serviço público, e de acordo com o art.º 5º do Decreto-Lei 62/2020, constituem obrigações da Portgás:

- a) A segurança, regularidade e qualidade do abastecimento;
- b) A incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono;
- c) A garantia de ligação dos clientes às redes nos termos previstos nos contratos de concessão ou nos títulos das licenças;
- d) A proteção dos utilizadores, designadamente quanto a tarifas e preços;
- e) A promoção da eficiência energética e da utilização racional dos recursos, a proteção do ambiente;
- f) A contribuição para a progressiva descarbonização do SNG, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050.

Cumprindo com o disposto no artigo 89.º do já referido Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a Portgás procede à elaboração do PDIRD 2022, para o período de projeção 2023-2027, apresentando-o, assim, à ERSE e DGEG.

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do mesmo artigo 89º, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua Consulta Pública (CP), com duração de 30 dias, dispondo dos 22 subseqüentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos, é levado ao conhecimento dos operadores da RNDG e RNTG.

Enviado o relatório da CP, nos termos do número 3 do mesmo artigo 89.º, a DGEG, a ERSE e operador da RNTG emitem e comunicam entre si e aos ORD o respetivo parecer no prazo de 30 dias.



Importa por fim, referir, que nos termos do disposto no nº 10, ainda do artigo 89.º, o PDIRD 2018 com plano de investimento para o período 2019-2021, foi aprovado pelo membro do governo responsável pela área de energia, o qual salientou a importância de articular os termos propostos com as novas metas para gases renováveis a fixar na Estratégia e Planos de Ações para o hidrogénio, a aprovar brevemente.

A empresa endereçou a versão final da proposta de PDIRD 2020, com plano de investimento para o período 2021-2025, integrando as recomendações expressas nos pareceres da ERSE e do Operador de RNTG a proposta, que se encontra ainda em fase de aprovação.

2.2. Caracterização da Atividade de Distribuição de Gás


Atualmente existem onze operadores de rede de distribuição de gás em atividade no SNG. Seis operadores de rede de distribuição regionais - Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás, que exercem a sua atividade ao abrigo de contratos de concessão e estão ligados à rede de transporte. Os restantes cinco são operadores de rede de distribuição locais - Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás, que exercem a sua atividade ao abrigo de licenças de distribuição estando as suas redes isoladas da rede de transporte e abastecidas por Unidades Autónomas de GNL (UAG).


A atividade da Portgás desenvolve-se nos três distritos localizados no litoral norte de Portugal (Porto, Braga e Viana do Castelo) e centra-se no desenvolvimento harmonioso da infraestrutura, ligada à rede nacional de transporte, garantindo sustentabilidade do crescimento dos ativos, resiliência da rede, gestão adequada de risco, qualidade de serviço e com o objetivo de incrementar os índices de densificação da rede existente e dos projetos de alargamento da zona de influência da rede, tendo por base um planeamento rigoroso, baseado entre outros fatores, numa criteriosa seleção dos projetos de investimentos, assegurando novos pontos de abastecimento e um aumento global de consumo no SNG, garantindo critérios de fiabilidade, continuidade de serviço, segurança e cumprindo os requisitos definidos pela ERSE.

Por outro lado, estão também subjacentes as atividades de receção, a veiculação e a entrega de gás a clientes finais através das redes de média e de baixa pressão, bem como a construção, manutenção e operação das infraestruturas que integram o sistema de Distribuição na Área de Concessão, as respetivas interligações com as redes de Transporte e todas as interfaces com os utilizadores finais.

A atividade de planeamento e conceção, atividade nuclear, é efetuada tendo em conta a distribuição geográfica da população, as solicitações dos agentes de mercado, dos utilizadores finais e as necessidades técnicas, garantindo que as redes construídas cumprem com todos os requisitos de qualidade de serviço, asseguram as condições de segurança adequadas e dispõem de capacidade suficiente para as necessidades de oferta e procura de acordo com o desenvolvimento potencial identificado numa perspetiva temporal alargada.

De uma forma mais exaustiva pode-se afirmar que está subjacente ao exercício da atividade de distribuição:

- 
- Contribuir para o desenvolvimento do SNG pela captação de novos pontos de abastecimento e acréscimo de veiculação de energia, otimizando os projetos de investimento de forma a garantir sustentabilidade do sistema, pelo incremento da base de ativos pela densificação da infraestrutura existente, pelo alargamento para novas zonas da concessão e capitalizando o mercado de nova construção;
 - Assegurar o planeamento e conceção da respetiva rede de distribuição, para permitir o acesso de terceiros, de forma não discriminatória e transparente, aos pontos de abastecimento da infraestrutura;
 - Assegurar a exploração e a manutenção das respetivas infraestruturas de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço;
 - Gerir os fluxos de gás na respetiva rede de distribuição, assegurando a sua interoperabilidade com as demais infraestruturas a que esteja ligada, no respeito pela regulamentação aplicável;
 - Assegurar a oferta de capacidade a longo prazo da respetiva rede de distribuição, contribuindo para a segurança do abastecimento;
 - Assegurar critérios de não discriminação no acesso à infraestrutura permitindo às indústrias e famílias terem acesso a uma energia mais económica, mais cómoda e mais segura, reduzindo assim as assimetrias regionais;
 - Facultar aos utilizadores da respetiva rede de distribuição as informações de que necessitem para o acesso à rede;
 - Fornecer ao operador de qualquer outra rede à qual esteja ligada e aos agentes de mercado as informações necessárias para permitir um desenvolvimento coordenado das diversas redes e um funcionamento seguro e eficiente do SNG;
 - Colaborar com as entidades reguladoras, fornecendo as informações necessárias ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado;
 - Assegurar a gestão dos equipamentos de medida, a recolha de informação local ou de forma remota, o fornecimento de informação sobre o consumo aos agentes de mercado;
 - Realizar os balanços físicos à rede, de forma a identificar potenciais anomalias e agir em conformidade, assim como garantir a gestão do sistema com os agentes de mercado;
 - Assegurar o tratamento de dados, nomeadamente de clientes, comercializadores e fornecedores no respeito pelas disposições legais de proteção de dados pessoais e preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício da sua atividade;
 - Assegurar as condições técnicas para a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono, como instrumento fundamental para atingir a neutralidade carbónica em 2050, nos termos das quotas estabelecidas nos diferentes instrumentos de política pública.



A Portgás desempenha a atividade concessionada de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público e adota, para o efeito, os procedimentos, meios e tecnologias de referência utilizados no setor do gás, com vista a garantir, designadamente, a segurança de pessoas e bens.


Consideram-se afetos à concessão, entre outros, os bens que constituem a rede nacional de distribuição de gás na parte correspondente à área de concessão, designadamente:

- O conjunto de condutas de distribuição de gás, designadamente a rede primária e a rede secundária, instaladas a jusante das estações de redução de pressão de 1.ª classe com as respetivas tubagens, válvulas de seccionamento e estações de filtração e medida;
- As instalações afetas à redução de pressão para as redes de baixa pressão, incluindo todo o equipamento de controlo, regulação e medida indispensável à operação e funcionamento do sistema de distribuição de gás;
- As instalações e equipamentos de telecomunicações, telemedida e telecomando afetos à gestão das instalações de distribuição e entrega de gás aos clientes finais;
- As estações de mistura e injeção de gás, para processamento da mistura ou injeção incluindo a receção, monitorização e controlo de qualidade do gás.

Com vista a cumprir a missão que lhe foi confiada pelo Estado Português, formalizada com a atribuição da concessão, onde cada uma das partes assumiu um conjunto de compromissos, a Portgás tem vindo a desenvolver os seus processos e sistemas visando proporcionar aos utilizadores da rede nacional de distribuição de gás, de forma não discriminatória e transparente, o acesso às respetivas infraestruturas, nos termos previstos na legislação e na regulamentação aplicáveis.

Em todas as atividades de desenvolvimento a empresa tem de respeitar o quadro jurídico que determina os direitos e obrigações do operador da rede de distribuição como entidade regulamentada.

A rede de distribuição, com uma extensão total de mais de 6.100 km em 2021, incluindo ramais, exige uma gestão permanente de monitorização, diagnóstico e manutenção. Uma das prioridades da empresa é o aumento da qualidade global do sistema de distribuição de gás, mantendo um nível elevado de segurança e de fiabilidade no funcionamento da rede de distribuição. Esta gestão traduz grandes exigências sobre a otimização dos programas de desenvolvimento da infraestrutura, com a atualização periódica dos modelos de simulação das condições da rede, monitorização contínua de atividades, a introdução de novos materiais e tecnologias por via da inovação, melhoria dos métodos de avaliação da condição dos ativos e incremento das metodologias de gestão de crise e continuidade do negócio. Para corresponder a este desafio, com o advento da injeção de gases renováveis nas redes de distribuição, nos termos estabelecidos na lei, existe um conjunto de novos desafios, para os quais a Portgás se está a preparar.



A empresa está atualmente certificada nos referenciais de Ambiente (ISO 14001:2015), Segurança (ISO 45001:2018), pela Qualidade (ISO 9001:2015), pela Investigação, Desenvolvimento e Inovação (NP4457:2007) e Continuidade de Negócio (NP EN ISO 22301), obtida em 2021, reforçando o compromisso da empresa com a continuidade de serviço e resiliência a eventos externos, nomeadamente em termos de ataques cibernéticos. A certificação nestes referenciais é expressão da permanente procura da melhoria contínua dos processos de negócio através da implementação das melhoras práticas do ciclo PDCA – *Plan, Do, Check and Act* – capitalizando a eficiência na gestão dos seus ativos, bem como pelas melhores práticas na gestão de inovação.

O crescimento da infraestrutura assenta fundamentalmente em três pilares: 1) a garantia da distribuição dos volumes requeridos de gás, no tempo e sob condições de pressão adequadas na rede; 2) a otimização dos investimentos de captação de novos pontos de abastecimento, garantindo rentabilidade dos projetos e 3) desenvolvimento do projeto de descarbonização dos ativos, de forma a garantir sustentabilidade do sistema de distribuição de gás.

Uma das principais atividades da empresa é a captação e ligação de novos pontos de abastecimento à rede de distribuição. A Portgás tem uma política de investimento em projetos de ligação de novos pontos de abastecimento sobre a rede existente e de desenvolvimento para novas zonas não abastecidas, garantindo um tratamento transparente e não discriminatório dos clientes, e contribuindo assim, para a redução das assimetrias regionais existentes na sua área de concessão, possibilitando a todas as indústrias e famílias o acesso a uma energia mais económica, mais cómoda, mais segura e mais ecológica, pois substitui outras fontes de energia mais poluentes. O principal objetivo desta política é motivar novos clientes para a oferta de gás e garantir o retorno do investimento no SNG.

A Portgás disponibiliza acesso público ao seu Sistema de Informação Geográfico, através do seu *site* **www.portgas.pt**, com o objetivo de permitir acesso geral sobre o cadastro da rede de distribuição de gás, potenciando a análise de proximidade ao local da instalação a abastecer através de uma interface gráfica onde o utilizador pode realizar uma pesquisa simplificada por rua.

No âmbito da reflexão para o PDIRD 2022 e considerando a estratégia da empresa para a Investigação, Desenvolvimento e Inovação enquanto condição determinante para a sustentabilidade, realça-se o desenvolvimento de uma estratégia de investimento na descarbonização das infraestruturas de gás, alavancando a Política de Inovação da Portgás (suportada em três pilares: *Sustainable Gas, Smart Gas Company e Customer Engagement*) na materialização de projetos de transformação da infraestrutura, com impacto na comunidade e no sistema nacional de gás, com vista a responder aos compromissos estabelecidos pelo Estado Português no domínio da energia, em particular no que respeita à atividade de distribuição de gás.

**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição**



.portgals



3. Evolução do Sistema de Distribuição de Gás



3. Evolução do Sistema de Distribuição de Gás

A projeção de investimento no âmbito do PDIRD 2022 desenvolve-se num contexto de profunda alteração do setor energético pelo que os operadores da rede de distribuição foram instados a responder aos desafios estabelecidos pelas instituições nacionais e europeias no sentido de contribuir ativamente para o desígnio de descarbonizar a economia, no caso em concreto de descarbonizar e digitalizar as infraestruturas de gás natural enquanto mecanismo de resposta ao combate às alterações climáticas.

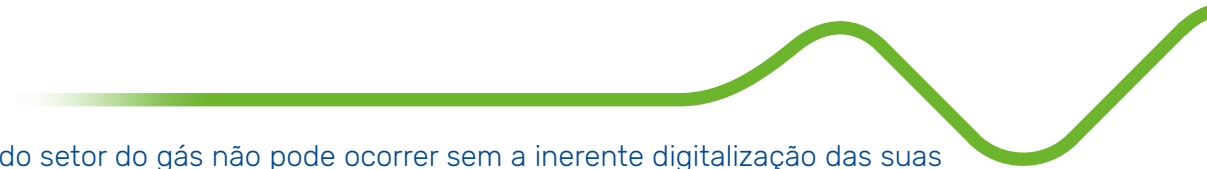
É cada vez maior o coletivo de países que colabora no combate às alterações climáticas e se compromete em alcançar emissões líquidas nulas de CO₂ até à segunda metade deste século (ou mesmo antes, representando atualmente cerca de 70% das emissões globais de CO₂). Contudo, apesar dos esforços internacionais e do fortalecimento das ambições globais continua a verificar-se um aumento das emissões de GEE. Esta lacuna entre a retórica e a ação necessita de ser anulada para que subsista o pacto em atingir a neutralidade carbónica em 2050 e limitar o aumento da temperatura média global bem abaixo dos 2°C (≅ 1,5°C), de acordo com o estipulado no Acordo de Paris, adotado em 2015.

O aspeto mais relevante a realçar é que o Estado Português já estabeleceu objetivos muito concretos neste domínio para os próximos anos e é com esta ambição que estabeleceu objetivos de incorporação de 5% de H₂ até 2025 (no mínimo 1%) nas redes de distribuição e 15% em 2030 (no mínimo 10%). Para as décadas seguintes os objetivos continuam a ser ambiciosos apontando para 50% em 2040 e 80% em 2050. Recorde-se que estes são os objetivos de incorporação de H₂, somando-se o desafio de incorporar outros gases de origem renovável, assegurando que em 2050 as infraestruturas de distribuição de gás são neutras em emissões e contribuem de forma muito relevante para a resiliência do sistema energético e para a incorporação de recursos endógenos na cadeia de valor da energia.

O desafio obriga os diferentes agentes do SNG a analisar o sistema energético de uma forma ampla e integrada, sendo a solução de acoplamento do sistema elétrico com o de gás uma via segura no processo de transformação a montante das comunidades, com impacto nestas, não provocando disrupções no uso de energia. Dada a ambição estabelecida pelos diferentes instrumentos de política pública, existe a necessidade de reforço e aceleração nos investimentos, com vista a dar resposta, em tempo, aos desafios de incorporar quantidades significativas de gás renovável no SNG e em particular nas Redes de Distribuição de Gás.

Desta forma, importa avaliar formas alternativas, ou pelo menos mais abrangentes, de responder ao desafio de descarbonização da economia, mantendo uma elevada resiliência do sistema. Para esse desafio, deve-se considerar a bioenergia nas suas diferentes formas, nomeadamente o hidrogénio, biometano, bem como o gás sintético produzido a partir da eletricidade - *Power-to-Gas*, também conhecido como P2G, assim como o *blending* de hidrogénio no gás veiculado, associadas necessariamente ao reforço da digitalização do sistema de gás.

Neste contexto, a proposta reside na rentabilização máxima das fontes de energia endógenas (com efeito neutro de emissões no ciclo de vida), diminuindo as necessidades de importação de energia, em contribuir para o equilíbrio da balança comercial nacional, na criação de emprego, e incrementando o acoplamento do sistema nacional elétrico e o sistema nacional de gás, na utilização dos seus ativos para veiculação de gases de origem renovável.



A transformação do setor do gás não pode ocorrer sem a inerente digitalização das suas infraestruturas, tradicionalmente mecânicas, de forma a incrementar a capacidade de monitorização, controlo e gestão de informação nos ativos de distribuição, assegurando a integração dos vários agentes de mercado. A transformação ecológica e digital representa um duplo desafio indissociável. Como exposto no Pacto Ecológico Europeu, esta transformação exige uma mudança imediata no sentido de soluções mais sustentáveis, que sejam eficientes na utilização dos recursos, assumam uma natureza circular e tenham um impacto neutro no clima. Significa igualmente que todos os cidadãos, trabalhadores e empresários devem dispor das mesmas oportunidades para tirar partido das vantagens de uma sociedade cada vez mais digitalizada, independentemente da sua localização, conforme apresentado pela Comissão Europeia no texto “Construir o futuro digital da Europa”².

Conscientes dos desafios que se apresentam ao setor de gás, a Portgás enquanto operador da rede de distribuição, preconiza um desenvolvimento sustentável dos acessos à sua infraestrutura, com investimentos numa transição tecnológica para distribuição de gases de origem renovável, que capacite o SNG enquanto vetor energético fundamental numa economia de paulatina neutralidade carbónica, sustentados no presente Plano de Investimentos das Redes de Distribuição de Gás.

² | Comissão Europeia, “Construir o futuro digital da Europa”, 19 de fevereiro de 2020. Disponível em: https://ec.europa.eu/portugal/news/shaping-europe-digital-future_pt

3.1. Política energética no Plano Europeu e Português

No atual contexto do setor energético o investimento em Investigação, Desenvolvimento e Inovação é uma condição para a sustentabilidade do setor do gás e dos agentes que nele operam. As estratégias de políticas energéticas implicam associar a necessidade de digitalizar e de descarbonizar a economia, em particular o setor energético, garantindo a segurança de abastecimento em simultâneo com a proteção do ambiente, assegurando a neutralidade de emissões, bem como a garantia de fornecimento generalizado de energia à sociedade, combatendo a pobreza energética que também afeta o nosso país.

De acordo com os diferentes cenários da visão estratégica de longo prazo da Comissão Europeia para 2050, a procura de gás de origem fóssil na UE diminuirá para metade desde os níveis em 2015. A curto/médio prazo, o gás natural assegura-se como combustível de transição para a mitigação dos GEE, por comutação do petróleo e do carvão. Contudo, na Europa antecipa-se uma descontinuação progressiva do gás natural, como consequência da produção e incorporação de hidrogénio e de outros gases renováveis a longo prazo nas infraestruturas de gás natural. Ainda nesta linha, prevê-se um progresso tendencialmente declinante da procura de gás entre 17% a 24% até 2030 face ao registado em 2019. Porém, a incerteza destes números é aumentada pela evolução dos setores da cogeração, da refinação de combustíveis e da introdução de hidrogénio *offgrid*. Perspetiva-se, assim, o surgimento de novos vetores energéticos, como seja, o hidrogénio, que vai ganhando expressão de forma gradual, atingindo em 2050 uma contribuição global de 4% no consumo de energia final, e que será um vetor importante de descarbonização em alguns setores com poucas opções tecnológicas alternativas, como por exemplo, no transporte pesado de passageiros e de mercadorias, setor onde representará em 2050 40% a 68% da procura do transporte pesado.

No contexto do Governo Português destacam-se três documentos profundamente interconectados: o Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC 2030), a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) e o Roteiro Para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

O Governo Português comprometeu-se através do PNEC 2030, aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros (nº53/2020), em materializar o primeiro conjunto de políticas integradas de energia e clima de âmbito nacional para o período 2021-2030, como meio de alcançar a neutralidade carbónica em 2050. O PNEC 2030 foca-se na transição energética e na mobilidade sustentável e define as principais metas e medidas de implementação para a redução das emissões de GEE, as quais assentam na incorporação de energias renováveis, na redução da intensidade carbónica, na eficiência energética e na segurança de abastecimento. Com enfoque no desenvolvimento de uma estratégia complementar para a produção de gases renováveis, em particular o hidrogénio e o biometano.

A EN-H2, aprovada pela Resolução de Conselho de ministros nº 63/2020, de 14 de agosto, consiste num documento que funciona como estratégia complementar para o desenvolvimento de uma economia descarbonizada. Os seus objetivos e medidas concentram-se na descarbonização da rede de gás com hidrogénio e metano sintéticos, na promoção da redução dos custos ao longo das cadeias de valor, e na intensificação e eficácia do processo de I&I em Portugal. A EN-H2 reconhece o hidrogénio verde como vetor central na transição energética e no crescimento socioeconómico, industrial, científico e tecnológico a nível europeu. No documento em questão é instituído um grupo de metas para a produção e introdução gradual do hidrogénio em vários setores económicos, com espe-



cial foco naqueles em que a resposta aos desafios não é sustentada exclusivamente na eletrificação.

O RNC 2050 apresenta-se como a estratégia de longo prazo para a neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050, constituindo o primeiro instrumento de modelação das emissões nacionais numa visão mais longínqua, mas com ação imediata, efetuado a nível nacional em torno de três eixos interligados: a valorização do território e do habitat, a economia circular e a descarbonização da sociedade e a transição energética.

3.2 Digitalização

A digitalização dos ativos é uma componente tecnológica, essencial para a estratégia da Portgás e fundamental para dar resposta aos desafios que se avizinham no âmbito do processo de descarbonização. Para que possa ser integrada é necessário adaptar a infraestrutura para um novo conceito de distribuição de gás, que lhe permita gerir fluxos e acomodar gases renováveis, desenvolver soluções que capacitem análises de estado e comportamento, traçar perfis de consumo e elaborar balanços de rede, continuando a operar a infraestrutura de forma segura.

A Portgás, na perspetiva de responder à evolução do sistema de distribuição de gás, cedo identificou a necessidade de digitalizar a sua infraestrutura. Assim, perante um sistema mais dinâmico e para assegurar controlo e monitorização da rede de distribuição, constatou-se a necessidade de:

- Controlar a qualidade do gás;
- Assegurar o controlo de odorante;
- Garantir a priorização e gestão dos fluxos;
- Controlar as pressões nos pontos relevantes de forma remota;
- Determinar a quantidade de energia entregue em cada ponto;
- Atuação remota e em tempo real do estado dos ativos (por ex. válvulas) tendo em conta um novo paradigma de injeção de gases renováveis.

A digitalização dos ativos pelo operador da rede de distribuição de gás revela-se atualmente como uma condição indissociável do processo de descarbonização, de suporte à transformação tecnológica que se impõe sobre o setor, naturalmente sustentada em sistemas de informação de elevada capacidade e resiliência, capturando o equilíbrio necessário entre eficiência e qualidade de serviço.

Por fim a instalação de comandos de controlo remoto em Postos de Redução e Medida de uma forma estruturada e de capacidades de *smart metering*, permite não só capacitar a análise de comportamento a perfis de consumo e gestão de fluxos nos diferentes subsistemas, como também envolver o cliente no processo de descarbonização.

3.3 Descarbonização

A Portugal assume continuamente a sua obrigação na descarbonização com compromissos já evidenciados no PDIRD 2020, pelo que neste documento pretende-se não só enquadrar o reforço estratégico da organização enquanto mecanismo de resposta à política energética, mas também a simbiose gerada nos planos de investimento para capacitar a infraestrutura de gás para as novas fontes renováveis de energia.

Os distribuidores de gás (até agora apenas de gás natural) terão um papel decisivo na transição dos Sistemas Nacionais de Gás, visto que detêm uma base de ativos de maior relevo e impacto económico nos sistemas de energia e um custo de serviço mais elevado do que o operador da rede de transporte. De forma expectável, face à natureza geográfica do negócio, os desenvolvimentos na rede de distribuição assumirão um impacto superior aos do transporte e, embora os volumes de gás veiculado em alta pressão diminuam globalmente, considera-se que os distribuidores serão influenciados por um aumento no gás veiculado em média e baixa pressão, bem como uma ocorrência mais frequente de fluxos inversos da distribuição face à necessidade de despacho técnico de fontes renováveis de energia, podendo inclusivamente conduzir à injeção na rede de transporte.

As instituições europeias e nacionais devem desenvolver instrumentos de política pública para uma meta vinculativa a nível europeu para gás renovável e descarbonizado, de forma a gerar atração de capital e valor numa economia endógena. A UE abriga pioneiros em tecnologias de baixo carbono no setor do gás: nos eletrolisadores que produzem hidrogénio, nos digestores anaeróbicos que produzem biogás e nas empresas europeias que fabricam equipamentos de pirólise e componentes de captura de carbono. Manter a liderança da UE nestas tecnologias gera inovação nos negócios, incrementando naturalmente o nível de apoio público aos desígnios climáticos, gerando empregos de alta qualidade para os europeus. A UE e Portugal têm uma vantagem natural para essa dimensão da transição energética para os novos gases e não devem desperdiçar esta oportunidade única de desenvolver a economia.

Face ao exposto revela-se de extrema importância a definição e harmonização de políticas estáveis de longo prazo para assegurar os investimentos na transição energética, pelo que as principais recomendações de alto nível de vários estudos europeus, por exemplo *Ready4H2* ou da *European Clean Energy Alliance (Roundtable Transmission and Distribution)*, que se focam na infraestrutura de distribuição sintetizam-se de seguida:

- Avaliar cenários distintos de planeamento integrado dos sistemas energéticos, bem como a gestão de capacidade de redes dedicadas ou híbridas para o desenvolvimento do mercado específico do hidrogénio;
- É imperativo o estabelecimento de políticas por parte dos governos relativamente às caldeiras que operam a gás e equipamentos para aquecimento de superfícies e de água sanitária;
- Integrar regimes de tarifa para gases renováveis para que os utilizadores/consumidores façam parte do processo para garantia de aceitação social e percepção de que estão a ser protegidos contra custos excessivos que em algum contexto possam emergir;

- Desenvolvimento de *clusters* que promovam o desenvolvimento e retenção do conhecimento.

A Portugal no âmbito da reflexão estratégica realizada para a estruturação e apresentação da proposta de PDIRD 2022 considera que os ativos de distribuição desenvolvidos no âmbito da concessão são uma peça fundamental na transição energética para uma economia de baixo carbono. Esta importância revela-se não só pela substituição de fontes mais poluentes e com capacidade de utilização de gás de origem renovável, como também se alia a uma infraestrutura resiliente, segura, e custo-eficaz para o consumidor, com níveis de performance assinaláveis aquando da existência de fenómenos climáticos extremos.

3.4 Avaliação do potencial de gás de origem renovável

Os gases de origem renovável desempenham um papel fundamental na transição energética da economia nacional, potenciados por políticas públicas que promovem recursos endógenos e contribuem para reduzir a dependência energética, capitalizando os ativos de transporte e distribuição de energia enquanto mecanismos essenciais para veicular fontes renováveis para os consumidores finais, domésticos e industriais.

No plano da descarbonização das infraestruturas as metas definidas pelo Governo português no Plano Nacional do Hidrogénio (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020) implicam a transição gradual do gás veiculado nas infraestruturas até 2040-2050 de gás natural de origem fóssil para gás de origem renovável, em particular de hidrogénio verde (75% - 80%), sendo que o remanescente deverá ser assegurado por biometano ou metano sintético.

A execução destas metas levanta alguns desafios aos operadores das infraestruturas visto que esta transição implica revisão do planeamento e operação das infraestruturas para acomodar e gerir a injeção paulatina de hidrogénio e respetiva misturas de gases ao longo dos próximos anos, implicando naturalmente investimentos como os preconizados no plano de descarbonização e digitalização de ativos. O biometano e metano sintético sendo gases intermutáveis com o gás natural, não apresentam questões complexas à sua veiculação nas infraestruturas.

Neste contexto, a progressão natural do planeamento das infraestruturas implicará a preparação das mesmas para a injeção multiponto de hidrogénio em regime de *blending* até 20%, em paralelo com o desenvolvimento de regiões (vales) 100% a hidrogénio que proliferarão em função da evolução do consumo de hidrogénio puro e da coordenação do planeamento do processo de conversão de infraestruturas e clientes.

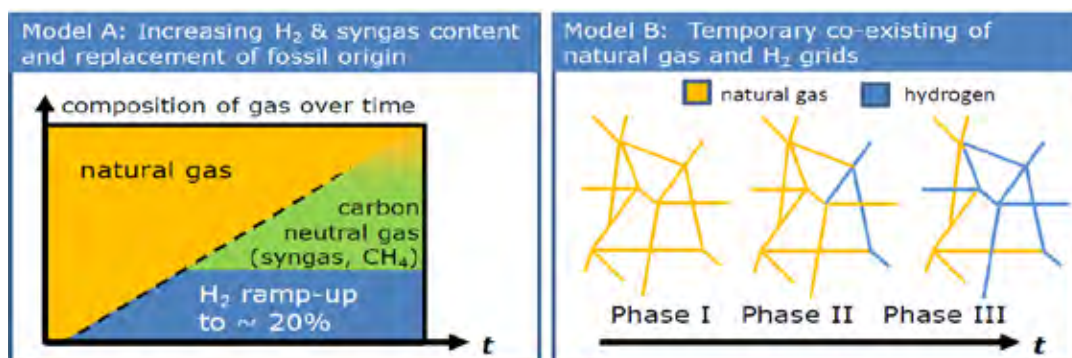


Figura 1: Hydrogen pathways to decarbonisation (FCHJU, 2019)

O ritmo de desenvolvimento incremental dos regimes de *blending* de hidrogénio e restantes gases de origem renovável está intrinsecamente ligado ao potencial de produção das fontes renováveis de energia (Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal, DGEG, 2019). A produção de hidrogénio verde terá uma correlação fortíssima com o surgimento de projetos de eletrólise, essencialmente centralizada, mas também dispersa, para produção exclusiva de hidrogénio verde com base em projetos de energia solar ou eólica, ou mesmo de excedentes de produção de energia elétrica não despachável. Nos casos do biometano e gás sintético, a produção ocorrerá essencialmente em locais de gestão de resíduos, urbanos ou industriais, na indústria agropecuária, em *clusters* municipais ou metropolitanos, sendo essencial a definição de uma estratégia nacional para a produção destes recursos endógenos, nomeadamente em coordenação com os operadores das infraestruturas, situação que comparativamente com o hidrogénio ainda não se encontra definida.

Numa nota final, o potencial de contribuição das infraestruturas de transporte e distribuição no seio da transição energética deve ser equacionado quer como incremento da segurança de abastecimento, ao reduzir a dependência externa do contexto geopolítico, quer como um fator potenciador de controlo de custos de energia, ao reduzir a exposição nacional aos mercados internacionais pela produção interna deste recurso e consequente armazenamento e distribuição pelos consumidores.

3.4.1. Potencial de Hidrogénio

No caso do Hidrogénio o potencial nacional de produção de hidrogénio com base em fontes renováveis de energia é dos mais expressivos a nível global. Note-se que no relatório *"The Future of Hydrogen"* da *International Energy Agency* (IEA), Portugal apresenta-se ao nível europeu como um dos países com maior potencial de produção de energia de origem renovável para a produção de hidrogénio de custo reduzido, nomeadamente a partir de eólico *onshore* e solar fotovoltaico. Neste contexto, as infraestruturas de gás desempenham um papel fundamental na transição, quer pela descarbonização do consumo de energia a partir das redes de distribuição, quer pela promoção de acesso às redes aos promotores que capitalizam os mecanismos de financiamento à produção descentralizada (POSEUR 2020, Horizonte Europa e PRR). Note-se que o SNG, através da acomodação de percentagens até 20% de H₂ verde nas redes representa um *buffer* de grande dimensão para a sua receção, potenciando a gestão da natureza volátil deste tipo de produção e contribuindo para um *quick start* do desenvolvimento de um mercado de hidrogénio verde à escala nacional.

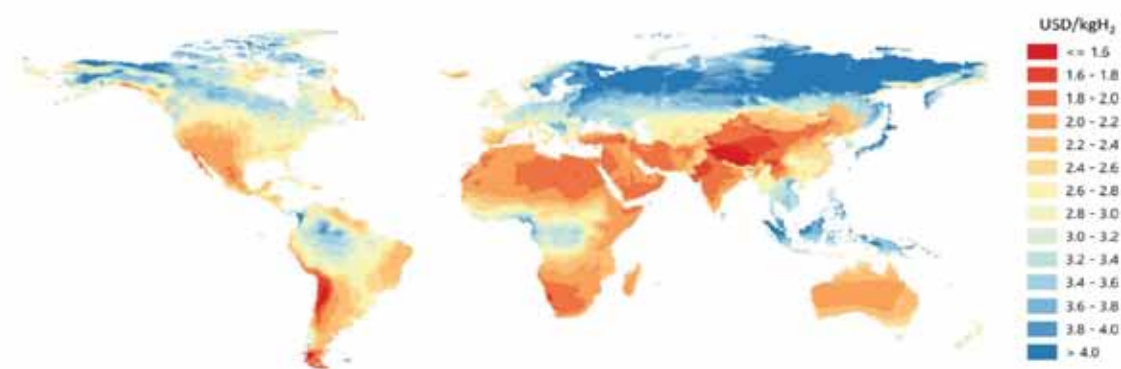



Figura 2: *Hydrogen costs from solar PV and onshore wind systems in the long term*³

³ IEA, 2019, *The Future of Hydrogen*



No estudo citado, a IEA apresenta recomendações ao nível governamental, nomeadamente para a promoção deste vetor energético enquanto potencial endógeno e de elevado potencial energético, capitalizando as infraestruturas de distribuição como veículo eficaz de transporte desta forma de energia, bem como a promoção de quadros de apoio ao investimento em Investigação, Desenvolvimento e Inovação para que os agentes de mercado possam desenvolver as tecnologias e as respetivas infraestruturas, para adaptação paulatina a concentrações de maior expressão com vista à sua compatibilidade integral.

Note-se que os mecanismos de incentivo criados pelo Estado Português até ao passado recente, iniciados no POSEUR 2020, anunciados leilões para gases de origem renovável e eventualmente novos quadros de apoio nacional ou comunitário, implicarão uma aceleração do processo de descarbonização das infraestruturas de gás.

3.4.2 Potencial de biometano ou metano sintético

A Portgás no âmbito da parceria com a *Innoenergy*, e face aos desenvolvimentos políticos e tecnológicos dos últimos anos, decidiu desenvolver investigação no potencial metanogénico da área de concessão, visto que é o recurso endógeno com limitação natural nas suas existências, de forma a avaliar qual o potencial energético, bem como a melhor abordagem à sua capitalização.

Note-se que Portugal está claramente atrasado no panorama europeu na temática do biometano, como tal, naturalmente deve absorver as vantagens dos casos de sucesso dos seus congéneres, mas também evitar os erros dos “*first movers*”, desenvolvendo um modelo de negócio que seja sustentável para a sociedade. Os produtores de biometano devem valorizar, para além da componente energética (molécula de CH₄), outras componentes de valor acrescentado, tal como os fertilizantes ou o CO₂ que pode ser utilizado noutras indústrias ou servir como instrumento logístico para armazenar hidrogénio sob a forma de gás natural sintético em unidades *Power-to-Gas*, para além da valorização das suas externalidades positivas na resolução de potenciais questões ambientais (eliminação de resíduos) e promoção de uma economia circular.

A Portgás, consciente do panorama europeu na transição energética, abordou a interface *Innoenergy* surgindo, assim, a oportunidade de desenvolver um estudo que propõe um modelo de negócio para a injeção do biometano em Portugal. O objetivo primário deste estudo⁴ prendeu-se com a obtenção de informações de tomada de decisão para a adoção de modelos de negócio de biometano aplicáveis à rede portuguesa de gás natural com base em políticas públicas, em toda a UE, com dados nacionais portugueses.

O potencial de biometano em Portugal foi estimado especialmente a nível municipal para cinco tipos diferentes de resíduos, nomeadamente, bovinos, porcos, aves, ovinos e resíduos urbanos. Estimou-se que o potencial de biometano para Portugal seja de 410,86 Mm³/ano, como observado no quadro 2, onde os resíduos urbanos correspondem à maior parcela, com o valor de 322,37 Mm³/ano.

⁴ Johnson, D., 2020. Analysis Of Biomethane Business Models Applicable To The Portuguese Natural Gas Grid. Mestrado. Instituto Superior Técnico. <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/cursos/mege/dissertacao/1972678479054821>

Origem substrato	Potencial de Biometano [Mm ³ /a]
Bovinos	65,33
Porcos	4,479
Aves	14,15
Ovinos	4,53
Resíduos Urbanos	322,37
Total	410,86

Quadro 2: Potencial biometano em Portugal

Na Figura 3 é possível observar o potencial de biometano por município, onde os valores mais altos de BMP (*biomethane potential*) correspondem às regiões metropolitanas de Lisboa e Porto. Tal resultado, é o expetável pois são áreas que apresentam maior concentração de resíduos urbanos, categoria essa de substrato que contém maior potencial de biometano.

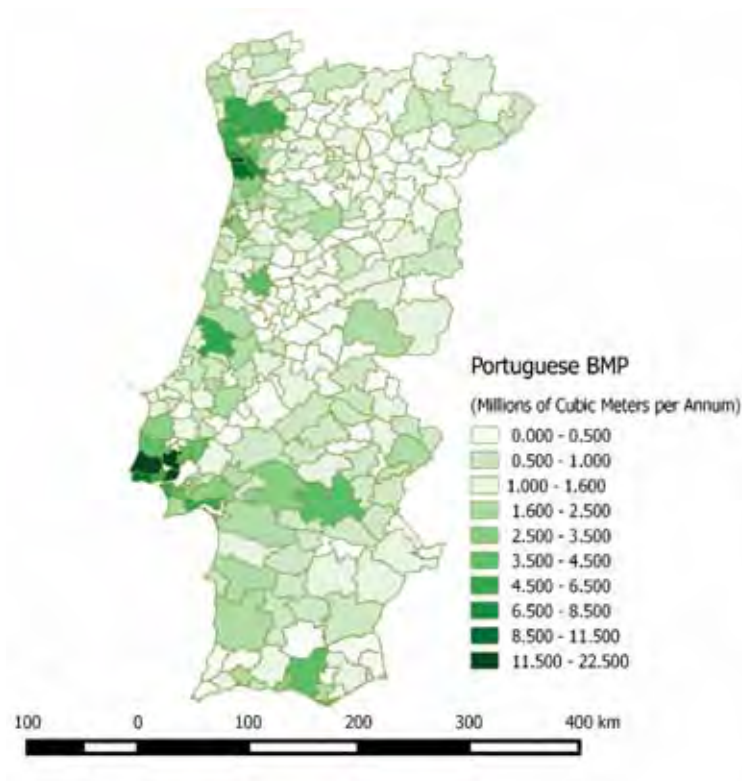


Figura 3: Potencial de biometano (do conjunto total de substratos) por município

Além disso, verificou-se que, do potencial total de Portugal, 24,1% correspondem aos 29 municípios da área de concessão da Portgás, conforme observado no quadro 3, representando um volume global de cerca de 1,1 TWh/ano de biometano, que corresponde a sensivelmente 15% do volume anual de gás veiculado na Portgás.

Município	BMP [Mm³/a]	Município	BMP [Mm³/a]
Barcelos	4,939	Ponte de Lima	1,02
Braga	5,336	Porto	12,73
Caminha	0,599	Póvoa de Varzim	4,043
Esposende	1,425	Santo Tirso	2,858
Fafe	1,112	Trofa	2,027
Felgueiras	1,431	Valença	0,517
Gondomar	6,714	Valongo	3,764
Guimarães	5,986	Viana do Castelo	2,342
Lousada	1,123	Vila do Conde	5,667
Maia	5,107	Vila Nova de Cerveira	0,274
Matosinhos	8,364	Vila Nova de Famalicão	4,985
Paços de Ferreira	1,313	Vila Nova de Gaia	9,291
Paredes	2,004	Vila Verde	1,369
Paredes de Coura	0,297	Vizela	0,87
Penafiel	1,556	Total	99,062

Quadro 3: Potencial de biometano na área de concessão da Portgás

No âmbito do estudo foi desenvolvida e utilizada uma ferramenta de apoio à decisão, “*Green Gas Planner*”, para otimizar modelos de negócio de biometano em termos de Valor Atual Líquido (*Net Present Value – NPV*), aplicada aos 29 municípios que constituem a área de concessão da Portgás. Esta ferramenta demonstrou que nenhuma central de biometano será construída na concessão da Portgás, considerando as políticas atuais de Portugal, enquanto que, utilizando as políticas públicas do Reino Unido, Suécia e França muitas centrais apresentariam um NPV positivo, podendo ser construídas na área de concessão variados projetos com sustentabilidade económica.

Analisando os países que lideram o negócio do biometano na UE, verificou-se que todas as nações que adotaram o biometano têm sistemas de apoio direto que promovem a adoção deste vetor energético ou políticas exigentes de carbono que tornam os custos do biometano competitivos com o gás natural.


Neste contexto, considera-se fundamental a análise holística deste potencial no seio de uma Estratégia Nacional para o Biometano, no sentido de reduzir as emissões de GEE, capitalizando recursos endógenos para a contribuição das metas nacionais de gases de origem renovável.



**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição**

.portgalis



A decorative green vine graphic with several loops and leaves, positioned on the left side of the page. The vine starts from the top left, loops around, and ends in a small leaf-like shape at the bottom center.

4. Caracterização das infraestruturas de distribuição de gás



4. Caracterização das infraestruturas de distribuição de gás

A área de concessão da Portgás abrange os distritos do Porto, Braga e Viana do Castelo, correspondendo a um agrupamento de 29 concelhos - Barcelos, Penafiel, Braga, Ponte de Lima, Caminha, Porto, Esposende, Póvoa de Varzim, Fafe, Santo Tirso, Felgueiras, Valença, Gondomar, Valongo, Guimarães, Viana do Castelo, Lousada, Vila do Conde, Maia, Vila Nova de Cerveira, Matosinhos, Vila Nova de Famalicão, Paços de Ferreira, Vila Nova de Gaia, Paredes, Vila Verde, Vizela, Trofa e Paredes de Coura.

Em termos demográficos⁵, a zona de concessão corresponde a cerca de 25% da população residente em Portugal, com uma área aproximada de 5% do território nacional.

NUTS e Concelhos	Área km ²	População Residente Individuos	Habitacões	Densidade Populacional hab./km ²
Portugal	92 212	10 344 802	5 984 559	112
Concessão	4 365	2 566 213	1 250 722	588
% Concessão/Portugal	5%	25%	21%	525%

Quadro 4: Impacto demográfico e geográfico da concessão

A rede da Portgás liga-se atualmente em 11 pontos de entrega da Rede de Transporte, sendo efetuada nas GRMS (denominadas estações de redução de primeira classe) a odorização e redução de pressão do gás para os níveis de pressão de entrega nas Redes de Distribuição. É nestes pontos da Rede Nacional que se dá a transferência da responsabilidade para as distribuidoras sendo iniciada a rede de média pressão do distribuidor, também denominada rede primária, que permite realizar a veiculação de gás de maior capacidade. A rede primária assegura o fornecimento dos clientes ligados diretamente à rede de média pressão (quer por necessidades de pressão, quer por relevo dos consumos instantâneos), bem como assegura a veiculação de gás a pressões mais elevadas até à proximidade das zonas de maior procura, procedendo-se aí à redução de pressão de forma a alimentar as redes de distribuição secundárias, de baixa pressão, sendo esta interface efetuada em 89 PRM (denominados Postos de Regulação e Medida de 2.ª classe).

⁵ PORDATA - Base de Dados de Portugal e Relatório de Indicadores de Caracterização da Concessão 2021

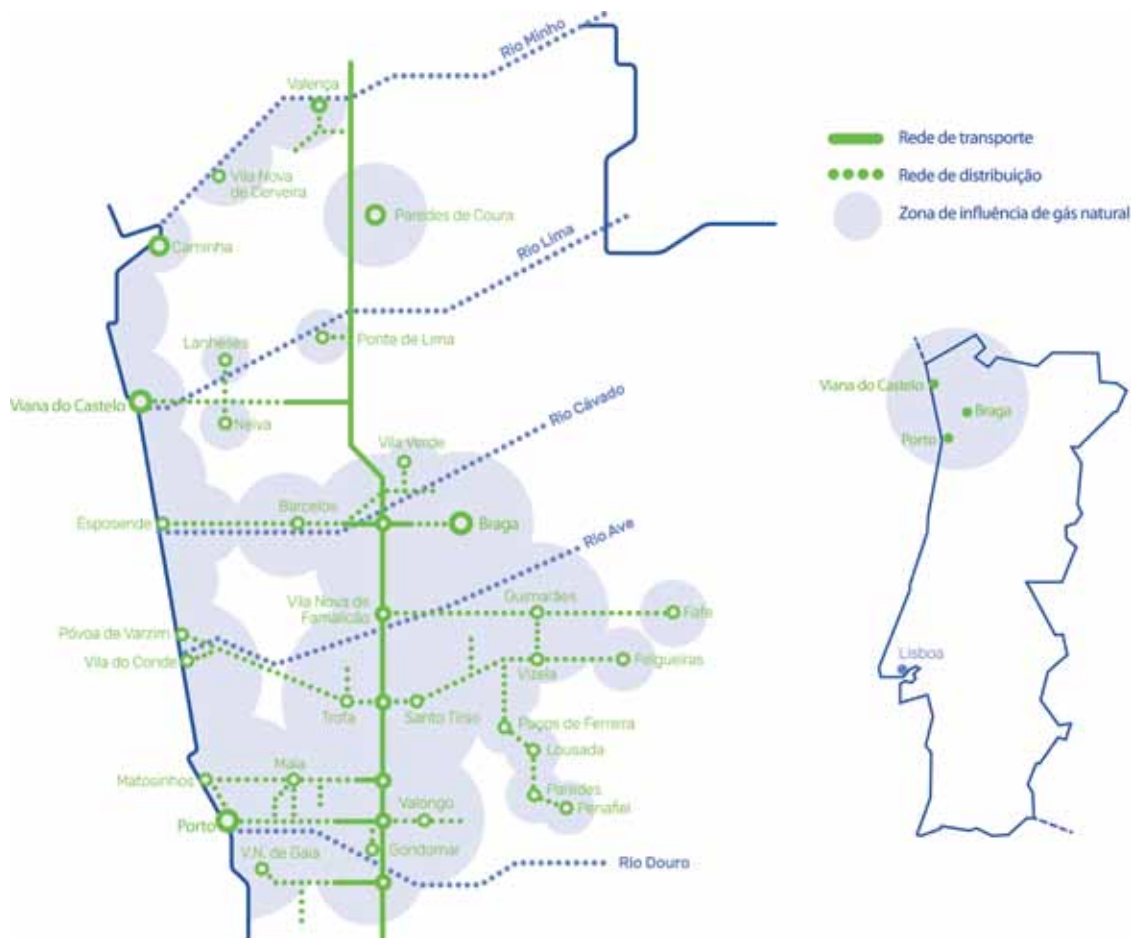


Figura 4: Mapa da área de concessão

A evolução do sistema de distribuição de gás tem sido constante ao longo dos últimos anos.

Neste sentido, com o desenvolvimento preconizado no PDIRD afigura-se como primordial a realização de estudos detalhados de forma periódica das condições de operação e potencial expansão de rede, garantindo princípios-chave para o desenvolvimento dos ativos da infraestrutura:

- Resiliência;
- Sustentabilidade da expansão futura;
- Qualidade de Serviço.

A densificação da infraestrutura (pontos de abastecimento ativos/nº de fogos) já é assinalável em alguns concelhos, nomeadamente nos concelhos de maior maturidade de mercado onde a presença do gás natural atingiu os 20 anos de idade, com desenvolvimento constante ao longo do ciclo de vida da concessão, onde no final de 2021 a Portgás detém uma taxa de penetração ativa de 32% ao nível do mercado doméstico, variando claramente entre os 56% na cidade de Braga (com a taxa mais elevada) e os 9% em Ponte de Lima e Vila Nova de Cerveira. No concelho de Paredes de Coura ainda não se registam clientes ligados, estando as primeiras ligações previstas para o início do ano 2022.

A capilaridade da rede tem sido uma preocupação da Portgás e por esse facto, no âmbito das atividades de planeamento e desenvolvimento da rede estruturante, têm vindo a ser planeadas e executadas obras para incrementar a resiliência da rede e preparar o potencial de veiculação de energia. Esta estratégia conduziu à realização de eixos estruturantes, seja no âmbito das redes de desenvolvimento comercial, seja no âmbito das redes estruturantes, integrando as necessidades comerciais num planeamento estratégico da infraestrutura.

4.1. Caracterização da rede

As redes de distribuição de gás natural estão separadas em dois níveis de pressão – rede de distribuição de média pressão entre 4 bar e 20 bar – rede primária, e rede de distribuição de baixa pressão, pressão máxima de 4 bar – rede secundária.

A rede primária, ou de média pressão, recebe gás dos pontos de entrega (GRMS) do Operador de Rede de Transporte – REN Gasodutos, e entrega gás diretamente nos pontos de consumo que requerem pressões de abastecimento elevadas ou consumos instantâneos significativos (PRM de Cliente) e nos PRM de Rede.

A rede secundária, ou de baixa pressão desenvolve-se a partir dos PRM de Rede e abastece todo o tipo de clientes, a pressões inferiores a 4 bar. Dentro da rede secundária é possível distinguir um terceiro nível de pressão, quando existem PRP (postos de regulação de pressão) na rede secundária. A jusante dos PRP desenvolve-se rede cuja pressão de serviço é, normalmente, inferior a 1 bar.

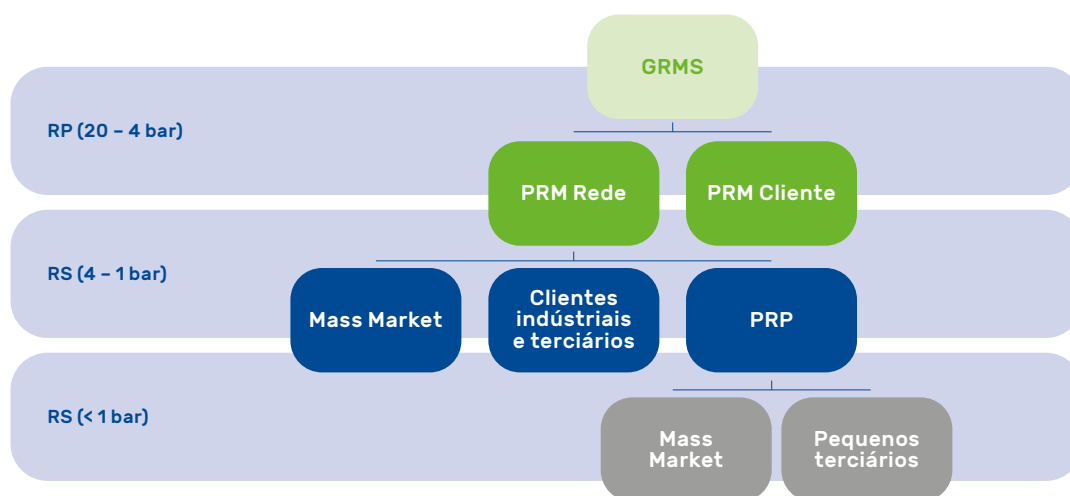


Figura 5: Níveis de pressão de abastecimento

Conforme já referido, no total, as infraestruturas da Portgás são abastecidas por 11 GRMS que injetam gás nas redes primárias que, por sua vez, abastecem 89 PRM de rede.

Existem 6 GRMS interligadas por sistemas de rede primária em anel e outras 5 GRMS isoladas que garantem o abastecimento dos subsistemas da rede secundária. As 6 GRMS interligadas abastecem os seguintes sistemas:

- Gondomar/Valongo e Maia - Rede da Área Metropolitana do Porto;
- Santo Tirso e Famalicão - Rede do Vale do Ave;
- Braga e Barcelos - Rede do Vale do Cávado.

Os sistemas alimentados pelas GRMS, em antena, de Valença e Ponte de Lima são ligados diretamente pela rede de alta pressão (REN Gasodutos), uma vez que, praticamente não existe rede de distribuição em média pressão.

Ao nível da rede secundária, os 89 PRM estão espalhados pela área de concessão e concentram-se nos grandes meios urbanos do Grande Porto, Braga e no Vale do Ave, onde se verifica uma concentração elevada de clientes industriais. Estando uma parte significativa dos PRM interligada, a Portgás detém um total de 40 subsistemas de rede (24 isolados e 16 em anel), sendo que os 24 isolados representam apenas 9% do volume total veiculado na rede secundária.

Salienta-se que os dois sistemas do Grande Porto representam aproximadamente metade dos pontos de abastecimento (PA) da área de concessão. Ao nível dos subsistemas, verifica-se que cerca de 91% de todo o gás na rede secundária é veiculado nos subsistemas em anel, com destaque para os sistemas do Vale do Ave, Grande Porto, Braga. Os municípios de Guimarães e Famalicão apresentaram, em 2020, a maior fatia de energia veiculada da concessão, com 2 257 GWh devido ao tecido industrial.

Face ao exposto, constata-se que grande parte dos subsistemas abastece um número residual de clientes, face à capilaridade e densidade populacional de algumas zonas da concessão.

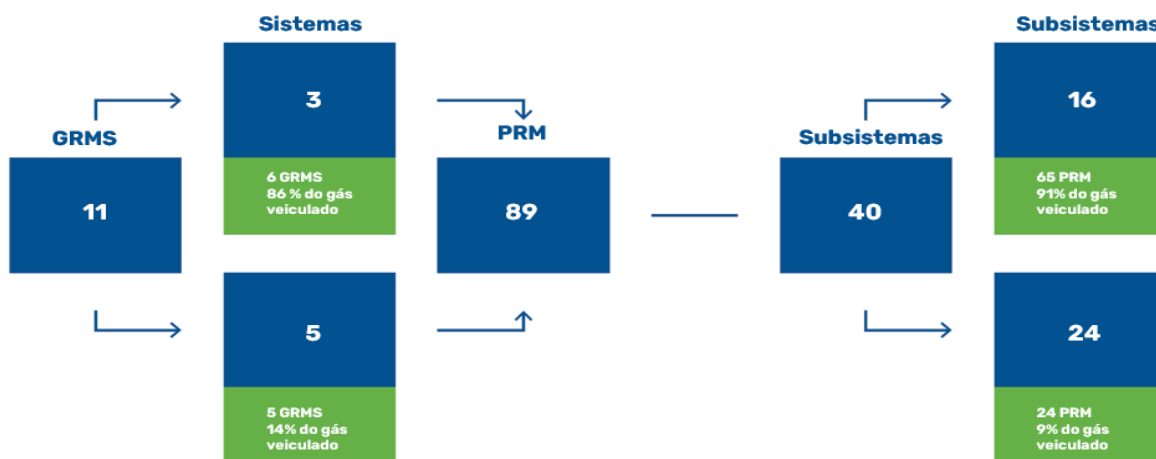


Figura 6: Esquema da Rede Primária e Secundária da área de Concessão

Os PRM asseguram a redução da pressão e um conjunto de controlos adicionais, estando estes ativos interligados com o sistema SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*: uma plataforma relevante e disponível no Centro de Supervisão e Telecontrolo da Portgás. Este Centro de Supervisão constitui-se como órgão vital de operação, exploração e gestão de incidentes que, suportado no sistema de informação, apresenta a totalidade dos elementos da rede, dos PRM aos pontos de abastecimento, devidamente cadastrada e georeferenciada.

De referir que a infraestrutura construída e explorada pela Portgás está atualmente suportada em gasoduto com integração a montante nas GRMS do ORT, sendo esta solução mais eficiente do ponto de vista dos custos de exploração. De facto, a operação de rede sem equipamentos UAG – Unidade Autónoma de Gás, permite uma exploração com custos unitários mais baixos, uma vez que aqueles equipamentos requerem necessidades específicas em termos de operação e manutenção que induzem custos adicionais em termos de gestão de equipamentos de segurança, logística e gestão de energia.

4.2. Dados atuais da concessão

4.2.1. Rede e pontos de abastecimento

O investimento realizado no cumprimento das linhas estratégicas de crescimento da base de pontos de abastecimento e densificação da infraestrutura permitiu o crescimento da extensão de rede de distribuição a uma taxa média anual de 3,6% no período de 2018 a 2021, prevendo-se ultrapassar os 5.600 km de extensão total em final do ano 2022.

Extensão das redes	2018	2019	2020	2021	2022 (O)
Rede Primária	403	403	404	407	413
Rede Secundária	4 584	4 774	4 943	5 138	5 274
TOTAL	4 986	5 177	5 347	5 545	5 688
% Crescimento	4,0%	3,8%	3,3%	3,7%	2,6%

Quadro 5: Evolução da extensão das redes de distribuição da Portgás (km)

A evolução da base de clientes permitiu ultrapassar os 395 mil pontos de abastecimento ativos em final de 2021, traduzindo um crescimento médio anual de 2,6% no período 2018-2021, distribuídos por nível de pressão da forma seguinte:

PA Acumulados	2018	2019	2020	2021	2022 (O)
MP	153	144	139	129	134
BP>	1 484	1 534	1 477	1 393	1 445
BP<	364 538	376 069	384 353	393 831	404 831
TOTAL	366 175	377 747	385 969	395 353	406 410
% Crescimento	3,8%	3,2%	2,2%	2,4%	2,8%

Quadro 6: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)

O crescimento de pontos de abastecimento entre 2018 e 2022 é impulsionado pelos clientes de baixa pressão, que representam 99,6% do total na concessão. Entre 2018 e 2021 foram captados 29.178 novos pontos de abastecimento, sendo esperado um acréscimo de 11.057 no ano de 2022, quando se espera ultrapassar o marco dos 400 mil pontos de abastecimento ativos.

No quadro seguinte é apresentada a decomposição dos novos pontos de abastecimento no período 2018-2022 por segmento de mercado.

PA no período	2018	2019	2020	2021	2022 (0)
Mercado Novo	1 647	1 130	1 289	1 523	1 300
Mercado Existente	12 605	10 940	8 597	8 997	9 700
Conversão	10 070	8 430	6 371	5 961	7 276
Reconversão	2 127	2 086	1 916	2 755	2 039
Pequeno Terciário	408	424	310	281	385
Grande Consumo	64	75	48	60	57
TOTAL	14 316	12 145	9 934	10 580	11 057

Quadro 7: Novos Pontos de Abastecimento no período por segmento de mercado (#)

A empresa mantém constante preocupação de densificação da rede existente com o objetivo de maximizar a utilização das infraestruturas. Contudo, a penetração comercial em zonas mais periféricas e com mais dispersão do parque habitacional, exige um maior esforço de construção de rede por cada ponto de abastecimento captado. A seleção criteriosa das melhores oportunidades de investimento e do melhor traçado de avanço da rede, permitirão, ainda assim, e apesar de algum abrandamento registado nos últimos anos, colocar o número de pontos de abastecimento por km de rede secundária em 77 no final de 2022.

PA/km de Rede Secundária	2018	2019	2020	2021	2022 (0)
PA acumulados	366 175	377 747	385 969	395 353	406 410
km de Rede Secundária acumulados	4 584	4 774	4 943	5 138	5 274
PA / km de Rede Secundária acumulados	79,9	79,1	78,1	76,9	77,1
PA ligados no período	14 316	12 145	9 934	10 580	11 057
km de Rede Secundária no período	192	190	170	195	136
PA ligados / km Rede Sec. no período	74,5	63,8	58,6	54,4	81,1

Quadro 8: Evolução dos rácios de PA (#) por km de rede secundária (km)

A infraestrutura de distribuição de gás termina com a interligação das instalações dos clientes à rede de distribuição de gás natural, através dos ramais de distribuição. Estes ramais, tipicamente em polietileno, podem em algumas situações particulares ser em aço ou em cobre.

Ramais	2018	2019	2020	2021	2022 (0)
TOTAL	121 132	128 468	135 115	141 457	147 624

Quadro 9: Número total de ramais na concessão (#)

4.2.2. Energia veiculada

A energia veiculada no período 2018-2021 apresentou um acréscimo médio anual de 1,0%, equivalente a mais 222GWh, suportado quer no aumento dos pontos de abastecimento no nível de pressão de BP<, quer no aumento do consumo unitário médio, nos níveis de pressão MP e BP>.

A previsão para 2022 considera um crescimento anual de 2,5%, acima da média histórica de 2018-2021, mas ainda assim inferior ao ano 2021.

Energia Veiculada	2018	2019	2020	2021	2022 (0)
MP	4 898	4 913	4 947	5 003	5 164
BP>	1 213	1 269	1 124	1 304	1 301
BP<	1 239	1 179	1 233	1 265	1 293
TOTAL	7 350	7 361	7 304	7 572	7 758
% Crescimento	2,7%	0,1%	-0,8%	3,7%	2,5%

Quadro 10: Histórico de energia veiculada por nível de pressão (GWh)

A evolução dos consumos no período 2018-2021 em cada um dos níveis de pressão apresentou as seguintes variações:

- No nível de pressão MP, verifica-se um crescimento médio anual de 0,7% (+35 GWh), por maior consumo unitário médio anual de 5,4%;
- No nível de pressão BP>, verifica-se um crescimento médio anual de 3,1% (+30 GWh), por maior consumo unitário médio anual de 3,3%;
- No nível de pressão BP<, verifica-se um crescimento médio anual de 0,8% (+9 GWh) assente, sobretudo na maior base de pontos de abastecimento, apesar de consumo unitário médio anual de -2,0%.

Na observação à série histórica, fica clara a estabilidade nos consumos associados ao nível de pressão MP que contribuem de forma marginal para o crescimento da energia veiculada global, mas que pela dimensão são determinantes para o nível de energia global veiculada (peso médio de 66% da energia veiculada total no período 2018-2021).

No que concerne o nível de pressão BP>, tipicamente clientes com consumos acima dos 10.000 m³/ano, nos segmentos terciários, maioritariamente restaurantes, hotéis, centros desportivos, mas também na indústria, regista-se um crescimento nos consumos apesar de uma pequena quebra na base de clientes no mesmo período (crescimento médio anual de 3,0% no período 2018-2021) impulsionado essencialmente pelo maior consumo unitário da base de clientes.

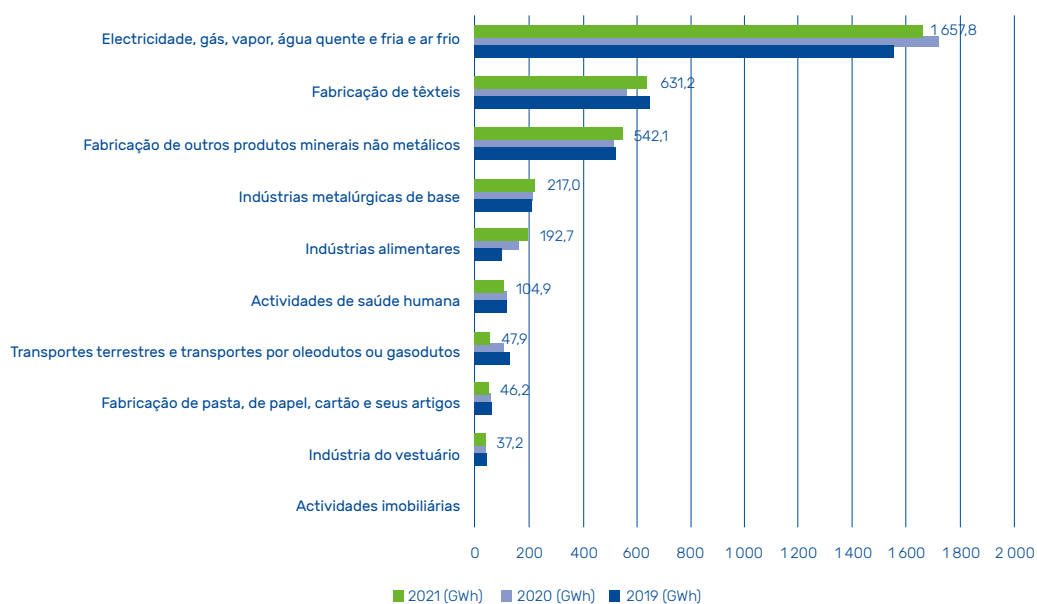


Gráfico 2: Evolução do consumo histórico dos 50 maiores clientes por setor económico (2019-2021)

Para o nível de pressão BP<, o crescimento da energia veiculada está suportado na evolução crescente da base de pontos de abastecimento ativos (crescimento médio anual de 2,6%), compensando a redução do consumo unitário médio anual (redução média anual de 2,0%).

4.2.3. Investimento realizado

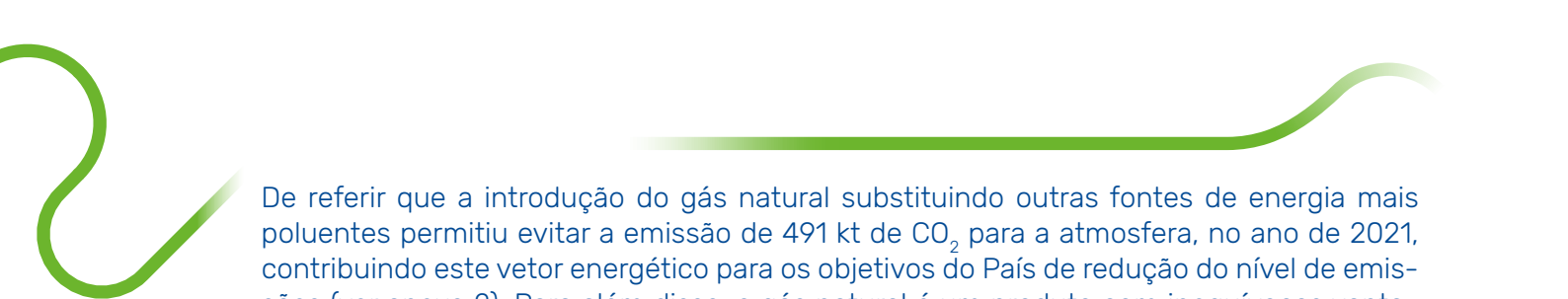
No período compreendido entre 2018 e 2021, a Portgás seguiu uma estratégia de desenvolvimento da zona de Concessão que promoveu a densificação da infraestrutura, o crescimento do número de pontos de abastecimento e o incremento da energia veiculada, assegurado com a extensão das infraestruturas nos Concelhos em que está presente.

No final de 2021, com ligação de Paredes de Coura, a concessionária assegurou o abastecimento de gás natural à totalidade dos Concelhos (29 Concelhos) da área de Concessão.

O desenvolvimento do projeto da Concessão foi assegurado através de um plano de investimento rigoroso e efetivo, que no período 2018 a 2021 se traduziu numa realização média anual de 24,4M€.

Investimento	2018	2019	2020	2021	2022 (O)
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	19 606	20 121	18 030	19 246	19 398
Investimento em rede	11 286	12 596	11 691	12 128	10 682
Investimento em PA	6 613	5 744	4 600	5 358	6 808
Capitalização de Encargos Estrutura	1 707	1 781	1 739	1 760	1 908
Outros Investimentos em Infraestruturas	1 559	2 020	1 995	4 012	2 472
Investimento em rede	747	1 337	1 296	2 808	842
Outras infraestruturas	622	380	506	636	1 055
Capitalização de Encargos Estrutura	190	303	193	568	575
Descarbonização e Digitalização de Ativos	-	-	-	363	3 145
Sustainable Gas	-	-	-	334	2 435
Smart Gas Company	-	-	-	29	710
R&D Projects	-	-	-	-	-
Outros Investimentos	2 904	3 714	1 798	2 386	4 956
Contadores - Renovação por imposição legal	284	452	524	675	703
Sistemas de Informação	2 447	2 514	913	1 457	3 836
Edifícios, instalações e transporte	173	749	361	254	418
TOTAL	24 069	25 855	21 823	26 008	29 970

Quadro 11: Investimento anual no período 2018-2022 (m€)



De referir que a introdução do gás natural substituindo outras fontes de energia mais poluentes permitiu evitar a emissão de 491 kt de CO₂ para a atmosfera, no ano de 2021, contribuindo este vetor energético para os objetivos do País de redução do nível de emissões (ver anexo 2). Para além disso, o gás natural é um produto com inequívocas vantagens económicas para todos os setores de atividade, e um produto seguro e com elevadas garantias de fiabilidade, apresentando a sua infraestrutura uma enorme resiliência como o demonstram os indicadores de qualidade de serviço, de que é exemplo a duração média de interrupção por cliente de 1,75 min no ano 2021, calculada considerando todas as interrupções que afetaram os clientes (controláveis e não controláveis, acidentais ou previstas).

Demonstração de compromissos do PDIRD 2018

Compromisso para ano 2019

No PDIRD 2018 foi aprovado um investimento global para o ano de 2019 de 24,5M€, correspondente a um acréscimo previsto de pontos de abastecimento de 13.968 para os quais foi estimado um consumo anual de 150 GWh.

A execução do plano para o ano 2019 permitiu realizar um investimento de 25,9M€, mais 5% do globalmente considerado em PDIRD 2018, justificado pelo aumento na tipologia de investimento em desenvolvimento de negócio. A execução traduziu um acréscimo de pontos de abastecimento de 12.114, inferior ao projetado em 13%. De realçar que foram captados 3 pontos de grande consumo em MP e mais 28 pontos de abastecimento em BP>, cerca de 60% acima do previsto. No segmento BP< a execução não foi favorável, tendo sido captados menos 1.885 pontos de abastecimentos (cerca de 14% abaixo do projetado). O consumo anual registado em 2019 foi de 143GWh, menos 5% face ao previsto no PDIRD 2018.

A análise sobre a execução dos projetos de investimento para 2019 e a sua distribuição por concelho permite concluir que as variações de execução face à previsão, de forma geral, mostraram-se favoráveis para o SNG, traduzidas no prémio de +0,05pp. Não obstante o prémio positivo, corresponde a menos 4,17pp face ao previsto na projeção de PDIRD 2018, conforme se apresenta no quadro seguinte:

Distrito	Concelho	Ano de 2019 de PDIRD 19-23							Real de 2019						
		CAPEX m€	PA's #	Volume MWh	C.U. MWh/PA	TIR %	RoR %	Prémio pp	CAPEX m€	PA's #	Volume MWh	C.U. KWh/PA	TIR %	RoR %	Prémio pp
BRAGA	Barcelos	1 003	765	3 987	5,2	8,20%	6,65%	1,65pp	1 405	502	28 727	57,2	9,14%	6,65%	2,49pp
	Braga	1 190	893	4 471	5,0	8,00%	6,65%	1,36pp	1 526	1 439	6 739	4,7	11,14%	6,65%	4,49pp
	Esposende	652	508	1 199	2,4	3,90%	6,65%	-2,75pp	504	266	619	2,3	1,57%	6,65%	-5,08pp
	Fafe	897	698	1 969	2,8	5,46%	6,65%	-1,19pp	935	295	1 609	5,5	1,54%	6,65%	-5,10pp
	Guimarães	1 097	838	5 444	6,5	10,15%	6,65%	3,50pp	1 253	602	12 175	20,2	15,11%	6,65%	8,46pp
	Vila Nova de Famalicão	1 020	769	59 212	77,0	111,77%	6,65%	105,12pp	1 994	1 155	5 802	5,0	5,48%	6,65%	-1,16pp
	Vila Verde	502	383	1 338	3,5	5,62%	6,65%	-1,03pp	717	342	1 440	4,2	3,68%	6,65%	-2,96pp
	Vizela	448	349	1 016	2,9	5,77%	6,65%	-0,88pp	322	194	1 112	5,7	7,22%	6,65%	0,57pp
	Felgueiras	459	349	1 027	2,9	4,64%	6,65%	-2,01pp	1 304	576	1 595	2,8	1,35%	6,65%	-5,30pp
	Gondomar	918	698	2 718	3,9	6,20%	6,65%	-0,45pp	1 307	608	1 914	3,1	1,99%	6,65%	-4,66pp
PORTO	Lousada	448	349	796	2,3	3,62%	6,65%	-3,03pp	237	174	436	2,5	3,99%	6,65%	-2,66pp
	Maia	441	309	4 548	14,7	18,21%	6,65%	11,56pp	548	229	2 222	9,7	8,59%	6,65%	1,94pp
	Matosinhos	479	356	9 653	27,1	33,93%	6,65%	27,28pp	433	423	2 685	6,3	15,38%	6,65%	8,74pp
	Paços de Ferreira	358	279	693	2,5	4,33%	6,65%	-2,31pp	432	289	1 037	3,6	5,77%	6,65%	-0,87pp
	Paredes	459	349	2 794	8,0	10,98%	6,65%	4,34pp	561	364	5 440	14,9	15,95%	6,65%	9,31pp
	Penafiel	370	280	12 507	44,7	56,72%	6,65%	50,07pp	550	142	339	2,4	-0,81%	6,65%	-7,45pp
	Porto	954	700	5 791	8,3	15,48%	6,65%	8,83pp	755	504	5 563	11,0	20,09%	6,65%	13,44pp
	Póvoa de Varzim	884	689	1 505	2,2	3,28%	6,65%	-3,36pp	866	524	2 173	4,1	3,93%	6,65%	-2,72pp
	Santo Tirso	304	237	704	3,0	5,96%	6,65%	-0,69pp	333	160	23 437	146,5	59,51%	6,65%	52,86pp
	Trofa	277	190	3 365	17,7	19,61%	6,65%	12,96pp	411	160	21 168	132,3	17,05%	6,65%	10,41pp
VIANA DO CASTELO	Valongo	638	489	1 859	3,8	6,33%	6,65%	-0,31pp	266	305	1 820	6,0	15,92%	6,65%	9,28pp
	Vila do Conde	995	587	3 031	5,2	5,54%	6,65%	-1,11pp	1 445	805	3 500	4,3	4,54%	6,65%	-2,11pp
	Vila Nova de Gaia	1 133	840	9 046	10,8	14,19%	6,65%	7,54pp	1 814	884	5 046	5,7	5,65%	6,65%	-1,00pp
	Caminha	804	618	1 763	2,9	4,99%	6,65%	-1,65pp	812	500	2 205	4,4	5,04%	6,65%	-1,61pp
	Paredes de Coura	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00pp	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00pp
	Ponte de Lima	276	207	1 029	5,0	8,03%	6,65%	1,38pp	96	130	530	4,1	16,55%	6,65%	9,91pp
	Valença	287	207	5 302	25,6	30,17%	6,65%	23,53pp	45	58	354	6,1	31,11%	6,65%	24,47pp
	Viana do Castelo	1 213	928	2 964	3,2	5,46%	6,65%	-1,19pp	721	473	2 489	5,3	7,33%	6,65%	0,68pp
	Vila Nova de Cerveira	144	104	680	6,5	8,66%	6,65%	2,01pp	265	11	585	53,2	1,84%	6,65%	-4,81pp
	Infraestruturas existentes	1 541							248						
Outros Investimentos	3 632							3 263							
Contadores Equipamento	722							486							
CONCESSÃO	24 545	13 968	150 413	10,8	10,87%	6,65%	4,22pp	25 855	12 114	142 762	11,8	6,70%	6,65%	0,05pp	

Quadro 12: Comparação entre Real de 2019 e ano de 2019 do PDIRD 2018

Compromisso para ano 2020

No PDIRD 2018 foi aprovado um investimento global em 2020 de 23,6M€, traduzido num acréscimo de pontos de abastecimento de 12.845 para um consumo anual estimado de 101 GWh.

A execução do plano para o ano 2020 permitiu realizar um montante de investimento de 21,8M€, que se situa 7% abaixo do previsto. Este desvio de realização é justificado, sobretudo, pela menor execução na tipologia de “Outros Investimentos”, nomeadamente nas rubricas de sistemas de informação e edifícios. Relativamente aos pontos de abastecimento, registou-se um acréscimo de 9.806, menos 24% que o projetado. Em termos globais, registou-se um aumento da energia veiculada de 105GWh, 4% superior ao projetado em PDIRD 2018, através da captação de um ponto de abastecimento adicional em MP e 28 em BP> (+65%), apesar da menor captação de pontos de abastecimento em BP<.

Apreciando os projetos realizados em 2020 e a sua distribuição por concelho, regista-se um prémio negativo de 0,41pp, conforme é ilustrado no quadro abaixo.

De referir que o período em análise ficou fortemente marcado pelo contexto pandémico associado à COVID-19, em 2020 e 2021, que criou um conjunto alargado de limitações à atividade operacional e à execução dos projetos de investimento, sobretudo, em instalações de cliente, impossibilitando a realização de alguns dos trabalhos planeados, nomeadamente, obras de infraestruturização interior e ligação de novos pontos de abastecimento. O contexto pandémico, especificamente as medidas de combate à pandemia, exigiu mesmo a

publicação pela ERSE de um conjunto de medidas excecionais aplicáveis por um determinado período do ano, nomeadamente a limitação de entrada nas instalações do cliente, condicionando, assim, as atividades operacionais e obrigando a empresa a redefinir os seus planos de trabalho e as prioridades das atividades no terreno.

Estas medidas exigiram à Portgás uma atitude preventiva e alinhada com a sua responsabilidade social, e a criação de um plano de contingência amplo e ajustado aos vários cenários de evolução do contexto, extensivo às atividades e operações realizadas com parceiros externos.

Neste contexto, o desenvolvimento de obras em via pública tornou-se mais favorável, pois sem tantos impedimentos e restrições, em detrimento dos trabalhos de infra-estruturação interior.

		Ano de 2020 de PDIRD 19-23							Real de 2020						
Distrito	Concelho	CAPEX	PA's	Volume	C.U.	TIR	RoR	Prémio	CAPEX	PA's	Volume	C.U.	TIR	RoR	Prémio
		m€	#	MWh	MWh/PA	%	%	pp	m€	#	MWh	MWh/PA	%	%	pp
BRAGA	Barcelos	985	704	4 989	7,1	9,48%	6,65%	2,83pp	1 444	525	6 699	12,8	7,24%	6,65%	0,59pp
	Braga	1 121	821	3 305	4,0	6,57%	6,65%	-0,08pp	1 142	941	4 001	4,3	8,33%	6,65%	1,69pp
	Esposende	650	469	1 570	3,3	4,49%	6,65%	-2,16pp	285	237	614	2,6	4,96%	6,65%	-1,69pp
	Fafe	882	643	2 393	3,7	5,89%	6,65%	-0,75pp	233	196	4 551	23,2	30,50%	6,65%	23,85pp
	Guimarães	1 086	771	14 759	19,1	22,52%	6,65%	15,88pp	1 469	780	3 923	5,0	4,79%	6,65%	-1,85pp
	Vila Nova de Famalicão	980	708	18 846	26,6	31,51%	6,65%	24,87pp	987	626	41 011	65,5	21,39%	6,65%	14,74pp
	Vila Verde	482	352	1 258	3,6	5,28%	6,65%	-1,36pp	590	210	671	3,2	1,49%	6,65%	-5,16pp
	Vizela	430	321	935	2,9	5,34%	6,65%	-1,31pp	208	125	10 063	80,5	62,13%	6,65%	55,48pp
	PORTO	Felgueiras	430	321	786	2,4	3,84%	6,65%	-2,81pp	1 736	702	1 728	2,5	0,71%	6,65%
Gondomar		871	643	1 873	2,9	4,71%	6,65%	-1,94pp	1 017	471	1 070	2,3	0,83%	6,65%	-5,81pp
Lousada		440	321	1 899	5,9	7,36%	6,65%	0,72pp	575	112	272	2,4	-1,38%	6,65%	-8,02pp
Maia		402	283	2 303	8,1	11,39%	6,65%	4,75pp	307	203	662	3,3	5,21%	6,65%	-1,44pp
Matosinhos		471	328	2 301	7,0	10,19%	6,65%	3,55pp	1 002	428	2 552	6,0	4,13%	6,65%	-2,52pp
Paços de Ferreira		356	258	2 393	9,3	11,36%	6,65%	4,72pp	566	250	856	3,4	2,13%	6,65%	-4,51pp
Paredes		430	321	851	2,7	4,50%	6,65%	-2,14pp	184	124	671	5,4	6,56%	6,65%	-0,08pp
Penafiel		356	258	7 765	30,1	35,20%	6,65%	28,55pp	206	176	581	3,3	7,64%	6,65%	0,99pp
Porto		882	643	4 082	6,3	13,21%	6,65%	6,57pp	614	531	7 001	13,2	25,77%	6,65%	19,12pp
Póvoa de Varzim		859	634	1 651	2,6	3,40%	6,65%	-3,25pp	508	423	1 216	2,9	5,99%	6,65%	-0,65pp
VIANA DO CASTELO	Santo Tirso	314	218	8 828	40,5	45,77%	6,65%	39,12pp	164	147	1 233	8,4	15,31%	6,65%	8,67pp
	Trofa	245	175	2 570	14,7	17,20%	6,65%	10,56pp	590	238	612	2,6	0,93%	6,65%	-5,72pp
	Valongo	613	450	1 636	3,6	5,68%	6,65%	-0,96pp	250	257	787	3,1	7,86%	6,65%	1,21pp
	Vila do Conde	932	533	2 131	4,0	4,15%	6,65%	-2,50pp	887	481	1 556	3,2	3,71%	6,65%	-2,94pp
	Vila Nova de Gaia	1 086	771	5 394	7,0	9,43%	6,65%	2,78pp	1 698	814	9 736	12,0	9,61%	6,65%	2,96pp
	Caminha	773	570	1 906	3,3	5,18%	6,65%	-1,47pp	345	229	843	3,7	6,45%	6,65%	-0,20pp
	Paredes de Coura	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00pp	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00pp
	Ponte de Lima	254	190	571	3,0	5,66%	6,65%	-0,98pp	73	92	210	2,3	6,60%	6,65%	-0,04pp
	Valença	254	190	579	3,0	5,79%	6,65%	-0,86pp	28	46	758	16,5	74,80%	6,65%	68,15pp
	Viana do Castelo	1 154	854	3 447	4,0	6,10%	6,65%	-0,54pp	553	342	1 081	3,2	4,56%	6,65%	-2,08pp
Vila Nova de Cerveira	127	95	250	2,6	4,43%	6,65%	-2,22pp	82	100	244	2,4	7,40%	6,65%	0,76pp	
Infraestruturas existentes		1 702							2 005						
Outros Investimentos		3 220							1 548						
Contadores Equipamento		775							523						
CONCESSÃO		23 560	12 845	101 273	7,9	7,83%	6,65%	1,19pp	21 823	9 806	105 205	10,7	6,24%	6,65%	-0,41pp

Quadro 13: Comparação entre Real de 2020 e ano de 2020 do PDIRD 2018

4.3. Dados da concessão por concelho

A caracterização da infraestrutura carece de análise do contexto em que a mesma se desenvolve. Assim, é importante referir que a Portgás desenvolve a sua atividade em todos os concelhos da área de concessão, tendo iniciado o abastecimento a Paredes de Coura em dezembro de 2021, tal como preconizado no PDIRD 2020.

A caracterização da zona concessão para os 29 concelhos, com referência a 2021 é sintetizada no quadro seguinte, num conjunto de indicadores-chave que combinam informação de carácter global, com fonte nos dados Pordata 2021, e informação específica da empresa, de natureza comercial e técnica.

Categorias		Indicadores-chave
Caracterização Global	Área (km ²)	4 365
	População	2 566 213
	Nº de fogos	1 250 722
	Nº de edifícios	710 374
	Nº de indústrias	15 378
	Nº Freguesias	840
	Extensão das vias (km)	21 565
Caracterização Infraestrutura	Extensão total de rede (km)	6 115
	Rede Primária	407
	Rede Secundária (inclui urbanizações)	5 135
	Ramais	574
	Ramais (#)	141 457
Densificação da Infraestrutura na Concessão	PA Ativos (#)	395 353
	PA Total (#)	453 004
	PA ativos (#) / PA total (#)	87%
	PA ativos (#) / rede secundária (km)	77
	PA total (#) / rede secundária (km)	88
	Rede secundária (km) / extensão das vias (km)	24%
	Taxa de penetração ativa (PA ativos/ nº Fogos)	32%
	Taxa de penetração total (PA total/ nº Fogos)	36%
	Freguesias abastecidas (#)	464
	Freguesias abastecidas / total de freguesias (%)	55%
Contribuição Ambiental	Emissões de CO ₂ anual evitadas (ton)	491 186

Quadro 14: Caracterização de área de concessão em 2021

Em termos demográficos, a zona de concessão corresponde a 4.365 km² de área, distribuídos por 29 concelhos, com 840 freguesias, que têm uma população residente de, aproximadamente, 2.566 milhares de pessoas, representando 990 milhares de famílias que habitam cerca de 1.250 milhares de fogos. Se o número de fogos constitui um excelente indicador do potencial da área de concessão, a informação dos quilómetros de vias, permite, cruzando estes indicadores, uma indicação do esforço necessário para atender às necessidades dessa população. A informação de que a Empresa dispõe no seu sistema de informação geográfica (SIG) indica a existência de aproximadamente 21 mil km de via pública.

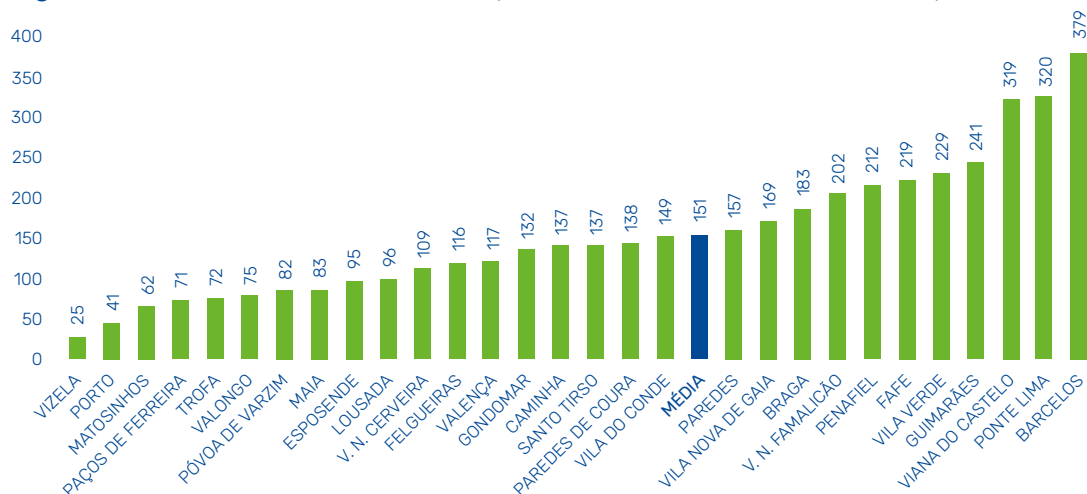


Gráfico 3: Área dos concelhos da concessão (km²)

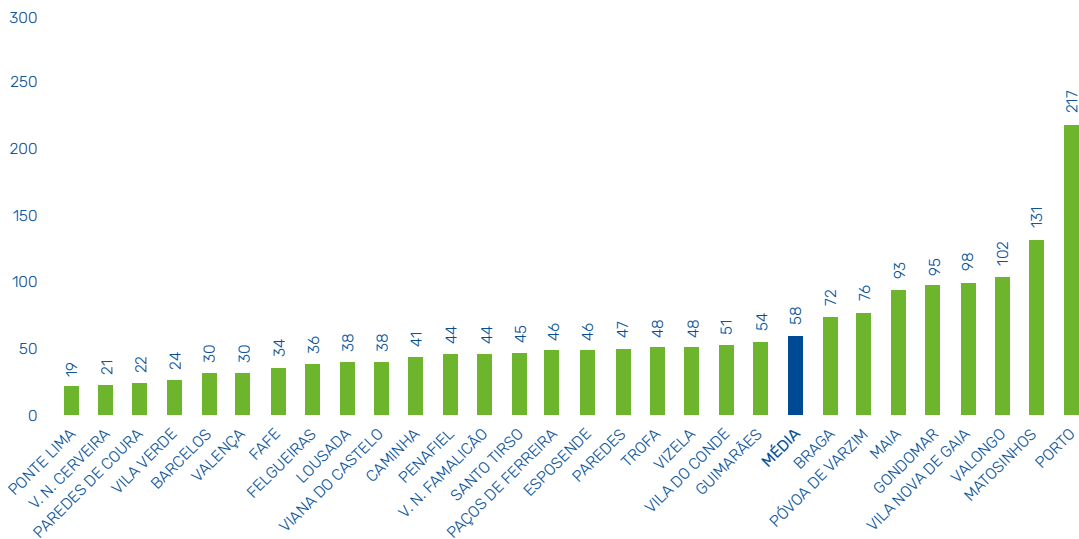


Gráfico 4: Número de fogos por km de via pública, 2021 (#/km)

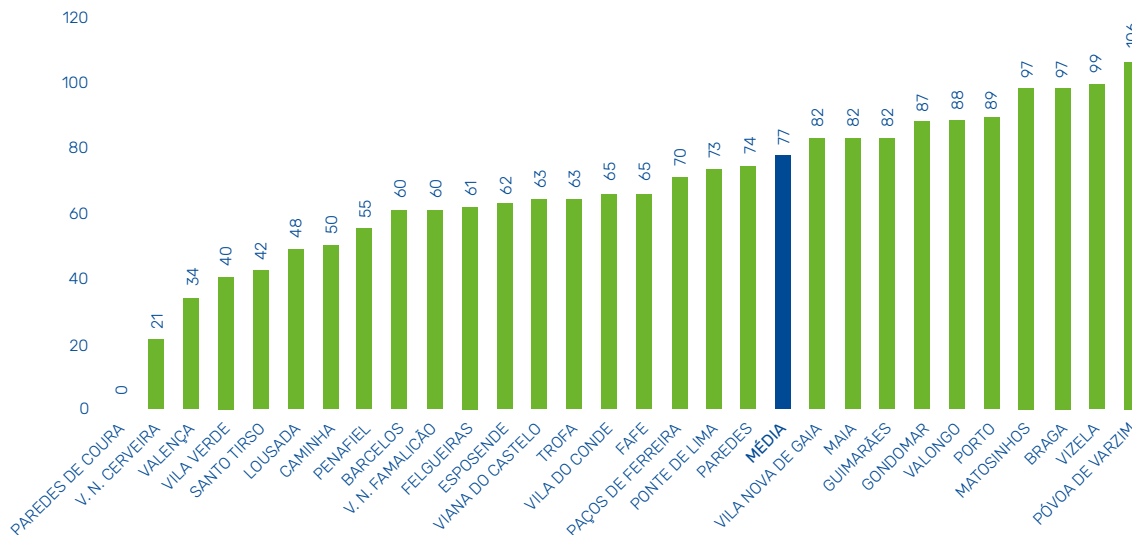


Gráfico 5: PA ativos por km de rede secundária, 2021 (#/km)

A partir da informação de cadastro da Portgás é possível obter uma observação semelhante à anterior analisando a sua rede de distribuição secundária (mapeada na via pública).

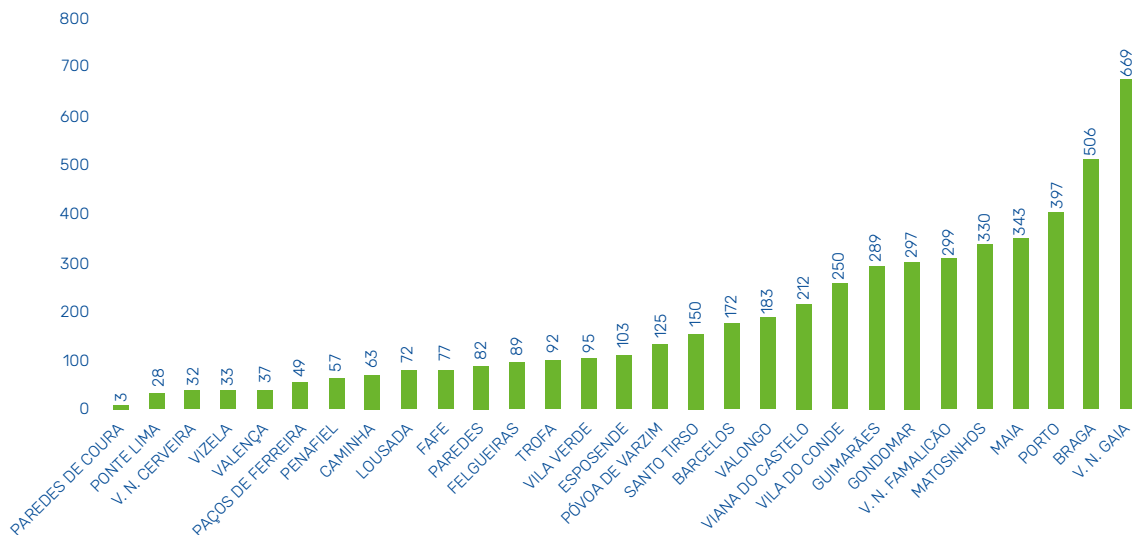


Gráfico 6: Extensão da rede secundária, 2021 (km)

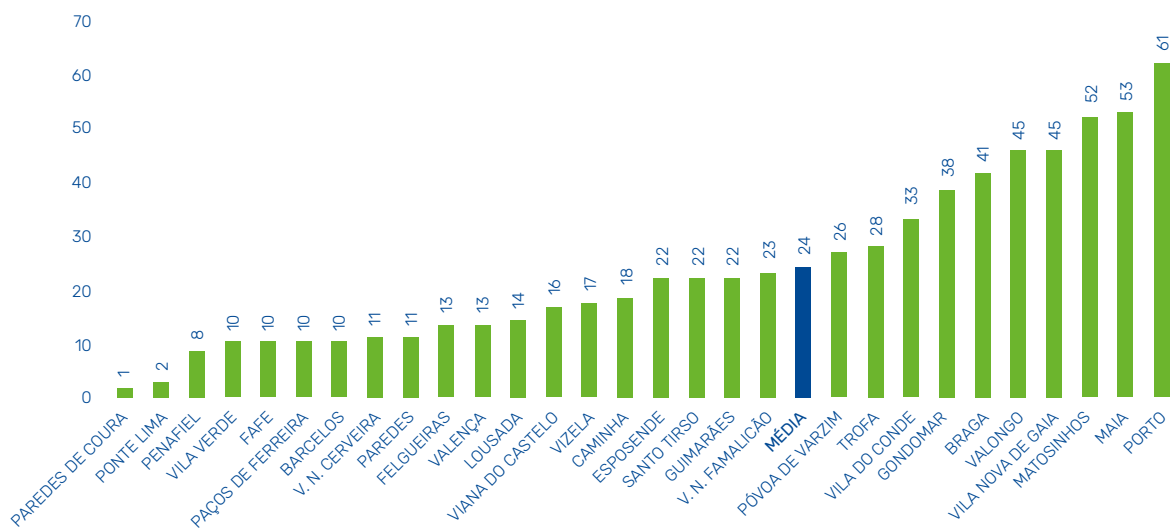


Gráfico 7: Extensão da rede secundária por extensão de rede de via pública, 2021 (%)

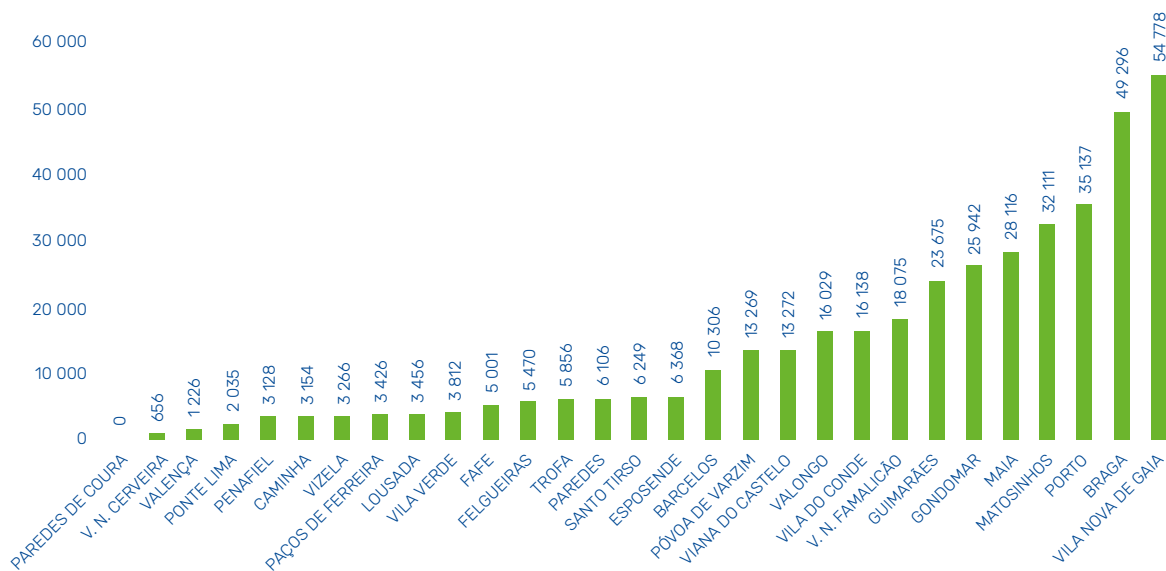


Gráfico 8: PA ativos por concelho, 2021 (#)

A taxa de penetração ativa da concessão (quociente entre o número total de pontos de abastecimento ativos e o número total de fogos da concessão) é de 32%, sendo certo que existem cerca de 58 mil pontos de abastecimento disponíveis para ativação de fornecimento, ou seja, dotados de instalação de gás, implicando uma taxa de penetração total (quociente entre o número total de pontos de abastecimento e o número total de fogos da concessão) de 36% no final de 2021.

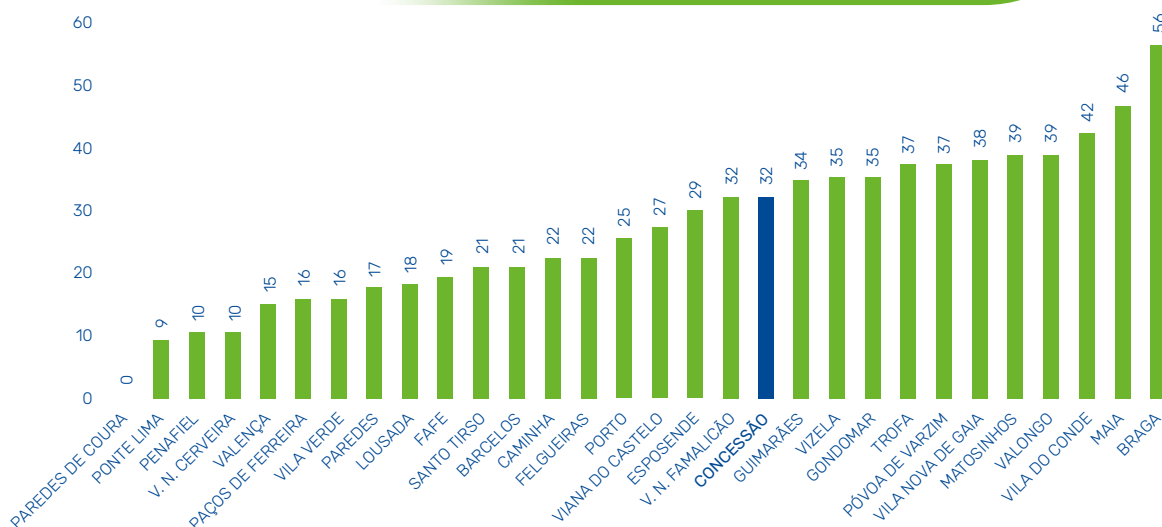


Gráfico 9: Taxas de penetração ativa por concelho 2021 (%)

A área de influência da infraestrutura da Portgás abrange cerca de 55% das 840 freguesias da concessão, existindo apenas alguns concelhos no distrito do Porto onde a abrangência desta influência é total, o que evidencia ainda margem de expansão significativa. Considerando apenas o conjunto de freguesias atualmente com infraestrutura de gás, o número de fogos existentes é de 1.064.593, o que equivale a 85,1% do total da concessão.

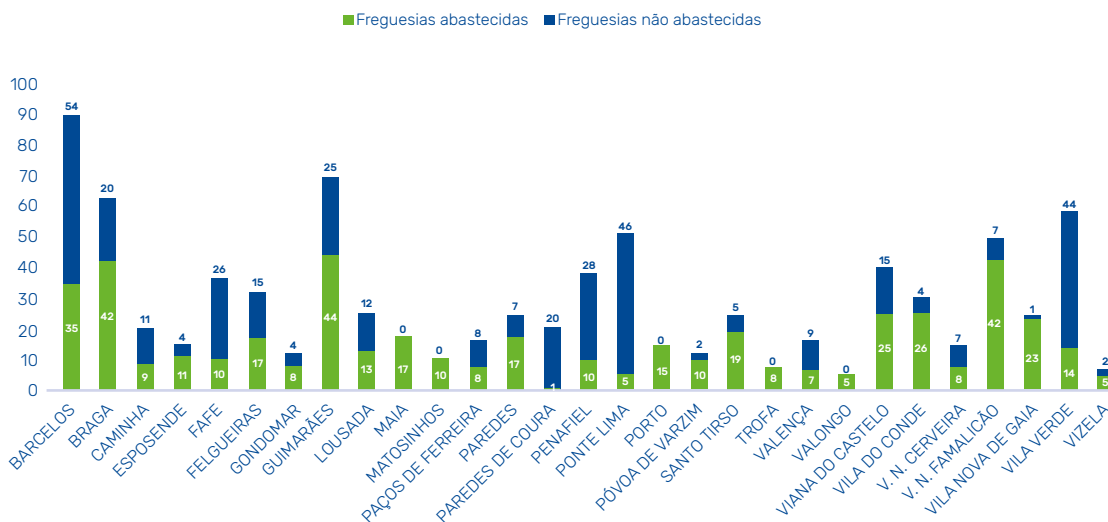


Gráfico 10: Caracterização das Freguesias por concelho quanto à disponibilidade de Gás

Não obstante a total abrangência dos concelhos da concessão, o facto é que, por diversas razões, a taxa de penetração em cada um dos concelhos não é uniforme, existindo ainda cerca de metade das freguesias para abastecer. Porém, e de uma forma geral, verifica-se que os concelhos com maior magnitude em termos de extensão de rede são também os municípios onde se regista o maior número de pontos de abastecimento ativos.

Observa-se que a relação entre os fogos por km de via pública e os pontos de abastecimento ativos por km de rede secundária apresenta um comportamento coerente.

4.4. Qualidade de Serviço

Na revisão ao Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) publicada em 2017, a ERSE promoveu a fusão dos regulamentos do setor elétrico e do setor do Gás, tendo este sido publicado como Regulamento 629/2017, de 20 de dezembro, e entrado em vigor em janeiro de 2018. Mais recentemente, em maio de 2021, a ERSE publicou uma nova versão deste documento, pelo Regulamento N.º 4/2021, em 23 de março, tendo este entrado em vigor no dia seguinte à sua publicação.

O RQS tem por objetivo estabelecer os padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no SNG, estabelecendo as regras de avaliação e caracterização da qualidade do serviço de fornecimento de gás.

A Portgás, em cumprimento ao estabelecido no RQS, promove a realização da monitorização dos indicadores de qualidade de serviço, sendo os valores dos anos 2020 e 2021 apresentados nos Quadros 15, 16 e 17.

Para efeitos de cálculo dos indicadores de natureza técnica, as classes de interrupção são identificadas consoante as causas que lhe dão origem (artigo 32º do RQS), conforme o quadro seguinte:

Classes de interrupção		Causa
Não controlável	Prevista	Razões de interesse público
	Acidental	Caso fortuito ou de força maior; Razões de segurança
Controlável	Prevista	Razões de serviço, outras causas
	Acidental	Outras causas, onde se incluem as avarias

Quadro 15: Classes de interrupção

Conforme se poderá observar nos quadros abaixo, será de salientar o desempenho da Portgás, em termos de qualidade de serviço, através da análise dos indicadores gerais conforme estabelecido no RQS e dos mais exigentes critérios de segurança.

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais de natureza técnica por nível de pressão e escalão de consumo para os anos de 2020 e 2021.

Classes de interrupção	Classes de clientes	Nível de pressão	Número médio de interrupções por 1000 clientes		Duração média das interrupções (minutos/cliente)		Duração média das interrupções (minutos/interrupção)	
			2020	2021	2020	2021	2020	2021
não controlável acidental	doméstico	Baixa Pressão	8,21	9,51	1,52	1,64	185,52	172,10
		Baixa Pressão	7,01	8,03	1,03	0,88	146,77	110,14
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Total	8,17	9,45	1,51	1,61	184,38	170,23
controlável prevista	doméstico	Baixa Pressão	0,92	0,47	0,17	0,05	188,43	96,09
		Baixa Pressão	1,21	0,64	0,20	0,06	168,85	94,33
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Total	0,92	0,48	0,17	0,05	187,55	96,01
controlável acidental	doméstico	Baixa Pressão	1,37	0,72	0,22	0,09	164,33	132,53
		Baixa Pressão	0,98	0,21	0,07	0,02	67,88	83,36
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Total	1,35	0,70	0,22	0,09	161,92	132,00

Quadro 16: Indicadores gerais de qualidade de serviço técnico

Uma vez que os valores padrão definidos pela ERSE (quadro 17) se aplicam exclusivamente às interrupções controláveis, poder-se-á concluir que a Portgás cumpriu com os indicadores gerais de natureza técnica, apesar de se registar um incremento significativo no número de ocorrências “Não Controláveis Acidentais” neste período, causados por entidades externas.

No que respeita ao indicador de qualidade de serviço para as interrupções não controláveis, independentemente da responsabilidade do operador de rede de distribuição, reflete a evolução da duração das ocorrências (tempo decorrido desde o incidente até à reposição do serviço) e o número de clientes afetados por essas ocorrências. Embora o impacto para a base de clientes total seja diminuto, o facto é que essa evolução tem alguma variância ao longo dos anos. De facto, as interrupções registadas devem-se à intervenção de terceiros que afetaram ou danificaram as redes causando interrupções aos clientes ligados aos ativos da Portgás.

Indicadores	Classes de interrupção			
	Controláveis Previstas			Controláveis acidentais
	Lisboagás, GDL		Outros operadores de rede	
	Renovação da rede	Outras Situações		
Nº médio de interrupções por 1000 clientes	não definido	3,25	não definido	não definido
Duração média das interrupções (min/interrupção)	420	360	360	300

Quadro 17: Padrões para a rede de distribuição

Relativamente aos indicadores gerais de qualidade de serviço de natureza comercial, importa destacar aqueles que estão intrinsecamente ligados à rede de distribuição.

O quadro seguinte apresenta os valores relativos à resposta a situações de emergência e a assistências técnicas a clientes, nos quais a Portgás regista valores de qualidade de serviço acima dos padrões estabelecidos no RQS.

Situações de emergência	2020	2021
Situações de emergência com tempo de chegada ao local inferior ou igual a 60 minutos	3 155	3 720
Comunicações de situações de emergência recebidas	3 195	3 784
	Padrão ERSE = 85%	98,7%
	98,3%	98,3%
Assistências técnicas	2020	2021
Comunicações de avarias que originaram deslocações para assistência técnica	2 058	1 972
Deslocações, para assistência técnica a clientes prioritários, com tempo de chegada inferior a 2 horas	13	17
Deslocações, para assistência técnica a clientes não prioritários, com tempo de chegada inferior a 4 horas	2 045	1 955
	% de deslocações, para assistência técnica com tempo de chegada inferior a 2 horas (clientes prioritários) e 4 horas (clientes não prioritários).	100,0%
	100,0%	100,0%

Quadro 18: Indicadores gerais de qualidade de serviço comercial

Não obstante, os demais vetores de investimento têm sempre em consideração a melhoria dos padrões atuais.

The background features several thick, wavy green lines that flow from the top left towards the right and bottom right, creating a sense of movement and energy.

**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição**

The logo for Portugal, featuring the word "portugal" in a stylized, rounded blue font. A small green square is positioned to the left of the dot on the "p".

portugal

The background features several thick, vibrant green lines that curve and loop across the page. Some lines end in small, cloud-like or leaf-like shapes, creating a dynamic and organic feel. The lines vary in thickness and are positioned to frame the central text.

5. Planeamento e Organização



5. Planeamento e Organização

5.1. Modelo de Desenvolvimento de Negócio

A Portgás é caracterizada por uma forma de atuação focada na eficiência operacional, segurança e qualidade de serviço. Para alcançar esses objetivos tem vindo a desenvolver sistemas de informação de suporte à operação com recolha de informação mais pormenorizada e completa, de forma a garantir uma gestão moderna e eficiente, baseada em portais de comunicação com os principais *stakeholders*, assim como equipamentos que permitem a gestão de operações em tempo real ao longo da cadeia de valor, contemplando o levantamento do mercado potencial, a contratação ao nível do mercado existente, o planeamento e conceção, a construção, a gestão das operações em pontos de abastecimento e sobre a infraestrutura, a gestão dos ativos com base no conhecimento sobre a condição e a emergência gás na rede e no ponto de consumo.

Na interação com as diferentes partes interessadas, a Portgás assume como principais linhas orientadoras da sua estratégia:

- alargar a participação da empresa em projetos dos diferentes *stakeholders* com foco na inovação energética e na sustentabilidade, na sua área de concessão;
- ampliar o nível de conhecimento sobre os projetos de descarbonização das redes (ex.: no sítio da empresa e dos seus *stakeholders*);
- potenciar a penetração na rede de distribuição existente (ex.: campanhas de marketing digital e reforço da notoriedade da marca);
- aumentar a energia veiculada (ex.: ações dirigidas a industriais e autarquias).

Orientação para o cliente

A Portgás considera que um dos desafios da transição energética é a orientação para o cliente. Deverá ser dada, desde já, a garantia de vantagens para os consumidores: todos, quer os atuais quer os futuros clientes, deverão ter ao seu alcance informação que permita perceber claramente as vantagens de estarem ligados à rede de distribuição de gás, beneficiando de uma infraestrutura com capacidade de evolução para uma energia verde. Assim, enquanto operadora de rede, a Portgás apostará numa comunicação que evidencie o que está a ser feito para assegurar uma transformação adequada das redes de gás, compatível com as metas de neutralidade carbónica em 2050. Estes ativos, relevantes e valiosos para o futuro do setor energético, estão em mudança e essa mudança deve ser percecionada pelo consumidor final. O consumidor final, cada vez mais exigente e sensível à temática, querará fazer parte desta mudança.

Nesta transição energética, com orientação para o cliente, importa considerar o papel de diferentes intervenientes, com os quais a Portgás se propõe interagir para melhor interpretar as necessidades do mercado e definir ações adequadas.

O papel das cidades / das autarquias

As cidades têm vindo a assumir o seu papel de atores relevantes na transição energética



como parte essencial da criação de cidades mais sustentáveis. As cidades lideradas pelas autarquias da área de concessão da Portgás são disso bons exemplos, nomeadamente:

- Porto, Braga, Guimarães e Fafe constam, nos últimos anos, da lista da organização não-governamental *Carbon Disclosure Project* (CDP), cujo principal objetivo é identificar cidades líderes do ambiente a nível mundial;
- Santo Tirso e Caminha recebem, há vários anos consecutivos, o galardão Eco XXI, atribuído pela Associação Bandeira Azul da Europa em reconhecimento das melhores práticas de sustentabilidade ao nível municipal nas áreas ambiental, social e económica;
- Valongo foi um dos vencedores do prémio europeu *Green Leaf 2022*, uma distinção da Comissão Europeia;
- Vila Nova de Famalicão aderiu ao Manifesto – Cidades para a Indústria Sustentável, que junta várias cidades na promoção e implementação da nova Estratégia Industrial da União Europeia, assente numa economia mais verde, inteligente e resiliente;
- Vila Nova de Gaia e Guimarães integram o projeto “Pegada Ecológica”, em parceria com a Universidade de Aveiro, a Associação ZERO e a *Global Footprint Network*.

A Portgás, enquanto parte integrante do dia a dia dos 29 concelhos da sua concessão, continuará a efetuar um levantamento exaustivo para identificar, junto das autarquias, projetos em que possa atuar como parceira estratégica. Estas parcerias serão relevantes, nomeadamente, na definição de medidas no âmbito da Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios (pacotes ‘Melhoria de conforto e combate à pobreza energética’, ‘Aumento da eficiência energética’ e ‘Descarbonizar local’).

Por outro lado, a Portgás continuará a desenvolver os seus projetos de IDI privilegiando o estabelecimento de parcerias com as autarquias e com outras partes interessadas relevantes em cada caso concreto (como as agências de energia, o meio académico e demais entidades cujas iniciativas contribuem para o desenvolvimento de cidades mais sustentáveis).


O papel dos profissionais

São diversos os profissionais que, no dia a dia, atuam como prescritores de soluções energéticas junto dos clientes finais. Arquitetos, projetistas, engenheiros civis, para referir apenas alguns, são, por isso, uma parte essencial a envolver num processo de transição energética que evidencie as vantagens da ligação dos imóveis às redes de distribuição, hoje de gás natural, amanhã de gás de origem renovável.

Estes profissionais com atividades relacionadas com o setor energético devem ser parceiros ativos na definição de medidas, nomeadamente no âmbito da Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios e da edificação de novo parque habitacional.

O papel dos consumidores

O consumidor final tem um papel crucial na transição energética. A escolha da solução adequada para aumentar a eficiência energética – hoje e no futuro próximo – será determinante para o sucesso da estratégia de descarbonização.



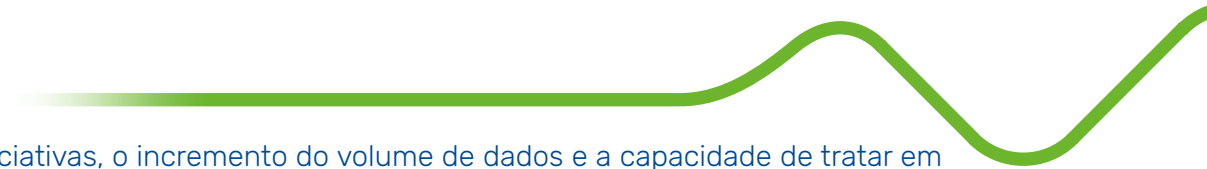
Neste sentido, é importante esclarecer os consumidores quanto à relevância das suas decisões. De destacar diferentes níveis de informação/sensibilização a mobilizar de acordo com públicos-alvo distintos:

- a. o consumidor industrial, em particular o de consumo intensivo de energia, que deverá estar informado e optar pela melhor solução para aumentar a competitividade e a eficiência energética da sua empresa. É essencial demonstrar que o gás natural tem um contributo relevante para estes objetivos, por ser uma energia economicamente vantajosa e de utilização eficiente; acresce que, em alguns setores industriais, a transição para uma fonte de energia diferente do gás natural será tecnicamente difícil e economicamente exigente, pelo que a sua manutenção no gás natural ou a opção pela ligação à rede será crucial para a eficiência do seu negócio e para o processo de descarbonização nacional.
- b. o consumidor particular / doméstico, que deverá:
 - i) estar informado sobre as vantagens atuais de ligar o seu imóvel à rede de distribuição de gás. Do ponto de vista económico, a Portgás disponibilizou recentemente no seu site um simulador que evidencia a poupança proporcionada pelo gás natural face a outras energias. Do ponto de vista ambiental, a Portgás tem em curso, por exemplo, a implementação de um simulador de poupança ecológica, a disponibilizar brevemente no site, que permitirá apurar as emissões de CO₂ que o cliente poderá evitar se mudar de outra energia para gás natural;
 - ii) ter conhecimento dos projetos de inovação que permitirão que as atuais redes de distribuição se tornem cada vez mais verdes;
 - iii) perceber o conforto de estar ligado a uma rede que já tem um forte compromisso com a sustentabilidade: a mesma rede, agora e no futuro, permitir-lhe-á usufruir da melhor solução energética disponível.

Modelo operacional

Ao abrigo dos ciclos de melhoria contínua estão enraizadas práticas de gestão do conhecimento, sustentadas numa estrutura de gestão documental, que encerra o desenvolvimento de manuais, especificações e procedimentos assim como a procura de soluções, no âmbito do planeamento, construção, exploração, manutenção e gestão de energia, que permitem o incremento de indicadores de eficiência.

Numa ótica de gestão de energia, enquanto agente do sistema, os balanços físicos são um instrumento de análise técnica e de gestão fundamental, que permite verificar se as fugas, os autoconsumos, os erros de leitura ou de medição, as diferenças de medição e os potenciais desvios se mantêm dentro de níveis considerados adequados. Nesta área têm vindo a ser desenvolvidos programas de *revenue assurance*, estabelecendo processos e sistematizando ações e controlos no sentido de garantir uma monitorização efetiva do ciclo *meter to cash*. Constitui uma área de evolução futura requerendo esforços dos sistemas de informação no sentido de permitir o incremento da qualidade dos balanços energéticos e, por outro lado, implementando o conceito do *forecast* de consumos e previsibilidade, baseados em variáveis como, por exemplo, a temperatura e padrões de consumo, reduzindo a incerteza das estimativas ao mercado.



Apesar destas iniciativas, o incremento do volume de dados e a capacidade de tratar em tempo real um volume cada vez maior de dados provenientes de distintas fontes, são aspetos cada vez mais relevantes numa operação moderna, permitindo criar padrões de consumo e antecipar potenciais desequilíbrios, seja por problemas na medição ou mesmo situações de fraude.

Seguidamente apresentam-se exemplos de medidas preventivas que a Portgás tem tomado para mitigar a fraude, melhorando significativamente a capacidade de deteção mais precoce de situações anómalas ou suspeitas:

- Exigência de acessibilidade permanente aos equipamentos de medida;
- Análise regular do balanço físico da infraestrutura;
- Implementação de soluções mitigadoras do risco de fraude: selagens com código de barras, ligação de *anti-tampering* aos sistemas de supervisão e duplo sinal do contador;
- Manutenção periódica dos contadores e verificação da sua adequação, ao longo do ciclo de vida, aos padrões de consumo dos clientes;
- Migração para sistemas mais fiáveis e modernos de comunicação (desenvolvimento de projetos na tecnologia *IoT* e *backup* de operador de redes de comunicações, em caso de falha do principal), incrementando consideravelmente a taxa de êxito das comunicações.

No que diz respeito aos projetos de desenvolvimento de negócio para novas zonas de consumo e densificação da rede existente, a operação consiste na implementação da estratégia comercial no terreno, enriquecendo os projetos com a densificação de pontos de abastecimento, com base num procedimento estruturado que precede o investimento:

1. Realização do recenseamento e levantamento da nova zona a abastecer;
2. Planeamento e conceção da rede de distribuição e dos pontos especiais necessários ao abastecimento da zona identificada;
3. Apreciação dos termos dos licenciamentos impostos pelas entidades gestoras do subsolo e dos requisitos específicos do projeto a efetuar para determinar o valor de investimento adicional à rede de distribuição;
4. Paralelamente à atividade anterior, realiza-se a prospeção sobre o mercado potencial na área de influência da rede de distribuição planeada, garantindo a maximização das ligações e do potencial de consumo;
5. Com todo o investimento determinado (pontos 2, 3 e 4) efetua-se a avaliação da viabilidade económica do investimento (metodologia da taxa interna de rentabilidade) para suporte à decisão de avançar com o projeto, caso resulte benéfica para SNG;

6. No caso da análise de viabilidade efetuada em 5 não resultar benéfica para o SNG, o projeto fica em estado “pendente” e poderá ser reanalisado no futuro, caso surjam novas oportunidades ou pedidos de ligação à rede que tornem o projeto economicamente mais sustentável.

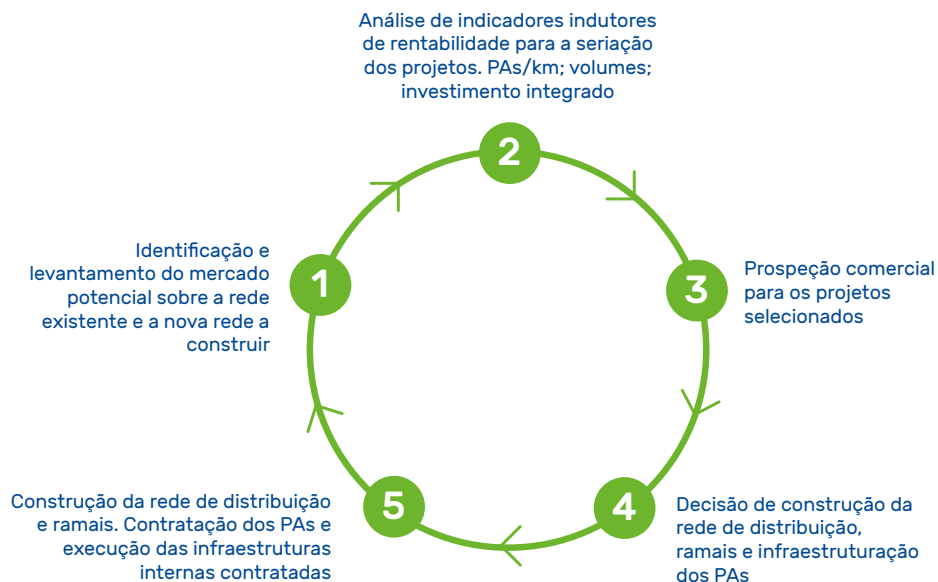


Figura 7: Esquema da atuação no investimento da Portgás

Este processo encontra-se suportado num sistema e num *modus operandi* coordenado envolvendo mais de 800 pessoas entre colaboradores internos e externos.

Desta forma de atuar resulta uma caracterização detalhada do terreno, que confere um conhecimento regional que permite à empresa trabalhar com dados de forma a obter uma análise de viabilidade e rentabilidade para o setor dos investimentos a realizar, e adequar os projetos ao contexto local.

Esta estratégia de desenvolvimento do negócio permitiu atingir, no final de 2021, uma taxa de penetração total de 36% no global da área de Concessão, que traduz o quociente entre o número de pontos de abastecimento dotados de instalação de gás (453 004) e o total de fogos da concessão (1 250 722).

5.2. Planeamento da Infraestrutura

No âmbito da política de planeamento de infraestrutura decorre uma análise integrada ao estado global da infraestrutura, materializada no Plano Diretor da Infraestrutura da Portgás, que de forma bienal propõe um conjunto de iniciativas que asseguram a implementação do plano de ações corretivas, remetendo para um conjunto de projetos que, materializando construção de rede de média ou baixa pressão, ou a introdução de ativos pontuais (PRM), permitem de forma individual um incremento na qualidade de serviço e redução do risco destes subsistemas de acordo com os critérios de planeamento.

O Plano Diretor da Infraestrutura constitui *per si* um dos pontos centrais do planeamento estratégico de infraestruturas da Portgás, consolidando o processo de planeamento de redes de distribuição, numa ótica de gestão de capacidade sustentável da rede, reduzindo o risco da infraestrutura e propondo medidas que podem ter um impacto significativo no exercício futuro da atividade da empresa.

As políticas pelas quais se rege o planeamento de redes de gás visam sobretudo assegurar que o abastecimento é realizado em condições de segurança de pessoas e bens, com qualidade de serviço, segurança de abastecimento e garantia de condições técnicas adequadas, de acordo com as exigências regulamentares, atendendo às necessidades dos clientes finais. Só assim se pode garantir uma exploração eficiente da rede e um elevado nível de qualidade de serviço a médio e longo prazo.

Os princípios básicos de planeamento de redes assentam em quatro vetores-chave:


- Exigências legais, regulamentares e normativas;
- Investimentos em infraestruturas;
- Restrições técnicas;
- Gestão de risco.

5.2.1. Exigências legais, regulamentares e normativas

O planeamento da rede deverá ter presente as obrigações constantes nos regulamentos da ERSE, nomeadamente:

- RRC – Regulamento das Regulações Comerciais;
- RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço;
- RARII – Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações.

Em particular, o artigo 343º do RRC, o qual os operadores das redes de distribuição devem:

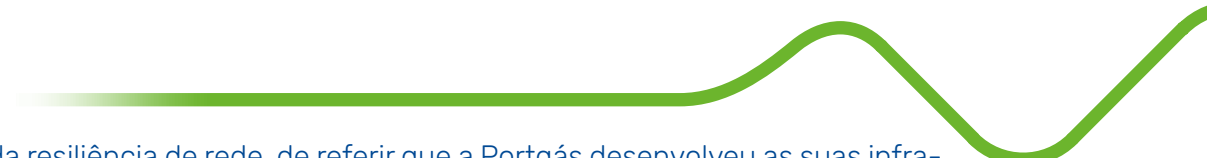
- 
- Assegurar a operação das redes de distribuição de gás em condições técnicas e económicas adequadas;
 - Propor o plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição, de forma a permitir o acesso de terceiros, e gerir de forma eficiente as infraestruturas;
 - Coordenar o funcionamento das redes de distribuição de forma a assegurar a veiculação de gás dos pontos de entrada até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos, no quadro da Gestão Técnica Global do SNG;
 - De acordo com o RARII deve ser garantida a existência de capacidade disponível de forma a permitir a realização do direito de acesso às redes, contribuindo para a segurança de abastecimento. Os estudos a efetuar devem incluir a análise à capacidade técnica máxima, capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas, capacidade disponível para fins comerciais e identificação e justificação dos principais congestionamentos previstos;
 - Facultar aos agentes de mercado as informações de que necessitem para o acesso às redes;
 - Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis nos termos do RQS, nomeadamente assegurar um contínuo fornecimento das infraestruturas (atendendo aos limites de pressão do bom funcionamento das mesmas e dos equipamentos dos clientes) e manter a duração média das interrupções abaixo dos limites (360 min/interrupção em interrupções controláveis e 300 em interrupções acidentais);
 - Fornecer ao operador da rede de transporte, aos agentes de mercado e aos clientes as informações necessárias ao funcionamento seguro e eficiente, bem como ao desenvolvimento coordenado das diversas redes.

Devem ainda ser cumpridos todos os requisitos de segurança constantes na regulamentação portuguesa. As restrições técnicas apresentadas nesta secção impactam diretamente no cumprimento dos requisitos de segurança das infraestruturas de gás.

Deve ainda ser assegurada a informação e garantidos os acessos dos produtores às redes de distribuição para injetarem gases de origem renovável ou baixo teor em carbono, nas condições estabelecidas na regulamentação em vigor.

5.2.2. Investimentos em infraestruturas

No âmbito da sua política de planeamento estratégico de redes, a Portugás identificou um conjunto de projetos com o objetivo de incrementar a qualidade e resiliência da infraestrutura numa perspetiva de expansão, assegurando a diminuição do risco de alguns subsistemas.



Na componente da resiliência de rede, de referir que a Portgás desenvolveu as suas infra-estruturas, numa fase inicial, com uma perspetiva de alimentação exclusiva (fonte única), usualmente designadas por redes em antena. No entanto, à medida que a expansão das infraestruturas se desenvolve, com o conseqüente incremento da energia veiculada e pontos de abastecimento, são avaliadas as possibilidades de interligação entre PRM de 2ª classe, garantindo assim uma maior resiliência da rede no caso da ocorrência de situações anómalas, reduzindo o risco de falha de fornecimento. Por outro lado, devido a um desenvolvimento mais acelerado dos consumos em determinadas zonas, estão também previstos reforços das redes, através de interligações, numa perspetiva não só de sustentabilidade e resiliência dos subsistemas, mas também de redução do risco.

As restrições técnicas empregues na análise de redes de distribuição são:

- i. Pressão - Para efeitos de determinação da capacidade dos sistemas e subsistemas a Portgás utiliza os critérios de análise onde se define que a pressão mínima em qualquer ponto deve ser 1 bar para a rede secundária e 6 bar para a rede primária;
- ii. Velocidade - Ao nível da velocidade de escoamento, o valor típico utilizado em fase de projeto pelos fabricantes de equipamentos é de 20 m/s. No entanto, nas redes primárias, devido ao possível arrastamento de *black powder* nas redes, propõe-se uma redução do valor de projeto para os 15 m/s;
- iii. Capacidade máxima dos ativos - Deve ser tido em conta a capacidade máxima de todos os filtros, reguladores e contadores. O elemento com capacidade mais baixa presente num posto determina a capacidade máxima do posto.

5.2.3. Gestão de Risco

O processo de tomada de decisão dos projetos a desenvolver suporta-se numa análise de risco que identifique e procure gerir todos os riscos associados, tendo em conta os critérios de planeamento. O objetivo da gestão de risco não é eliminar o risco associado a um determinado projeto, mas gerir e controlar os riscos envolvidos em qualquer atividade, minimizando os potenciais efeitos adversos.

A avaliação do risco associado à falha de equipamentos de rede pode justificar um projeto de investimento estruturante para incrementar o nível de resiliência. Deste modo, deve ser avaliada a necessidade de criação de reforço no abastecimento a um ativo ou subsistema, seja com a interligação de redes, com a construção de rede primária ou com a introdução, eliminação ou substituição de algum ativo.

A infraestrutura é simulada tendo por base um conjunto de cenários de *stress de* forma a avaliar o seu enquadramento para a análise de risco, explicitando-se, como exemplo, os seguintes:

- Critério de maior consumo registado;
- Critério de máximo consumo admissível;
- Critério de capacidade de redundância;
- Relação de proximidade e análise dimensional da rede.

O primeiro requisito para a determinação do risco associado a uma obra estruturante prende-se com a capacidade disponível. Sempre que este valor se apresente inferior a 10% verifica-se um grau de risco elevado, independentemente do número de clientes abastecidos e capacidade máxima das GRMS ou PRM. Neste caso, desenvolve-se uma proposta de ação corretiva estruturante para o sistema ou subsistema avaliado, sendo remetida a proposta para o repositório de projetos e simulada uma nova capacidade que, posteriormente, será reavaliada em função da implementação do plano.

Nos subsistemas que apresentam uma capacidade disponível superior a 10%, é necessário considerar o impacto que essas redes têm no negócio, nomeadamente a sua dimensão em número de clientes abastecidos e capacidade máxima do subsistema determinada no software de modelação de redes. Na rede de média pressão considera-se apenas a capacidade máxima do sistema.

Na rede de baixa pressão verifica-se que existem 6 subsistemas (E02, H01, B01, D03, A01) que, aparentemente, carecem da realização de obras estruturantes para que o grau de risco reduza para níveis aceitáveis.

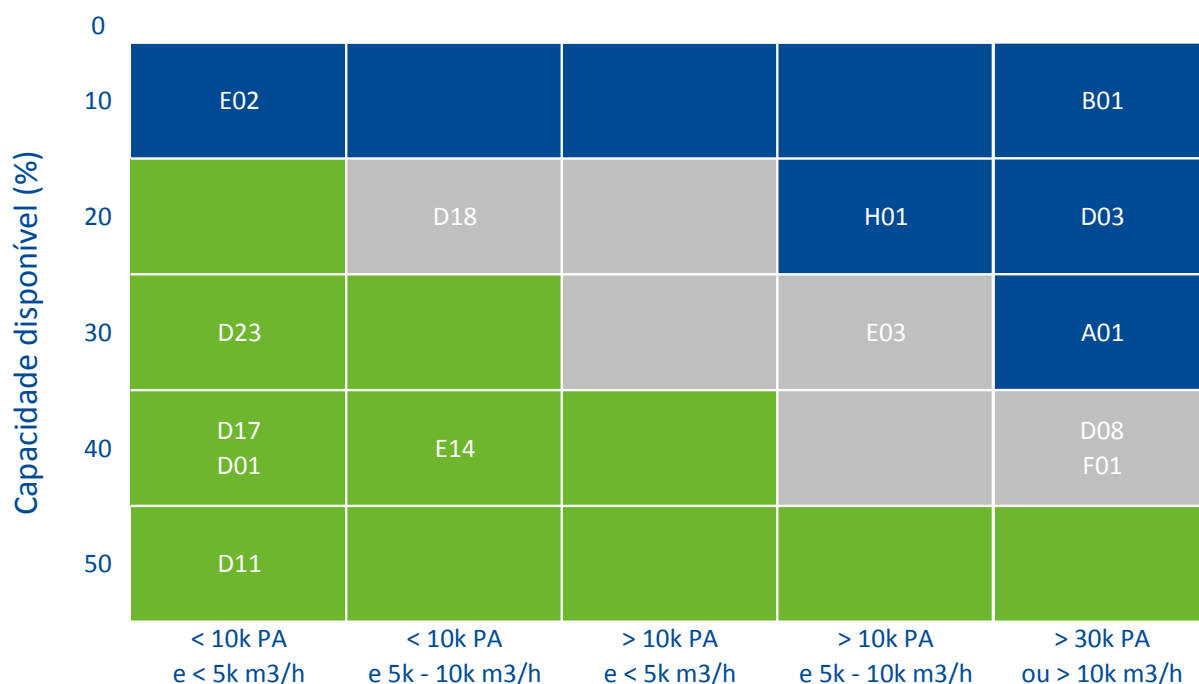
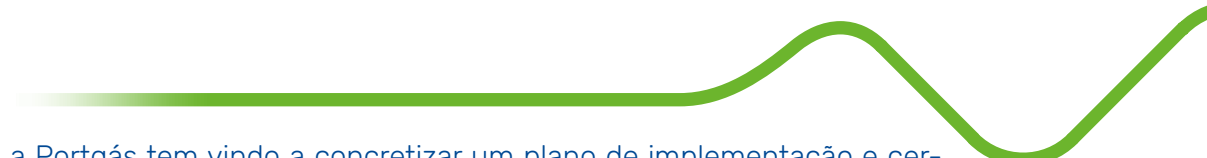


Figura 8: Matriz de risco - rede secundária: capacidade disponível vs abrangência subsistema
 Cenário atual. Verde - Risco baixo; Cinzento - Risco moderado; Azul - Risco elevado

5.3. Gestão da Sustentabilidade como fator crítico de sucesso

A Portgás tem como visão ser a *utility* de referência em criação de valor, inovação e sustentabilidade, ao passo que a sua missão é disponibilizar serviços de energia com impacto positivo na vida das pessoas, das partes interessadas, clientes, autarquias, profissionais e das comunidades em que se insere, obviamente alinhada com os principais referenciais de gestão e de desenvolvimento sustentável.



Nos últimos anos a Portgás tem vindo a concretizar um plano de implementação e certificação de sistemas de gestão, tendo como base normas de referência reconhecidas internacionalmente.

Assim, ao dia de hoje a Portgás é certificada em 5 normas:

- Sistema de Gestão da Qualidade, pela NP EN ISO 9001;
- Sistema de Gestão de Saúde e Segurança Ocupacional, pela NP EN ISO 45001;
- Sistema de Gestão do Ambiente, pela NP EN ISO 14001;
- Sistema de Gestão da Investigação, Desenvolvimento e Inovação, pela NP 4457;
- Sistema de Gestão da Continuidade de Negócio, pela NP EN ISO 22301.

A Portgás é a única empresa portuguesa certificada pelo conjunto destes referenciais normativos, sem quaisquer exclusões de âmbito de atividade ou locais. Em resultado das auditorias realizadas em 2021, a APCER renovou os certificados de Gestão da Qualidade, Ambiente e de Investigação, Desenvolvimento e Inovação, e, certificou em Continuidade de Negócio. Em 2018, a Portgás foi também pioneira ao tornar-se a primeira empresa portuguesa de distribuição de gás certificada em IDI, integrando a lista de pouco mais de uma centena de empresas nacionais com esta certificação.

A aposta na implementação de sistemas de gestão certificados é um eixo estratégico de atuação. A maturidade na implementação do sistema integrado de Qualidade, Ambiente e Segurança vem facilitar a integração dos restantes sistemas, dado que partilham abordagens transversais, como é o caso da gestão do risco, partes interessadas, conformidade legal, formação, melhoria contínua e reforçam uma cultura de boas práticas de gestão, estruturação de procedimentos, definição de princípios e políticas quer internamente, quer com os parceiros de negócio. Dada a forte aposta da empresa na subcontratação de serviços, o envolvimento dos prestadores de serviços externos como elementos integrantes dos sistemas é um fator de sucesso.

A vivência dos sistemas promove a excelência e a eficiência de todas as atividades geridas pela Portgás.

No que toca ao Sistema de Gestão de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (SGIDI), o mesmo tem contribuído para o desenvolvimento da Portgás, acompanhando as tendências das políticas nacionais e europeias, através da definição de estratégias e implementação de práticas alinhadas com a transição energética e digital, afirmando assim a sua missão no desenvolvimento de um sistema de gestão inovador que promova a sustentabilidade e competitividade do negócio, sem desfocar a importância da excelência da operação e da qualidade de serviço.

O Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio procura identificar as ameaças potenciais à organização e o impacto no negócio dessas ameaças, permitindo a implementação de medidas que reduzam a probabilidade e o impacto de eventos relevantes nos processos críticos do negócio, bem como disponibilizar um *framework* que aumente a resiliência organizacional com a capacidade de obter uma resposta eficaz que salvguarde a continuidade de serviço, reputação, marca e atividades que criam valor.

5.3.1. Desafios e oportunidades no âmbito da sustentabilidade

O compromisso da Empresa em tornar-se cada vez mais sustentável tem sido uma constante e um exemplo disso é o percurso que tem sido traçado em conjunto com vários parceiros empresariais e institucionais que compartilham a mesma perceção de sustentabilidade.

Em linha com a estratégia de Sustentabilidade, o combate às alterações climáticas coloca a descarbonização no centro das políticas públicas, e na ótica de transição energética e ao nível do setor do gás, as atuais infraestruturas de receção, armazenamento, transporte e distribuição desempenharão um importante papel ao permitir a introdução, distribuição e consumo de gases renováveis ou de baixo teor de carbono nos vários setores da economia. Permitindo, assim, alcançar níveis crescentes de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final, garantindo a qualidade e a segurança do abastecimento e a redução gradual das emissões de GEE no setor do gás.

O estudo da incorporação de gases renováveis e de baixo teor de carbono no sistema energético, a redução das emissões de metano e o investimento em tecnologia com propósito e sustentável, de modo a otimizar as atividades *core* são alguns dos desafios que a Empresa se empenha em fortalecer, tendo como guia o enquadramento legislativo e regulatório.

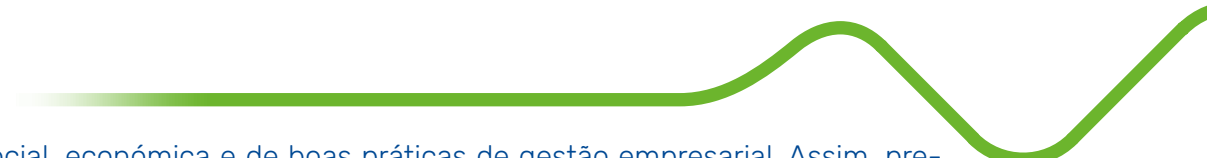
Reconhecendo os desafios e conhecendo o papel dos gases renováveis numa economia neutra em carbono, a Portgás está a:

- Aprofundar o estudo dos limites técnicos da infraestrutura;
- Identificar os investimentos necessários, assim como as potenciais consequências para a operação e manutenção das infraestruturas;
- Identificar os impactos para os distintos utilizadores da incorporação de biometano e hidrogénio verde;
- Participar em grupos de trabalho técnicos;
- Implementar um conjunto de projetos conducentes à redução das emissões de metano.

A missão de assegurar o fornecimento ininterrupto de gás a toda a área de concessão, contribuindo para o desenvolvimento das comunidades, do ambiente e para a melhoria da qualidade de vida, implica um esforço contínuo e dedicado. A Portgás pretende continuar a fazê-lo de forma cada vez mais inovadora e sustentada, garantindo um papel central na facilitação e viabilização da descarbonização da economia, na zona litoral Norte, assegurando a qualidade e a segurança do abastecimento atual e futuro, o projeto, construção/adequação, exploração das infraestruturas, no sentido de contribuir para os objetivos da política energética.

5.3.2. Sistema Integrado de Qualidade Ambiente e Segurança (SIGQAS)

O SIGQAS visa dinamizar a melhoria contínua do desempenho da organização, nomeadamente no que diz respeito a matérias de qualidade, ambiente e segurança, assim como



a componente social, económica e de boas práticas de gestão empresarial. Assim, pretende-se garantir a identificação e controlo dos riscos que condicionam a organização dando resposta aos requisitos legais e normativos aplicáveis, sendo que os ambientais e ocupacionais apresentam um tratamento específico. Contribuindo ainda no apoio a todos os sistemas de Gestão, dentro de uma lógica integrada dos diferentes sistemas.

O âmbito do sistema implementado abrange a totalidade das atividades diretas e indiretas da Portgás, incidindo assim sobre toda a sua cadeia de valor. Há um forte e robusto controlo de toda a cadeia de valor, no que toca a subcontratação, com atividades de inspeção, coordenação e segurança em obra e credenciação de todas as empresas, trabalhadores e máquinas. A Portgás assume assim uma responsabilidade solidária por toda a população afeta aos vários níveis de subcontratação.

O compromisso com os princípios destas normas de referência obriga a alocação de recursos humanos e financeiros, por forma a implementar, manter, acompanhar dinamizar e criar valor, pelo que merece especial referência no contexto do PDIRD.

5.3.3. Sistema de Gestão de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (SGIDI)

A materialização do SGIDI, desde 2018, implicou uma mudança cultural da empresa e atualmente é transversal a todas as partes interessadas, numa lógica de constante partilha de conhecimento entre o capital humano da organização de forma a gerar valor transversal. A inovação consiste na implementação com sucesso de novos ou significativamente melhorados produtos, serviços, processos ou modelos de negócio, pelo que a componente de avaliação dos resultados das iniciativas e projetos é um fator relevante, sendo, contudo, expectável que o SGIDI a médio prazo potencie resultados de magnitude incremental para a organização e demais intervenientes no ecossistema.

A política de IDI da Portgás assenta em três pilares fundamentais que revelam o foco estratégico através do qual a organização procura criar valor: *Sustainable Gas*, *Smart Gas Company* e *Customer Engagement*. Estes pilares estratégicos procuram desenvolver o SGIDI através da integração de novos parceiros institucionais, académicos e tecnológicos no seu ecossistema, na constante vigilância tecnológica e no desenvolvimento de projetos. No desenvolvimento da sua política de IDI a Portgás atualiza periodicamente o "Roadmap de IDI", um documento orientador plurianual com o objetivo de priorizar os projetos de inovação da Portgás, identificando tendências de contexto político e tecnológico, onde a prioridade recai em tecnologias suficientemente maduras para teste e que devem ser objeto de vigilância para posterior análise de oportunidades capazes de responder aos desafios do setor energético.

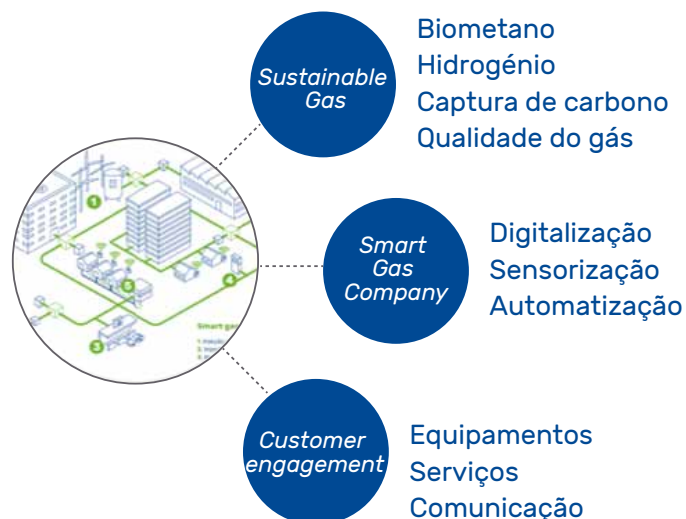
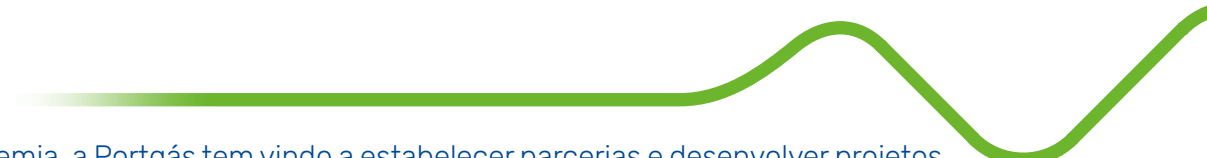


Figura 9: Política e drivers estratégicos de IDI da Portgás

No âmbito do desenvolvimento do SGIDI e das iniciativas e projetos, a Portgás tem vindo a desenvolver o seu ecossistema de parceiros institucionais, académicos e tecnológicos quer para a vigilância tecnológica, quer para o desenvolvimento de parcerias e projetos comuns. A Portgás é parceira Gold da Innoenergy e membro da associação Eurogas, pelo que o contacto permanente com estas entidades atrai continuamente oportunidades de inovação no ecossistema europeu, contacto com diversos agentes deste mercado, que no plano da inovação do setor tem desenvolvido diversos esforços multilaterais para homogeneização de informação e conhecimento, potenciando os projetos ao longo do eixo europeu. A Portgás tem estado presente anualmente no evento *“The Business Booster”*, nos fóruns dedicados à transição energética, nomeadamente na *“European Clean Hydrogen Alliance”*, *“World Hydrogen Leaders”*, *“World Hydrogen Congress”*, *“Hydrogen & Fuel Cells Energy Summit”* e no grupo de trabalho *“Ready4H2”*.



Figura 10: Presença da Portgás no Hydrogen & Fuel Cells Energy Summit no Porto



No plano da academia, a Portgás tem vindo a estabelecer parcerias e desenvolver projetos de inovação com as Universidades do Porto e do Minho, nas várias faculdades e nos seus institutos de interface, potenciando a produção científica nacional aplicada à tecnologia de distribuição de gás e aos desafios da transição energética. Esta relação de proximidade com a Academia revela-se fundamental para a geração de valor na Investigação, Desenvolvimento e Inovação, enquanto *cluster* estratégico para o desenvolvimento dos projetos de descarbonização da infraestrutura de distribuição, possibilitando também a potencial capitalização de fundos de quadros de apoio nacionais ou comunitários para o desenvolvimento de projetos nesta área, que a Portgás pretende capitalizar.

No plano das atividades, assente na estratégia para assegurar a compatibilidade total das suas infraestruturas com 100% de gases renováveis, salienta-se a proximidade da Portgás com a Academia, institutos, fornecedores e parceiros tecnológicos através do desenvolvimento de projetos, dissertações de mestrado, formação aos colaboradores em “*Innovation by Design*”, participação, em conjunto com a GGND no seio da AGN, no desenvolvimento do estudo pela Afrÿ sobre o papel do hidrogénio no setor residencial na transição energética do país, face ao nosso contexto energético.

5.3.4. Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio

A Gestão de Continuidade de Negócio é um processo de gestão que identifica ameaças potenciais (catástrofes naturais, falha de Sistemas de Informação, pandemias, etc...) e o impacto que essas ameaças podem causar nas operações da organização, e implementa mecanismos de resiliência organizacional que permitem prevenir disrupções graves nas suas operações críticas, assegurar uma resposta eficaz a incidentes e manter as suas operações críticas em serviços mínimos até recuperar, o mais rapidamente possível, a normalidade, minimizando perdas financeiras e danos reputacionais e mantendo o valor acionista.

A Portgás iniciou em 2017 a implementação do Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio através de uma análise cuidada e estruturada dos requisitos, e recursos necessários para a sua execução, bem como da definição de um mapa de processos capaz de suportar de forma clara todas as atividades realizadas na empresa.

Assim, no mês de julho de 2021 foi realizada pela APCER a auditoria de certificação do Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio (SGCN), tendo em resultado sido concedida à Portgás a certificação do SGCN, de acordo com a norma ISO 22301:2019.





**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição**

.portgalis

The page features a decorative background of thick, vibrant green lines that swirl and loop across the white space. Several small, hollow green circles of varying sizes are scattered throughout, some appearing to be part of the swirling lines. The overall aesthetic is clean, modern, and organic.

6. Avaliação de Contexto



6. Avaliação de Contexto

6.1. Conjuntura Macroeconómica

6.1.1. Caracterização

O ano de 2021 foi marcado pela recuperação da atividade económica das economias avançadas, através da reabertura dos serviços e de políticas macroeconómicas de apoio sustentado. Após a recessão mundial de 3,4% em 2020, e o PIB real global registou uma expansão de 6,2% em 2021, prevendo-se a sua estabilização nos próximos anos à medida que a recuperação cíclica se esgota gradualmente e as políticas de apoio são reduzidas.

A recuperação económica da União Europeia (UE) do colapso pandémico tem vindo a revelar-se mais rápida do que o esperado, sobretudo devido ao aumento dos gastos por parte das famílias durante o alívio das restrições que, conseqüentemente, impulsionou o crescimento do consumo privado na UE. Esta recuperação também foi possível devido ao aumento significativo das viagens turísticas dentro da UE no verão de 2021, tendo até a economia recuperado o seu nível de produção pré-pandémico, e passado de um estado de recuperação para expansão económica.

Relativamente à economia portuguesa, com a eliminação progressiva das medidas e com a implementação contínua do *Recovery and Resilience Facility* (RRF), houve uma recuperação da economia, com o PIB a crescer 4,9% em 2021, o que compara com -8,4% no ano anterior, resultado influenciado pelo forte impacto da pandemia em 2020. Em 2021, verificou-se um contributo positivo da procura interna e um contributo ligeiramente positivo da procura externa líquida traduzindo um aumento das exportações mais acentuado que das importações.

O aumento do preço da energia, bens industriais e os efeitos relacionados com o turismo, contribuíram para o aumento do Índice Harmonizado de Preços do Consumidor (IHPC) para 0,9% em 2021 (vs. -0,1% em 2020). Prevê-se que os preços continuem a aumentar sobretudo devido aos preços energéticos mais altos.

O défice público diminuiu para 2,8% do PIB (vs. 5,8% em 2020), através do aumento das receitas públicas fiscais. Apesar do historial de baixo investimento público português, esta tendência deverá ser revertida, através dos novos projetos do RRF. A Dívida Pública também reduziu para 127,4% do PIB em 2021, após atingir 135,2% em 2020.

A taxa de desemprego, em Portugal, fixou-se nos 6,6%, diminuiu 0,3 p.p. em relação ao ano anterior e igualou a taxa de 2019, correspondendo assim, à semelhança do valor desse ano, à taxa de desemprego anual mais baixa da série iniciada em 2011, segundo dados do Instituto Nacional de Estatística (INE).

6.1.2. Análise prospetiva

As perspetivas para a economia portuguesa a partir de 2022 sofreram um forte impacto com o conflito Russo-Ucraniano e são incertas devido ao aumento dos preços da energia, das matérias-primas, da perturbação do comércio internacional e da confiança, uma vez que estamos perante um cenário adverso, incontrolável e imprevisível. Assim, o Banco de Portugal publicou, em março, dois cenários base, um com as previsões de dezembro

2021 e outro com as previsões a março 2022, para a economia portuguesa 2022-2024 em virtude do impacto, ainda que indireto, da invasão da Ucrânia pela Rússia, refletindo efeitos muito significativos e prolongados no tempo, conforme quadro abaixo:

Previsões Banco de Portugal	Cenário (março 2022)				Cenário (dezembro 2021)		
	2021 (R)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)
PIB (Taxa de crescimento real, %)	4,9	4,9	2,9	2,0	5,8	3,1	2,0
- Consumo Privado	4,4	3,6	1,9	1,6	4,8	2,2	1,8
- Consumo Público	5,0	1,5	-1,5	-0,1	1,4	-1,3	-0,1
- FBCF	6,1	9,2	6,0	3,9	7,2	6,6	3,9
- Exportações	13,0	14,2	7,5	3,8	12,7	7,8	3,9
- Importações	12,8	12,3	5,5	3,3	9,3	6,2	3,6
IHPC (taxa de variação)	0,9	4,0	1,6	1,6	1,8	1,1	1,3

Quadro 19: Previsões macroeconómicas para Portugal, Banco de Portugal (2022)


De acordo com o cenário de dezembro de 2021, estima-se uma taxa de crescimento do PIB de 5,8% para 2022, assume-se que o impacto económico da pandemia é relativamente limitado e que as medidas adotadas são bem-sucedidas na contenção dos danos na economia. Para 2023 está previsto um crescimento da economia portuguesa, ainda que moderado, de 3,1%, e para 2024 uma recuperação mais fraca, traduzindo-se em 2,0%.

O investimento deverá sofrer um forte crescimento, suportado por recebimentos de fundos europeus e por condições de financiamento mais favoráveis. Esta dinâmica da Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) reflete em larga medida o desempenho da componente empresarial. Após um aumento de 6,1% em 2021, a FBCF empresarial deverá aumentar 7,2% em 2022. Esta evolução tem implícita uma forte aposta no investimento empresarial e no investimento residencial. Com a gradual normalização da atividade prevista para final de 2022, espera-se que a FBCF mantenha o bom desempenho nos anos seguintes, com o crescimento a situar-se em 6,6% em 2023 e 3,9% em 2024.

Estima-se que o consumo privado cresça 4,8% em 2022, após ter aumentado 4,4% em 2021. Esta previsão reflete essencialmente dois impactos, por um lado o aumento da poupança das famílias dado o ambiente de grande incerteza e, por outro, a ligeira queda do rendimento disponível real, apesar das medidas orçamentais de apoio às famílias anunciadas. Em 2023 prevê-se que o consumo privado aumente 2,2% e em 2024 a taxa de crescimento situar-se-á nos 2,0%.

Assumindo que a situação no mercado de trabalho regista nova melhoria, projeta-se que a taxa de desemprego desça para o seu nível anterior à pandemia e atinja 5,6% em 2024, impulsionada pela forte procura de mão de obra projetada, em consonância com a recuperação económica em curso, mas também afetada pela evolução demográfica.

Em 2022, face ao contexto atual estima-se que prevaleça alguma pressão para o aumento generalizado de preços, que já vinham a sofrer fortes pressões no final de 2021. Como consequência, a inflação, medida pela taxa de variação do índice harmonizado de preços no consumidor (IHPC), continuará elevada e a previsão aponta para 1,8%, em 2022 face aos 0,9% de 2021. Prevê-se ainda que a mesma diminua no período 2023-24 estagnando em 1,1% e 1,3% em 2023 e 2024, respetivamente, revelando uma recuperação da atividade económica.



Dado o impacto do conflito Russo-Ucraniano à escala global é esperada uma subida acentuada do preço do petróleo em dólares no ano de 2022 de 45,7%, situando-se em 103,6 dólares por barril, relativamente a 2021 (71,1 dólares). Para o ano 2023, a previsão é que o preço do petróleo diminua ligeiramente face a 2022 para os 88,5 dólares e em 2024 se situe em 81,7 dólares. No cenário publicado em março de 2022, está prevista a entrada numa recessão técnica, com uma contração da atividade económica no quarto trimestre de 2021 e no primeiro trimestre de 2022 perante restrições mais fortes. Após o início da invasão Russa à Ucrânia, houve um corte face às previsões iniciais e, neste cenário, o crescimento económico é inferior à projeção de referência até princípios de 2023, devido a uma diminuição gradual das restrições e à incerteza significativa, provocada pelo conflito que prejudica indiretamente a economia portuguesa, traduzindo-se em maior destruição de capital e perda de emprego, provocando uma forte queda das exportações e do investimento, bem como uma maior redução do consumo privado. Estes impactos geram um crescimento do PIB de apenas 4,9% em 2022. O crescimento da atividade económica, neste cenário, situa-se em 2,9% em 2023 e 2,0% em 2024.

A taxa de desemprego diminui gradualmente, prevendo-se situar em 5,9% em 2022, 5,7% em 2023 e 5,6% em 2024, atingindo o mesmo nível do cenário de dezembro de 2021.

A taxa de inflação situa-se em 4,0% em 2022, 2,2 p.p. acima face ao cenário previsto em dezembro de 2021, com uma diminuição acentuada nos anos seguintes, 1,6% em 2023 e em 2024, mantendo-se em níveis mais baixos quando comparada com o cenário de dezembro de 2021.

6.2. Contexto Regional

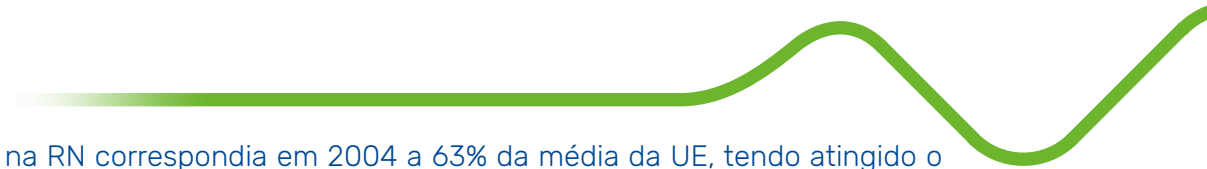
6.2.1. Caracterização

A economia da região Norte do país é marcada pela produção de bens transacionáveis e por uma forte orientação para a exportação, tendo sofrido nos últimos anos o efeito da intensificação da globalização nos mercados (nomeadamente com a adesão da China à Organização Mundial do Comércio), com alguma perda de competitividade que ameaçou a preponderância das exportações desta região para o mercado europeu.

De acordo com o Programa Operacional ao Abrigo do Objetivo de Investimento no Crescimento e no Emprego, a indústria contribui com mais de 30% para o Valor Acrescentado Bruto na região, apesar de nos últimos anos se ter intensificado o processo de terciarização. Apesar do impacto que a pandemia causou no ano 2020 e 2021, destaca-se o dinamismo do setor do turismo que, segundo dados do último Relatório Trimestral Norte Conjuntura de 2021 disponível – 3.º trimestre (Anexo 4), apresentou taxas de variação homólogas para dormidas superiores a 43,9%, aliadas a um aumento da capacidade de alojamento e taxa efetiva de ocupação de camas.

A Região Norte (RN), tal como o país como um todo, teve uma favorável recuperação no período pré-pandemia, refletindo-se ainda na contínua diminuição do desemprego. Em 2021 esta tendência foi invertida, fruto da pandemia, provocando um aumento de 21,2% no número de desempregados no 3.º trimestre de 2021, face ao período homólogo..

De acordo com os dados do INE verifica-se que o PIB per capita em paridade de poder



de compra (PPC) na RN correspondia em 2004 a 63% da média da UE, tendo atingido o pico de 66% no ano de 2010, decrescendo até aos 62% em 2012. Desde aí, retomou-se o caminho da convergência, chegando a um valor acima de 65% em 2016. Para a economia portuguesa o trajeto foi idêntico, sendo que se verificou também um aumento desde 2012 até 2019, alcançando os 79% da média da UE. Em 2018, o PIB nacional teve uma variação nominal de 2,4%, sendo que na RN teve um crescimento acima da média nacional (2,9%). No ano de 2019 o crescimento do PIB nacional foi de 4,5%, com a RN a crescer 4,3%. Já em 2020, o país registou uma variação nominal de -6,7%, sendo a RN responsável pela variação de -5%.

A região Norte apresentou, face ao panorama nacional, reduções mais contidas no PIB (-1,66% contra os -2,09% nacionais em 2011, e -2,92% contra -4,41% em 2012), mas registou as mesmas acelerações da economia nacional em 2017 em que apresentou um crescimento de 3,5% para a RN e a nível nacional, e o mesmo aconteceu em 2019 com uma variação real de 2,7% igual à variação nacional. Em 2020, a contração real do PIB situou-se em 8,4% em termos nacionais, sendo a contração da RN de 7,0%. Ainda assim, a RN mantém-se como a NUTS II mais pobre do país em termos de PIB per capita.

No cômputo geral, desde 2000 até 2020, o PIB nesta região cresceu 5 pontos percentuais acima do total nacional, o que indicia o esforço de dinamismo e competitividade da região em anos recentes. Em contrapartida, o rendimento bruto disponível das famílias evoluiu no sentido oposto.

A taxa de desemprego nesta região tem sido também constantemente superior à verificada no país, tendo atingido um pico de 17,1% em 2013, com uma notória recuperação para 6,8% em 2020.

Entre 2000 e 2020 verificou-se uma ligeira redução das assimetrias de desenvolvimento nas NUTS III da RN, devido a um enfraquecimento da posição relativa das sub-regiões mais desenvolvidas, nomeadamente da região com maior peso (Área Metropolitana do Porto).

Segundo o Relatório Trimestral Norte Conjuntura de 2021 – 3.º trimestre, a evolução do comércio internacional na região caracterizou-se por:

- Um peso do comércio intra-UE, em 2020, de 74% nas exportações e 76% nas importações;
- Uma aceleração das exportações de bens por empresas sedeadas na região em relação às exportações nacionais como um todo (6,5% contra 12,2%, no 3º trimestre de 2021). Em comparação com o período anterior à crise pandémica – 3º trimestre de 2019 – as exportações de bens cresceram 3% tanto na RN como a nível nacional; uma tendência ascendente nas exportações de veículos, respetivas peças e acessórios, instrumentos de precisão, ferro fundido, ferro e aço, indústrias fortemente dependentes de gás.

Quanto ao setor da construção, verificou-se:

- Uma inversão na tendência de crescimento ao longo dos últimos trimestres, das licenças para construções em 2021, refletindo uma diminuição no terceiro trimestre de 6,6% em relação ao período homólogo;

- Incremento de 2,0% nos fogos licenciados em construções novas para habitação no terceiro trimestre de 2021, face ao terceiro trimestre de 2020.

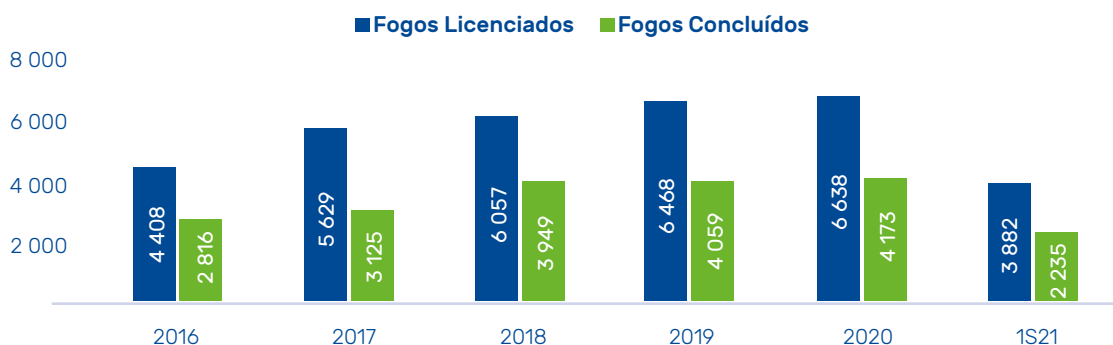


Gráfico 11: Nova construção na Região Norte de Portugal 2016-2020 Dados do INE, zona Norte do país

Quanto ao crédito constatou-se:

- Uma variação homóloga de 6,2% no terceiro trimestre de 2021, justificado pela evolução crescente do crédito concedido às empresas (aumento de 10,7%), potenciado pelo contexto pandémico vivido;
- O rácio de crédito às empresas vencido diminuiu ligeiramente de 2,8% no terceiro trimestre de 2020 para 2,6% no terceiro trimestre de 2021.

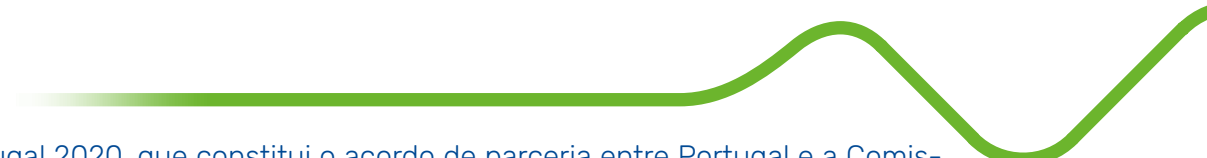
O setor do turismo, como já referido acima, demarcou-se pelo forte dinamismo:

- Aumento de 43,9% em termos homólogos no 3º trimestre de 2021 nas dormidas, e 37,9% no número de hóspedes. Contudo, em comparação com o mesmo período do ano de 2019 (sem efeito pandémico), as dormidas desceram 28,2% e o número de hóspedes diminuiu 28,2%;
- As dormidas de residentes no estrangeiro representaram 43,8% do total, no 3.º trimestre de 2021, mais 99,7 p.p. face ao observado no trimestre homólogo de 2020.

De notar que, nos três setores analisados – indústrias, construção (licenças) e turismo – e na atividade exportadora, se verifica uma elevada correlação positiva com o consumo de gás.

6.2.2. Análise prospetiva

A evolução futura da economia da RN do país, ainda que expectavelmente alinhada com a economia nacional, está intrinsecamente associada ao baixo nível de desenvolvimento relativo que esta apresenta, quer face à economia nacional como um todo, quer face aos restantes países da União Europeia.



O programa Portugal 2020, que constitui o acordo de parceria entre Portugal e a Comissão Europeia e reúne os 5 Fundos Europeus Estruturais e de Investimento, atribui fundos a projetos que promovam o desenvolvimento económico, social e territorial do país. Com este programa Portugal receberá, neste período, um valor total de €25 mil milhões, divididos por programas temáticos e regionais. A RN apresenta uma dotação de quase €3,4 mil milhões (Programa Norte 2020), cabendo a programas temáticos como Competitividade e Internacionalização (€4,4 mil milhões) e Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (€2,2 mil milhões) uma fatia considerável do total nacional.


A RN beneficia largamente desta captação de fundos comunitários, atingindo uma taxa de cofinanciamento de 85%, o valor previsto para regiões com PIB *per capita* inferior a 75% da média da UE. Até dezembro de 2021, haviam sido aprovados, no âmbito do programa Norte 2020 (parte integrante do programa Portugal 2020) – que em setembro de 2021 foi aprovado o último exercício de reprogramação – 12.761 projetos, prevendo-se um financiamento total superior a 3.597 milhões de euros. Destes, cerca de 6.259 incidem concretamente em concelhos da área de concessão da Portgás, com montantes de financiamento que ultrapassam os 1.823 milhões de euros€. Relativamente à temática da Competitividade e Internacionalização (Programa Compete 2020), esta permitiu às empresas da área de concessão da Portgás, obter cerca de 1.000M€ de financiamento de projetos. Estes devem contribuir para aumentar a competitividade económica, mobilizando e potenciando os recursos e competências, visando a criação de emprego e a retoma da dinâmica de convergência com as economias mais desenvolvidas da União Europeia.

Assim, o investimento na RN surge como resposta a uma necessidade de modernização das empresas, e um incremento da substituição de processos produtivos mais intensivos em mão-de-obra por outros mais intensivos em capital e tecnologia, associados também a uma tendência crescente da aposta na investigação e desenvolvimento.

O aumento do investimento na RN, tanto pelo programa regional como pelo nacional, implica um acompanhamento do desenvolvimento da rede por parte da Portgás, que permita dar resposta às necessidades futuras do tecido empresarial da área de concessão.

Na Estratégia Regional de Especialização Inteligente determinada pelo programa Norte 2020 foram estabelecidos temas prioritários, onde a Energia, entre outros setores, é um dos que se destaca quer a nível regional quer nacional.

Não obstante, no atual quadro comunitário de financiamento, está definida a estratégia apoiada nas linhas orientadoras das políticas públicas no horizonte 2030, baseadas em 4 Agendas Temáticas: 1) Pessoas primeiro – um melhor equilíbrio demográfico, maior inclusão, menos desigualdade; 2) Inovação, Digitalização e Qualificações como motores do desenvolvimento; 3) Transição climática e sustentabilidade dos recursos e 4) Um país competitivo externamente e coeso internamente. Esta estratégia vem enquadrar os investimentos a apoiar pelos fundos europeus para o período 2021–2027 – Portugal 2030. São esperados 24 mil milhões de euros, destinados às empresas e à administração central e local, refletindo-se em 8 eixos cada um com os seus objetivos estratégicos: (i) inovação e conhecimento, (ii) qualificação, formação e emprego, (iii) sustentabilidade demográfica, (iv) energia e alterações climáticas, (v) economia do mar, (vi) competitividade e coesão dos territórios do litoral, (vii) competitividade e coesão dos territórios do interior e (viii) agricultura/florestas.



No que diz respeito à RN está já a ser preparada a nova proposta de Estratégia Regional de Especialização Inteligente – RIS3 NORTE 2027, alinhada com os dois objetivos da Comissão Europeia de apoiar o tecido empresarial e a aplicação do Acordo de Paris, com medidas de redução de emissão de gases com efeito de estufa. Cabe ainda referir, a nível nacional, a publicação do PNEC 2030 que traduz o objetivo de atingir a neutralidade carbónica através da transição energética no horizonte 2030. Neste plano estão definidas as medidas de ação que contribuirão para a consecução do objetivo proposto, o respetivo horizonte temporal de aplicação e as fontes de financiamento indicativas. O setor energético destaca-se, assim, como um setor de relevância acrescida.

A preparação do quadro de financiamento para o período 2021-2027 traduz as orientações estabelecidas no PNEC 2030, nomeadamente no que respeita aos eixos da mobilidade sustentável, da descarbonização da indústria, das energias renováveis e eficiência energética, das cidades inteligentes e sustentáveis, do sequestro de carbono, da agricultura sustentável, da bioeconomia, entre outros relevantes.

Outro meio de financiamento disponibilizado pela Comissão Europeia nos próximos anos é o PRR – Plano de Recuperação e Resiliência, sendo o seu objetivo imediato a reanimação económica e a criação de emprego. No total, Portugal receberá mais de 16 mil milhões de euros neste âmbito. O mote do PRR é “Recuperar Portugal” e irá enquadrar investimentos em três dimensões estruturantes: (i) resiliência, (ii) transição climática e (iii) transição digital.

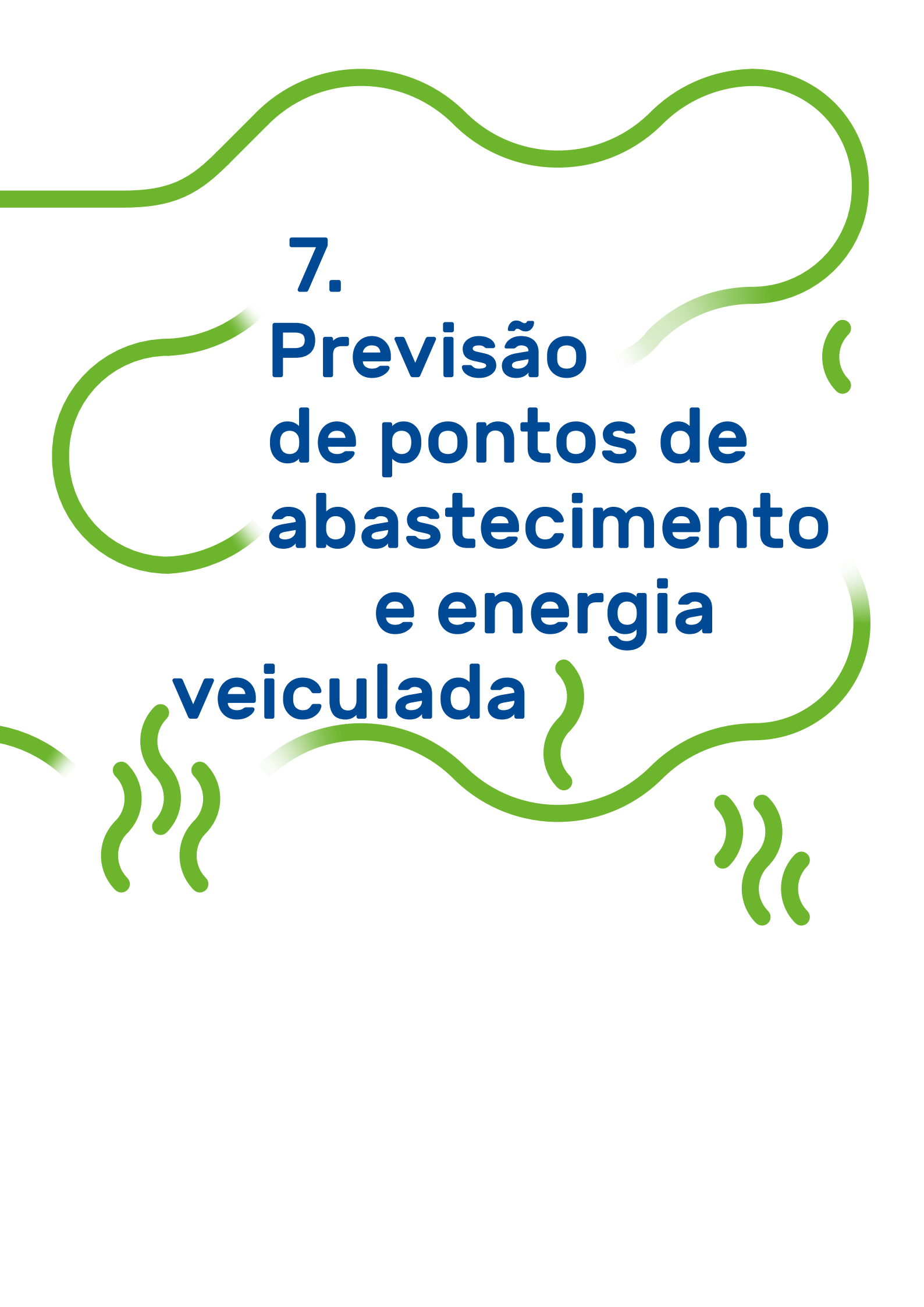
A Portgás alinha, portanto, a sua atividade com os objetivos descritos, não só ao permitir o fornecimento de uma energia mais limpa face às alternativas, que permite uma poupança anual de emissões de CO₂ superior a 491 mil toneladas na área de concessão, equivalente às emissões anuais de, aproximadamente, 300 mil automóveis, número que corresponde sensivelmente a 30% da frota de veículos ligeiros dos 29 concelhos da área de concessão (Anexo 2), como também ao investigar soluções para o cumprimento dos objetivos de descarbonização europeus e nacionais, através da realização de diversos estudos e da participação em projetos capazes de responder aos desafios futuros do setor energético, conforme mencionado no subcapítulo 5.3.3.



**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição**



.portgals



7. Previsão de pontos de abastecimento e energia veiculada



7. Previsão de pontos de abastecimento e energia veiculada

No presente plano a empresa mantém o esforço de captação de locais de consumo sobre a rede existente e continua na procura de oportunidades para novas zonas de consumo que traduzam valor para o SNG e atendam à necessidade energética dos clientes.

Para a elaboração das projeções de energia e pontos de abastecimento foram considerados os últimos dados internos da Portgás relativos à caracterização do terreno referidos no ponto 4.3., bem como as informações de conjuntura macroeconómica e regional, apresentadas no capítulo 6, sempre como método de validação por defeito, ou seja, as projeções consideradas serão sempre o cenário mais conservador entre: os dados de terreno da Portgás, dados macroeconómicos e dados de conjuntura regional.

7.1. Projeção de pontos de abastecimento

A penetração do gás natural nas comunidades locais tem em conta a maturidade do desenvolvimento das infraestruturas e a viabilidade económica do intercâmbio de energia para o consumidor final, a fim de atingir níveis de penetração equivalentes aos referenciais europeus. Isto dependerá diretamente de fatores como:

- Encargos de ligação à rede;
- Encargos com infraestruturas de instalação interna para a conversão de consumo;
- O custo do gás em relação a outros combustíveis atualmente utilizados para aquecimento ambiente, aquecimento de águas sanitárias e cozinha;
- O custo dos novos aparelhos a gás;
- O custo financeiro do aquecimento de uma casa (que, independentemente do tipo de combustível, pode ser uma função aproximada dos dias de aquecimento registados no ano).

A previsão para a captação de novos pontos de abastecimento baseia-se, em grande parte (85%), na conversão do consumo no mercado por infraestruturar - o mercado existente-, e este segmento irá também otimizar a utilização de infraestruturas a construir.

PA no período	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ 2023-2027
Mercado Novo	1 523	1 300	1 600	1 600	1 700	1 800	1 800	8 500
Mercado Existente	8 997	9 700	9 600	9 600	9 600	9 700	9 700	48 200
Conversão	5 961	7 276	7 201	7 200	7 201	7 276	7 276	36 154
Reconversão	2 755	2 039	2 017	2 017	2 017	2 039	2 039	10 129
Pequeno Terciário	281	385	382	383	382	385	385	1 917
Grande Consumo	60	57	70	70	62	62	61	325
PA no período	10 580	11 057	11 270	11 270	11 362	11 562	11 561	57 025

Quadro 20: Captação de novos Pontos de Abastecimento por segmento no período (#)

Note-se, mais uma vez, que a avaliação dos pontos de abastecimento a incrementar baseia-se em informações comerciais provenientes das redes cadastráveis e auditáveis nos sistemas de informação da Portgás.

A evolução dos pontos de abastecimento reflete os investimentos apresentados para o período 2023-2027, que permite adicionar mais 57.025 novos pontos de abastecimento ao parque previsto para o final de 2022, dos quais 325 serão grandes consumidores.

PA no período	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ 2023-2027
MP	2	1	1	3	1	8
BP>	68	69	61	59	60	317
BP<	11 200	11 200	11 300	11 500	11 500	56 700
PA no período	11 270	11 270	11 362	11 562	11 561	57 025

Quadro 21: Pontos de Abastecimento adicionais por nível de pressão (#)

Consequentemente, em 2027, prevê-se atingir mais de 463 mil pontos de abastecimento ativos, conforme evidencia o quadro seguinte:

PA acumulados	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)
MP	129	134	136	137	138	141	142
BP>	1 393	1 445	1 513	1 582	1 643	1 702	1 762
BP<	393 831	404 831	416 031	427 231	438 531	450 031	461 531
TOTAL	395 353	406 410	417 680	428 950	440 312	451 874	463 435
% Crescimento	2,4%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%

Quadro 22: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)

O investimento proposto tem em conta a captação de novos pontos de abastecimento através da integração de novos polos de consumo, bem como através da densificação da rede existente.

Neste cenário de evolução, o nível projetado de penetração ativa no final do período chegará aos 37%, ou seja, cerca de 37% do número total de pontos de abastecimento na área de concessão estará ligado ao SNG. Esta evolução reflete um aumento de 5 pontos percentuais face ao nível registado em 2021, com uma taxa de penetração ativa de 32%. A previsão para 2022 aponta a manutenção da taxa de penetração ativa nos 32%.

Taxa de Penetração Ativa	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)
PA Ativos (#)	395 353	406 410	417 680	428 950	440 312	451 874	463 435
N° de fogos Concessão (k#)	1 251	1 251	1 251	1 251	1 251	1 251	1 251
Taxa de Penetração Ativa	32%	32%	33%	34%	35%	36%	37%

Quadro 23: Taxa de penetração ativa (%)

A taxa de penetração global projetada no final do horizonte do PDIRD será de 41%, ou seja, mais 5 pontos percentuais do que a registada em 2021 (36%). Isto significa que o número de pontos de abastecimento na rede de distribuição disponíveis na Concessão será de mais de 520 mil em 2027. Em 2022, espera-se uma taxa de penetração global de 37%.

7.2. Projeção de consumos e energia

A chegada do gás natural a Portugal foi uma meta importante para o desenvolvimento do país, uma vez que esta nova alternativa permitiu abrir horizontes, diversificar o vetor energético e, para o consumidor final, um contributo na poupança do orçamento familiar, não só espelhada na fatura de energia, mas também nas reduzidas manutenções que estes equipamentos requerem. Promove-se desta forma uma maior competitividade, essencialmente, no setor da indústria.

O gás natural é uma fonte de energia polivalente que pode ser utilizada em todos os setores, em equipamentos de queima que vão desde um simples fogão de baixa potência para uma cozinha até à mais sofisticada central térmica de ciclo combinado. Embora a utilização de gás natural seja vantajosa para todos os escalões de consumo, é no setor industrial, cujas instalações apresentam um consumo intensivo de gás natural que se verifica, de facto, uma vantagem competitiva relevante. A aposta no gás natural traduz-se em três grandes pilares/benefícios: Ecológico, Económico e Seguro.

O setor industrial é o que apresenta maior dificuldade na sua transição energética, estando previsto que em 2050 cerca de 90% do consumo de gás natural seja neste setor (fonte RNC 2050).

Para fazer face ao desafio da neutralidade carbónica perspectiva-se o aparecimento de novos vetores energéticos, como o hidrogénio, como estratégia de descarbonização da economia e possibilidade de integrar progressivamente o sistema de gás e elétrico (*sector coupling*). No setor industrial o hidrogénio pode funcionar como substituto direto de combustíveis fósseis reduzindo as emissões de gases com efeito de estufa.

A infraestrutura da rede de gás é um ativo com grande potencial para a concretização do objetivo da descarbonização do setor industrial. A adição de gases renováveis com o gás natural (*blending*), torna o gás mais sustentável, acrescentando valor para a transição energética e para a competitividade deste setor tão relevante na economia nacional.

A substituição de fontes energéticas mais poluentes pelo gás natural, por vezes, acarreta alguns desafios. Importa salientar que nos casos em que a infraestrutura, seja rede primária ou secundária, não esteja disponível na área de influência do cliente obriga à construção de redes dedicadas e, por consequência, a comparticipações avultadas por parte dos requisitantes, para além dos custos necessários na transformação das instalações e dos equipamentos para gás natural. Esta condicionante leva as indústrias a resistirem à utilização de gás natural e a manterem a utilização de energias mais poluentes.

A possibilidade de rotular o gás natural utilizado nas indústrias como energia verde, é seguramente uma vantagem ecológica para o reforço da utilização do gás natural na transição energética e um contributo para o incremento na veiculação de gás nas redes existentes e a construir.

Os equipamentos de queima utilizados no setor industrial remetem para uma dificuldade acrescida na reconversão das indústrias para outras fontes de energia, uma vez que seria necessária uma intervenção radical, com custos elevados, colocando em causa a rentabilidade desta transição. Tendo em consideração tal premissa, este setor tem necessidades específicas de consumo intensivo de gás natural, sendo este o setor que mais contribui

para a sustentabilidade do SNG e para a resiliência da infraestrutura. Desta forma supõe-se que a utilização do gás natural irá manter-se, para além do ano de 2050.

Contudo, atualmente assiste-se a uma pressão do preço em alta do gás natural, o que por sua vez pressiona as indústrias a protelar investimentos na adesão ao gás natural e, em alguns casos, o retorno aos combustíveis fósseis tradicionais e mais poluentes.

A existência de algumas vantagens fiscais, ou mesmo no modelo de participação nas redes dedicadas, que de algum modo atenuassem a pressão dos preços e as demais barreiras de transição, seria um contributo muito precioso e um facilitador para a adesão das indústrias ao gás natural e consequente aceleração da transição energética.

O gás natural é o vetor energético mais versátil no setor industrial de apoio à transição energética. Como já referido é o setor que mais concorre para a sustentabilidade do SNG e para a resiliência da infraestrutura. É também o setor que continuará a utilizar gás natural para além de 2050, em complemento com outras energias renováveis.

É neste sentido que os mesmos pressupostos sobre a previsão do consumo para o período do plano de investimento não se aplicam nos diferentes níveis de pressão.

Para o nível de pressão BP<, foram consideradas previsões unitárias de consumo para todo o horizonte deste PDIRD, apoiadas no histórico do ano 2019, bem como na tipologia do consumo de pontos de abastecimento previstos para a captação em projetos a implementar e na sua distribuição geográfica. Assim, o aumento da energia transmitida deve-se principalmente ao aumento da base dos pontos de abastecimento.

Já para os níveis de pressão BP> e MP foram assumidos os consumos unitários de referência para o ano 2021 para cada concelho para os pontos de abastecimento existentes, sendo que para os pontos de abastecimento a captar foi assumida uma previsão específica por ponto de abastecimento. Para estes níveis de pressão, o contributo dos grandes consumidores com um consumo superior a 10.000 m³/ano é essencial para a sustentabilidade de todo o sistema tarifário, e por isso a ação da Portgás está suportada num estudo detalhado para permitir identificar grandes consumidores que utilizam energia que não o gás natural, seguindo-se um contacto de natureza técnico-comercial que explica todos os benefícios da mudança do seu consumo para gás natural.

A identificação individual do consumo neste tipo de consumidor para cada ano deste PDIRD adiciona cerca de 90 GWh/ano ao stock de consumo, o que, por sua vez, contribui para mais 36 GWh/ano de consumo de BP<, dada a complementaridade dos projetos.

A empresa estima que em 2028 (ano cruzeiro) os novos pontos de abastecimento correspondam a uma veiculação de gás na ordem dos 741 GWh.

Conforme se pode observar na tabela abaixo, os pontos de abastecimento no segmento acima de 10.000 m³ representam cerca de 76% do volume total estimado em ano cruzeiro:

Energia Veic. Adicional	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	2028 (P)	% Peso
MP	42 534	93 333	113 452	143 607	167 812	173 715	23%
BP>	26 467	104 728	189 103	256 652	338 748	385 878	52%
BP<	17 927	53 762	89 707	126 185	163 069	181 511	24%
TOTAL	86 927	251 823	392 262	526 444	669 630	741 104	100%

Quadro 24: Energia veiculada por nível de pressão (MWh)

Assim, o consumo correspondente projetado na área de concessão da Portgás tem em conta a composição dos clientes que se espera que sejam cobertos em cada município, desde que o consumo seja estável ao nível registado em 2019.

Note-se que esta versão conservadora da previsão de consumo específico pela Portgás permite-nos avaliar a fiabilidade dos pressupostos do projeto apresentado.

Esta projeção permitirá alcançar um nível de energia veiculada superior ao 8,2TWh no final do horizonte do PDIRD 2022.

Energia Veiculada	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)
MP	5 003	5 164	5 000	5 050	5 071	5 101	5 125
BP>	1 304	1 301	1 347	1 425	1 510	1 577	1 659
BP<	1 265	1 293	1 289	1 325	1 361	1 397	1 434
TOTAL	7 572	7 758	7 636	7 801	7 941	8 075	8 219
% Crescimento	3,7%	2,5%	-1,6%	2,2%	1,8%	1,7%	1,8%

Quadro 25: Energia veiculada por nível de pressão (GWh)

Volumes unitários	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)
MP	37 195,7	39 270,6	36 761,9	36 999,4	36 876,6	36 564,1	36 218,3
BP>	908,6	916,6	890,3	921,0	936,2	943,0	958,0
BP<	3,3	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

Quadro 26: Volumes unitários por nível de pressão (MWh/PA)

Verifica-se assim que os volumes adicionais são plenamente alcançados através da inclusão de novos pontos de abastecimento na rede, e não através do aumento do consumo específico. Neste pressuposto, qualquer aumento do consumo específico diferente a este, terá um impacto positivo muito significativo no SNG, tendo em conta o stock existente.

Note-se que este plano não inclui impactos significativos (positivos ou negativos) associados a novas utilizações do gás natural e às tendências do setor, tais como: i) a utilização crescente de gás natural no setor dos transportes (GNV); ii) a penetração reduzida do aquecimento central na Região Norte; iii) desenvolvimento de equipamentos de gás com acesso a novos mercados potenciais (microgeração); iv) sensibilidade da opinião pública para as alterações climáticas, levando à escolha de combustíveis de baixas emissões, como o gás natural; v) a existência de sites que permitam aos clientes fazer escolhas informadas, como o Poupa Energia da ADENE – Agência para a Energia; vi) o impacto dos programas de eficiência energética em Portugal, como o Casa Eficiente; vii) o PPEC que está atualmente em avaliação de candidaturas; viii) os objetivos estabelecidos no PNEC, que definem o gás natural como solução para a transição de energia através de gás renovável, nomeadamente o biometano e o hidrogénio; ix) política europeia destinada a adotar pelos Estados-Membros as medidas necessárias para garantir que os edifícios novos/remodelados tenham quase zero necessidades energéticas (edifícios nZEB); x) eficiência energética dos equipamentos; e, xi) a introdução de contadores inteligentes e aparelhos inteligentes que permitam aos consumidores controlar melhor o seu consumo.

**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição**

.portgalis





8. Plano de Investimento



8. Plano de Investimento

8.1. Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

Os investimentos contemplados no PDIRD 2022 visam o desenvolvimento da infraestrutura de distribuição de gás natural da área de concessão. Estes concorrem para o objetivo de descarbonização e digitalização dos ativos, incremento da resiliência das infraestruturas, crescimento e densificação das redes de gás, permitindo assegurar os compromissos do Operador de Rede de Distribuição e alargar a disponibilidade do produto gás a um número cada vez maior de consumidores.

Os investimentos previstos cumprem os princípios básicos subjacentes: exigências regulamentares e técnico-económicas.

Para além do referido no capítulo 5.2 referente ao Planeamento da Infraestrutura, nos termos do art.º 11º e 95º do RRC, os operadores das redes de distribuição, dentro das suas áreas de Concessão, têm obrigação de ligação das instalações de clientes com consumo anual superior a 10.000 m³, uma vez reunidos os requisitos técnicos e legais necessários à sua exploração e observadas as regras estabelecidas no RRC.

Têm também obrigação de ligação das instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10.000 m³, desde que os mesmos se situem dentro da área de influência das redes. Considera-se área de influência da rede o espaço geográfico que se situa na proximidade da rede existente. A fronteira da área de influência da rede é definida pela ERSE, com base numa distância máxima à rede existente, expressa em metros, estando atualmente definida em 100 metros.

Os operadores das redes de distribuição podem, mediante acordo com o requerente, proporcionar a ligação às suas redes de instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10.000 m³, fora da área de influência das redes, desde que essa ligação não prejudique o cumprimento das obrigações de serviço público a que estão sujeitos e que os encargos de ligação sejam suportados pelo requerente nos termos do orçamento apresentado pelo operador da rede de distribuição.

Os prazos exigidos para o cumprimento destas obrigações, de 30 dias úteis, para as ligações às redes de instalações em baixa pressão com consumo anual até 10.000 m³, e de, 120 dias úteis para as restantes ligações às redes de distribuição, são desafiantes e pressupõe a disponibilidade de meios e recursos a todo tempo, para uma resposta quase imediata para quem a requisite.

Os operadores das redes, têm também, conforme o descrito no Decreto-Lei 62/2020, de 28 de agosto, a obrigação de contribuir progressivamente para a descarbonização do SNG, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050.

Os operadores das redes, dentro das suas áreas de intervenção, são ainda obrigados a proporcionar a ligação à sua rede das instalações produtoras de gás que o requisitem.

8.2. Caracterização do plano de investimento

A Portgás, como referido anteriormente, apresenta como um dos pilares de investimento a execução de projetos para novas zonas e a densificação sobre a rede de distribuição já em serviço. Estes investimentos são selecionados através de critérios rigorosos tendo por base a sustentabilidade dos mesmos, e consequente aumento do número de pontos de abastecimento ligados e incremento do volume de gás veiculado para o SNG.

A Portgás prevê ainda a realização de investimentos na resiliência da rede e melhoria dos ativos existentes, bem como de outros investimentos estruturais, nomeadamente em sistemas de informação que permitam acomodar uma estratégia de incremento de automatização das operações, de eficiência na gestão de ativos, na gestão de energia e *customer centricity* permitindo uma maior interação dos clientes e partes interessadas com o Operador de Rede de Distribuição.

Neste plano de investimentos, para o horizonte 2023-2027, tendo presente que é imperativo adaptar a infraestrutura de gás às exigências de descarbonização da economia, está incorporado um pilar estratégico de investimento específico para a descarbonização e digitalização de ativos.

O plano de investimentos a efetuar pela Portgás elenca um conjunto de potenciais melhorias para o ORT, uma vez que a estrutura atual apresenta, particularmente em GRMS específicas, taxas de utilização elevadas, sendo que alguns casos as GRMS não apresentam *backup* completo, mesmo quando em anel (situação aprofundada no anexo 6).

A proposta de investimento apresentada neste PDIRD totaliza 143,5M€ e está dividida em quatro tipologias de investimento:

Investimento	Âmbito	Σ2021-2025
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	Desenvolvimento de Negócio pela captação de novos PA's	102 406
Outros Investimentos em Infraestruturas	Investimento de conformidade para renovação e reestruturação da rede	9.142
Descarbonização e Digitalização de ativos	Investimento em ativos para compatibilidade de veiculação de gás de origem renovável	19 008
Outros Investimentos	Investimento de conformidade por cumprimento legal e ativos de suporte	12 960
TOTAL PLANO INVESTIMENTO		143 516

Quadro 27: Tipologia de Investimento (m€)

O investimento global projetado para as quatro tipologias resume-se no quadro seguinte:

Investimento	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ 2023-2027
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	19 246	19 398	20 153	20 284	20 317	20 767	20 885	102 406
Outros Investimentos em Infraestruturas	4 012	2 472	1 990	1 659	1 985	1 710	1 799	9 142
Descarbonização e Digitalização de ativos	363	3 145	2 715	4 178	4 205	4 255	3 655	19 008
Outros Investimentos	2 386	4 956	4 161	3 103	1 980	1 726	1 990	12 960
TOTAL PLANO INVESTIMENTO	26 008	29 970	29 019	29 224	28 487	28 458	28 328	143 516
Contadores	545	675	666	522	594	679	716	3 177
TOTAL INVESTIMENTO P/ BASE ATIVOS	25 463	29 295	28 354	28 701	27 893	27 779	27 612	140 338

Quadro 28: Investimento global (m€)

Nos termos da Lei 12/2008 será retirado à base de ativos remunerados (RAB) o valor de investimento em equipamentos de medição – contadores, que se projeta em 3,2M€ para o total dos cinco anos, colocando em 140,3M€ o valor global de investimento com impacto na tarifa de acesso.

Esta proposta de PDIRD representa um acréscimo de 13% face ao plano de investimento apresentado no PDIRD 2020.

Comparando os três anos comuns no PDIRD 2020 – 2023, 2024 e 2025, o plano apresentado propõe a aprovação no PDIRD 2022 de 14,2M€ (20%) adicionais. A diferença, face ao investimento do PDIRD 2020, ocorre pelo incremento no investimento em Descarbonização e Digitalização de Ativos, pelo valor associado ao investimento em Desenvolvimento de Negócio e pelo valor associado a Outros Investimentos.

Investimento Total	Σ 2021-2025	2021	2022	2023	2024	2025			
PDIRD 2020	126 644	26 879	27 208	25 663	24 482	22 413			
				2023	2024	2025	2026	2027	Σ 2023-2027
PDIRD 2022				29 019	29 224	28 487	28 458	28 328	143 516
Diferença 2023-2025				3 357	4 742	6 074			

Quadro 29: Investimento Total período 2023-2025 – PDIRD 2020 vs PDIRD 2022 (m€)

8.2.1. Investimento em Desenvolvimento de Negócio

A empresa propõe-se investir um total de 102,4M€ para ligar cerca de 57 mil novos pontos de abastecimento no período 2023-2027. Este investimento incidirá, sobretudo, em redes de distribuição e ramais (57%) e em infraestruturização de novos pontos de abastecimento (23%).

Investimento	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ 2023-2027
Rede Secundária - BP	9 934	8 312	8 912	9 003	8 976	9 258	9 337	45 486
Ramais	2 194	2 370	2 434	2 459	2 506	2 570	2 595	12 564
Rede	12 128	10 682	11 346	11 462	11 482	11 828	11 932	58 051
Mercado Novo	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	4 216	4 802	4 753	4 753	4 753	4 802	4 802	23 863
Conversão	3 238	3 940	3 899	3 899	3 899	3 940	3 940	19 577
Reconversão	839	654	647	647	647	654	654	3 248
Peq. Terciário	140	208	207	207	207	208	208	1 038
Grande Consumo	-	-	-	-	-	-	-	-
PA	4 216	4 802	4 753	4 753	4 753	4 802	4 802	23 863
Instrução e análise técnica de processo	598	1 234	1 269	1 282	1 306	1 343	1 356	6 556
Contadores e redutores (Expansão)	544	771	877	879	868	886	886	4 396
Capitalização de Encargos de Estrutura	1 760	1 908	1 908	1 908	1 908	1 908	1 908	9 540
TOTAL	19 246	19 398	20 153	20 284	20 317	20 767	20 885	102 406

Quadro 30: Investimento de expansão em rede e pontos de abastecimento (m€)

Este investimento tem por base a construção de cerca de 702 km de rede secundária e de 32 mil ramais de ligação, assim como a captação de 57 mil pontos de abastecimento, dos quais cerca de 48 mil com infraestruturação interior e 325 de grande consumo.

Crescimento	u.m.	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ2023-2027
Rede Secundária - BP	mts	169 719	132 419	140 577	140 577	138 577	141 474	141 224	702 429
Ramais	#	6 342	6 167	6 261	6 262	6 327	6 424	6 422	31 696
Mercado Novo	#	1 523	1 300	1 600	1 600	1 700	1 800	1 800	8 500
Mercado Existente	#	8 997	9 700	9 600	9 600	9 600	9 700	9 700	48 200
Conversão	#	5 961	7 276	7 201	7 200	7 201	7 276	7 276	36 154
Reconversão	#	2 755	2 039	2 017	2 017	2 017	2 039	2 039	10 129
Peq. Terciário	#	281	385	382	383	382	385	385	1 917
Grande Consumo	#	60	57	70	70	62	62	61	325
PA	#	10 580	11 057	11 270	11 270	11 362	11 562	11 561	57 025

Quadro 31: Crescimento de rede (m) e pontos de abastecimento (#)

No que diz respeito aos contadores e redutores para suporte ao desenvolvimento de negócio, o plano total de investimento ascende a 4,4M€, traduzindo uma estimativa de cerca de 57 mil contadores e 11 mil redutores.

Contadores e redutores	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ2023-2027
Quantidade	9 249	11 000	11 200	11 200	11 300	11 500	11 500	56 700
custo unitário	45	42	45	45	46	46	46	46
Contadores Desenv. Negócio - "mass market"	415	467	508	508	517	527	527	2 587
Quantidade	10	55	70	70	62	62	61	325
custo unitário	100	2 902	3 024	3 084	3 146	3 209	3 273	3 142
Contadores Desenv. Negócio - Grande Consumo	1	160	212	216	195	199	200	1 021
Quantidade	2 099	2 197	2 222	2 192	2 198	2 262	2 262	11 136
custo unitário	61	66	71	71	71	71	71	71
Redutores	128	145	157	155	156	160	160	788
Total Contadores e Redutores	544	771	877	879	868	886	886	4 396

Quadro 32: Contadores (desenvolvimento de negócio) e redutores

Os investimentos para o desenvolvimento de negócio previstos no presente PDIRD traduzem um valor unitário por ponto de abastecimento de 1.796€ no total dos cinco anos de projeção, correspondendo a um crescimento efetivo (+2,4%) se comparado com valor previsto para 2022 de 1.754€/PA (evolução menor do que o atual crescimento dos preços).

Esta evolução é justificada fundamentalmente pelos seguintes efeitos complementares:

- incremento do custo unitário de construção de rede, suportado na previsão de aumento dos custos de operação como a mão de obra e materiais, e também da necessidade de captação para este mercado de recursos humanos qualificados, que têm vindo nos últimos anos a desviar-se para outros mercados, produtos e soluções energéticas;
- incremento do custo dos materiais no período pós-pandemia Covid19, que se tem verificado em todos os materiais utilizados nas diferentes atividades;

- incremento do número de metros de rede necessários para angariar um ponto de abastecimento adicional, pelo alargamento do projeto para zonas menos densamente povoadas e mais periféricas (conforme ilustra o quadro 33 pela evolução do indicador metro rede/PA);
- exigências legais crescentes, nomeadamente das entidades gestoras do subsolo que têm vindo a modificar a sua estratégia de taxaço e a introduzir requisitos mais apertados para a intervenção em locais públicos, como sejam, o acompanhamento policial em todas as intervenções, a limitação dos horários das atuações e maiores exigências nas pavimentações dos locais intervencionados (em 2022 estes custos corresponderão a mais de 5,9€/mt face ao valor de 2019);
- peso crescente das atividades de inspeção e de coordenação de segurança em obra, pela maior exigência da empresa e do setor na garantia do cumprimento de regras e da respetiva verificação em terreno da sua efetiva aplicação.

Indicadores de Investimento	u.m.	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ 2023-2027
Inv. Desenvolvimento Negócio / PA	€/ #	1 819	1 754	1 788	1 800	1 788	1 796	1 806	1 796
Inv. Desenvolvimento Negócio / MWh	€/MWh	-	164	116	130	163	145	146	138
Metros de rede / PA	m/ #	16,0	12,0	12,5	12,5	12,2	12,2	12,2	12,3
PA / km de rede	#/Km	54	81	80	77	76	78	78	78
PA / ramal	#	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Custo unitário rede	€/m	58,5	62,8	63,4	64,0	64,8	65,4	66,1	64,8
Custo unitário ramal	€/ #	346,0	384,3	388,7	392,6	396,2	400,1	404,1	396,4
Custo unitário conversão	€/ #	541,0	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5
Custo unitário reconversão	€/ #	304,5	320,6	320,6	320,6	320,6	320,6	320,6	320,6

Quadro 33: Indicadores de investimento

Tendo em conta os volumes incrementais, verifica-se que a atual proposta incorpora um investimento de 138€ por MWh incremental para o SNG, ainda assim inferior ao previsto para 2022 (164€/MWh incremental).

8.2.2. Outros Investimentos em Infraestruturas

O investimento projetado ascende a 9,1M€ estando suportado na previsão de realização de diversos projetos, associados à reestruturação e resiliência da rede.

Outros Investimentos em Infraestruturas	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ 2023-2027
Reestruturação de infraestruturas	-	163	-	-	-	-	-	-
Resiliência da Rede	2 808	842	774	430	745	450	520	2 919
Contadores - reativações por rotação de clientes	318	349	432	448	458	470	482	2 290
Estudos e Equipamento Técnicos	318	543	205	205	205	205	205	1 025
Capitalização de Encargos	568	575	579	576	577	585	591	2 908
Total	4 012	2 472	1 990	1 659	1 985	1 710	1 799	9 142

Quadro 34: Outros investimentos em infraestruturas (m€)

Neste PDIRD foram preconizados projetos de reforço de capacidade de subsistemas de forma a mitigar o risco da infraestruturas, que pese embora apresentem alguma maturidade na concessão, apresentam também maior evolução relativa de capacidade face à variação do contexto de densificação de clientes domésticos e não domésticos, implicando maior esforço de gás veiculado e consequente aumento de risco das redes.

Os projetos de resiliência de rede, detalhados no Anexo 6, nomeadamente as redes ligadas no sistema de distribuição do Vale do Ave, conhecido como subsistemas de redes D e E, visam a diminuição do risco do subsistema por verificação de condições limite, ao passo que nos restantes subsistemas prendem-se com investimentos para incremento da resiliência por necessidade de continuidade de negócio. Adicionalmente está prevista a interligação das GRMS do concelho de Gaia, de forma a dar maior resiliência ao sistema que abastece mais de 50 mil clientes com a rede primária em antena.

Extensão de Rede	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)
Rede Primária - MP	407	413	417	417	417	417	417
Rede Sec. Estruturante - BP	68	71	72	77	88	95	101
Total de extensão de rede	474	485	489	494	505	511	518

Quadro 35: Extensão da rede primária e secundária estruturante (kms)

Contadores (reativações)	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ2023-2027
Quantidade	10 524	12 982	15 193	15 682	16 083	16 493	16 917	80 368
Custo unitário	30	27	28	29	28	28	29	28
Total contadores (reativações)	318	349	432	448	458	470	482	2 290

Quadro 36: Contadores – reativações (m€)

A rubrica contadores (reativações), cujo investimento proposto ascende a 2,29M€, corresponde a ativações de fornecimento decorrentes de processos de baixa de contrato, ou seja, são reativações sobre o stock existente de pontos de abastecimento. Trata-se de operações em pontos de consumo resultantes da normal atividade do mercado, que geram uma necessidade de rotação de equipamentos de medição, correspondentes a cerca de 80 mil reativações para o período em análise, com um custo unitário médio de serviço de 28€/operação.

8.2.3. Descarbonização e Digitalização de Ativos

A Portgás, consciente da sua missão, definiu há alguns anos uma estratégia de desenvolvimento da inovação no setor, tendo implementado diversas iniciativas, que potenciaram a adição de valor ao contexto atual da organização bem como ao SNG e às suas partes interessadas. Não obstante, a conjuntura internacional sofreu uma forte evolução neste hiato temporal com a produção de políticas públicas orientadoras do setor, evidenciando a necessidade de investimento para a transformação do setor do gás, conforme evidenciado nos capítulos iniciais deste documento. Esta evolução setorial, para além de definida centralmente pelos governos da UE foi acelerada por conjunturas recentes que vieram criar uma urgência supranacional com vista à redução da dependência energética (por exemplo, a pandemia Covid-19 e o conflito russo-ucraniano, que no seu conjunto têm impacto nos preços e cadeias de abastecimento). Esta redução é particularmente relevante no caso português quando se observa o peso dos produtos energéticos na balança comercial. A descarbonização e a digitalização foram rapidamente transformadas em desígnios estratégicos com impacto direto, e de cada vez mais curto prazo, na Economia.

A Portgás desenvolveu o seu *Roadmap* estratégico de projetos de investigação, desenvolvimento e inovação para o seu plano quinquenal de forma a acomodar a internalização das tendências tecnológicas de suporte à transição energética, que permitam a transformação apostando fortemente nos pilares da sua estratégia de IDI - *Sustainable Gas* e *Smart Gas Company*.

Descarbonização e Digitalização de Ativos	2021(R)	2022(O)	2023(P)	2024(P)	2025(P)	2026(P)	2027(P)	Σ2023-2027
Sustainable Gas	334	2 435	1 830	2 593	2 295	2 395	2 395	11 508
Asset Replacement for H2 compatibility	34	600	-	600	800	800	800	3 000
Gas Quality Monitoring	68	400	400	400	400	400	400	2 000
H2 & Bio Grid	232	1 435	1 430	1 593	1 095	1 195	1 195	6 508
Smart Gas Company	29	710	385	585	410	360	360	2 100
Smart Regulation	-	300	-	300	300	300	300	1 200
Smart metering BP>	-	150	200	-	-	-	-	200
Smart metering BP<	29	50	100	200	-	-	-	300
Asset Pressure Monitoring	-	150	25	25	50	-	-	100
Gas Odorant Control	-	60	60	60	60	60	60	300
R&D Projects	-	-	500	1 000	1 500	1 500	900	5 400
Desenvolvimento de Sistema Integrado de Gestão de Sistema	-	-	500	1 000	1 500	1 500	900	5 400
TOTAL	363	3 145	2 715	4 178	4 205	4 255	3 655	19 008

Quadro 37: Projetos de descarbonização e digitalização de ativos (m€)

Pode concluir-se que o racional de investimentos nesta rubrica pretende, em linha com o PDIRD 2020, estar alinhada com as prioridades definidas no desenvolvimento do SNG, nomeadamente em:

1. Priorizar os projetos que acelerem a introdução de gases de origem renovável, reforçando o portfólio de iniciativas nesta área – 11,5M€ para o pilar *Sustainable Gas*. Por exemplo para o ano de 2022, entre outros encontram-se já alocados 780k€ referentes a trabalhos de análise e estudos que visam definir os critérios necessários para a incorporação dos gases de baixo teor de carbono nas infraestruturas de gás natural. Estes estudos e serviços concorrem temporalmente com projetos que estão já em fase de teste laboratorial (ex: estudo de compatibilidade para injeção de hidrogénio nos ativos de aço com o INEGI);
2. Complementar com uma segunda linha estratégica de projetos associados à sensorização – 2,1M€, no pilar *Smart Gas Company* com vista à progressiva incorporação de inteligência nos ativos de rede;
3. Terminando com uma terceira linha estratégica de projetos – 5,4M€ associados a *R&D Projects*, para o desenvolvimento de um Sistema Integrado de Gestão de Sistema. Esta componente é particularmente relevante uma vez que os sistemas técnicos de gestão serão progressivamente mais complexos e ainda não estão suficientemente desenvolvidos no mercado de software SCADA (*Supervisory Control And Data Aquisition*);
4. Ao mesmo tempo consolidar a posição da empresa na transição energética dos seus ativos em função da maturidade das diversas tecnologias disponíveis e;
5. Capitalizar a infraestrutura existente e o seu desenvolvimento de expansão de forma a assegurar a distribuição de gás de origem renovável a um número cada vez maior de clientes através do pilar *Customer Engagement*.

Salienta-se o acréscimo da categoria *R&D Projects: Desenvolvimento de Sistema Integrado de Gestão de Sistema*, com 5,4M€, relativamente ao apresentado em PDIRD 2020, devido à necessidade de desenvolvimento de um sistema integrado que permita gerir a distribuição de gases renováveis na rede, otimizar a utilização das infraestruturas e a manutenção preditiva através de um sistema estratégico de comando e controlo, SCADA, que forneça integração do ciclo de vida operacional multi-domínio, multi-vendor e multi-camadas, fornecendo interfaces para sistemas, serviços, ou aplicações de terceiros.

Refira-se que, adicionalmente, de forma a mitigar o risco dos projetos de inovação face aos recursos internos existentes, o ecossistema da Portgás encontra-se alicerçado em parcerias com empresas, instituições e fundamentalmente com a academia.

Em suma, a Portgás pretende desenvolver no horizonte deste plano quinquenal um conjunto de projetos com um investimento global de 19,0M€, cujo detalhe é possível analisar no Anexo 7.

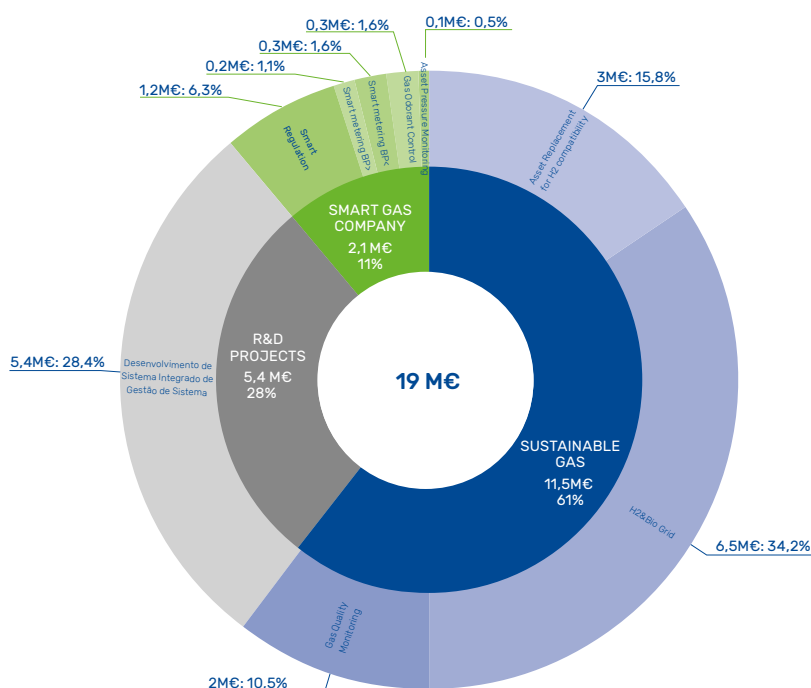


Gráfico 12: Resumo e mapeamento do investimento nos projetos de Descarbonização dos Ativos de Distribuição

Financiamento

Na perspetiva de reposicionar o negócio com vista à transição energética necessária para a sustentabilidade de longo prazo do setor e face à natureza dos projetos da tipologia de descarbonização e digitalização de ativos, a Portgás comprometeu-se a realizar no PDIRD 2020 todos os esforços para financiar parcialmente estes projetos com recurso a capital proveniente de subsídios nacionais e da UE de apoio à inovação e transformação do tecido produtivo. Com este objetivo, a Portgás criou um grupo de trabalho, denominado “Avaliação do Potencial de Financiamento dos Projetos relativos às iniciativas de Descarbonização e Digitalização das Infraestruturas”, com os objetivos seguintes:

- Monitorizar os mecanismos de financiamento nacionais e internacionais com interesse potencial para os projetos atuais e futuros da Portgás;

- Consolidar análises periódicas dos mecanismos de forma a complementar a gestão financeira do portefólio de projetos, bem como, nortear a estratégia para projetos potenciais a desenvolver no seio da Portgás;
- Apoiar as candidaturas aos mecanismos de financiamento, de acordo com as orientações da gestão e do modelo de governo instituído, capitalizando o *know-how* do capital humano interno, numa dinâmica de trabalho colaborativo entre as várias áreas e direções;
- Acompanhar a execução dos projetos financiados, assegurando o reporte de eventuais desvios às previsões orçamentais.

O modelo de acompanhamento engloba duas atividades: (i) *scouting* - atividade contínua e (ii) análise de oportunidades com periodicidade semanal entre os membros do grupo.



Figura 11: Modelo de acompanhamento e responsabilidades do grupo de *Scouting*

Fundo/Programa de Financiamento	Descrição	Semáforo
Fundo de Apoio à Inovação (FAI)	I&D nas áreas das energias renováveis e da eficiência energética	●
Fundo de eficiência energética (FEE)	Financiar programas e medidas do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética	●
PT2020 - Programa operacional sustentabilidade e eficiência no uso de recursos (POSEUR)	Apoio a projetos de produção de gases de origem renovável para autoconsumo e/ou injeção na rede	●
PT2020 - Programa Operacional Competitividade e Internacionalização - Investigação e Desenvolvimento Tecnológico	Projetos de investigação e desenvolvimento tecnológico (I&D) e de demonstração tecnológica	●
Plano de promoção da eficiência no consumo de energia (PPEC)	Promocão e seleção de medidas de eficiência energética	●
Fundo Ambiental (FA)	Apoiar políticas ambientais para desenvolvimento sustentável	●

Fundo/Programa de Financiamento	Descrição	Semáforo
Fundo de Inovação, Tecnologia e Economia Circular (FITEC)	Apoiar políticas de valorização do conhecimento científico e tecnológico e sua transformação em inovação	●
Mecanismo Connecting Europe Facility (CEF) - Energia	Apoiar projetos de interesse comum no setor da energia (eletrificação, gás, redes inteligentes e carbono transfronteiriço redes de doloço)	●
Life	Políticas e Estratégias Europeias na área do Ambiente	●
Fundo de Inovação (sucessor do NER 300)	Apoio na visão estratégica da Comissão Europeia para a neutralidade carbónica até 2050.	●
InnovFin Energy Demo Projects	Financiar projetos de transformação do sistema energético	●
Horizonte 2020	Apoio à investigação e inovação	●
Fundo de Transição Justa	Apoiar regiões e regiões mais afetadas pela transição para a neutralidade carbónica	●
Prémio Nacional Sustentabilidade	Políticas e práticas, na defesa da sustentabilidade global	●

● - Com interesse ● - Possível interesse ● - Sem interesse/Call aberto

Figura 12: Resultados da análise dos diversos potenciais financiamento

Recorrendo a este mecanismo de acompanhamento a Portgás submeteu 5 candidaturas ao longo de 2021 e 2022, nomeadamente a:

European Clean Hydrogen Alliance: No âmbito da participação da Portgás nas mesas redondas da ECHA foram desenhados 3 projetos, que permitem alavancar o desenvolvimento do setor energético assente nas infraestruturas de gás integradas de forma holística no setor energético, num valor que ascende a cerca de 40M€ em desenvolvimento de H2:

- REN Portgás *H2Upgrade*: O projeto tem como objetivo adequar as infraestruturas para abastecer 10 000 clientes com 100% de H2 num município da concessão, através da integração de hidrogénio verde a partir de um eletrolisador de 6MW;
- REN Portgás *H2Valley*: O projeto prevê o *blending* de 15% de H2 em todos os sistemas e subsistemas da REN Portgás (assumindo já 5% com origem na rede de transporte), abrangendo o universo de clientes instalados, recorrendo a eletrolisadores com uma potência aproximada e conjugada de 80 MW;
- REN Portgás *H2Mobility*: O projeto tem como objetivo a instalação de 37 estações de enchimento de H2 ao longo do território da concessão. Até 2030, as necessidades dos veículos pesados, ficarão abrangidas a uma taxa de cobertura de 11%.



Figura 13: Projetos apresentados à *European Clean Hydrogen Alliance*

Resultado: os 3 projetos submetidos pela Portgás foram aprovados pela ECHA como elegíveis para o pipeline de projetos europeus. Esta aprovação não implica atribuição de fundos uma vez que se destinava a dar visibilidade à UE sobre a capacidade mobilizadora dos estados membros em torno da fileira do hidrogénio. A aprovação dos conceitos da Portgás permitiu validar linhas sobre o desenho de fundos estruturais futuros.

Plano de Recuperação e Resiliência – Aviso n.º C5: com o objetivo de criar agendas mobilizadoras para a inovação empresarial e consolidando um valor global de investimento de 37,6M€ e mais de 20 parceiros entre instituições, academia, empresas e parceiros atuais, em torno de 14 projetos. A proposta teve como base as necessidades de digitalização e descarbonização das infraestruturas com o principal objetivo de preparar a Portgás para os desafios da descarbonização, nomeadamente o desafio de integrar na infraestrutura novas funcionalidades que permitam uma gestão do sistema adequada ao futuro.

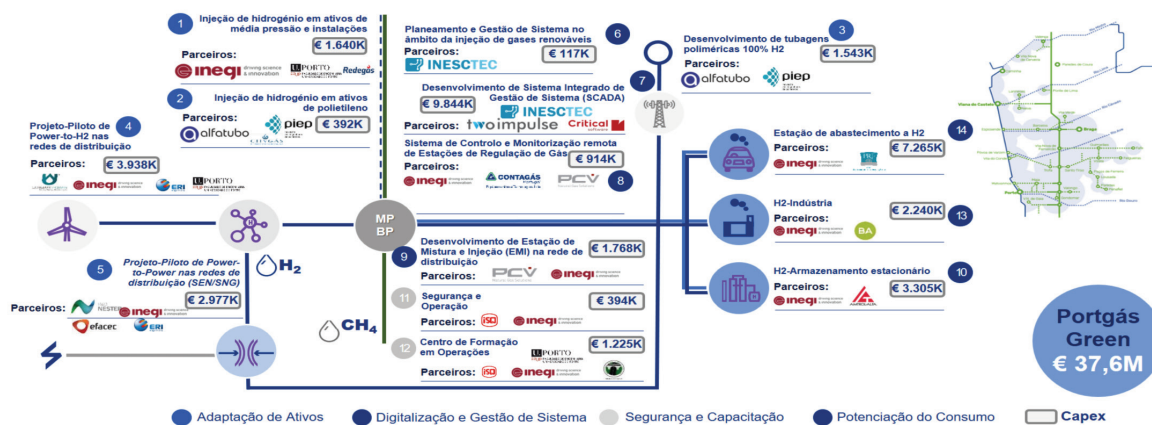


Figura 14:: Proposta de 14 projetos com 22 entidades apresentado ao Aviso C5 do PRR

Resultado: o projeto da Portgás foi considerado elegível, mas não selecionado nos 64 projetos aprovados a nível nacional. A Portgás obteve a classificação de **Muito Bom** no critério i. - Grau de inovação ou diferenciação, critério vi. - Contribuição do projeto para a neutralidade carbónica e resiliência energética e no critério viii. - Viabilidade económico-financeira dos projetos e dos proponentes.

Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia dos Setores Elétrico e Gás (PPEC): A candidatura conjunta proposta pelos operadores de distribuição visa atuar na tipologia de medidas de eficiência no consumo denominada “Medidas tangíveis” e consiste num programa de substituição de caldeiras e esquentadores antigos por caldeiras e esquentadores novos de elevada eficiência. Desta forma, pretende-se garantir que o cliente com este programa aceda a equipamentos (e serviço de substituição) com um preço de desconto na ordem dos 50%, entre o financiamento via PPEC e economias de escala obtidas por ser realizado um programa integrado de substituição de equipamentos.

Resultado: a análise e aprovação do PPEC ainda decorre.

HORIZON-CL5- 2021-D3-01-05: As duas candidaturas conjuntas pela Portgás e NESTER à linha “Energy Sector Integration: Integrating and combining energy systems to a cost-optimised and flexible energy system of systems” para um demonstrador de algumas tecnologias emergentes na área de sector coupling entre gás, hidrogénio, eletricidade de origem renovável e calor.

- Projeto 1: O conceito base do projeto consiste na produção de energia elétrica com base renovável (solar e hídrico), a partir desta eletricidade produzir hidrogénio, que pode ser consumido de imediato ou armazenado, e depois este hidrogénio alimentará um conjunto de clientes a consumir 100% hidrogénio e o remanescente é injetado na rede de gás (*blending a 10%*) para consumo dos restantes clientes de Paredes de Coura. Refira-se que o projeto como um todo envolveu 17 entidades de 9 países envolvendo o desenvolvimento de 3 pilotos.
- Projeto 2: O conceito base do projeto consiste na produção de energia elétrica com base renovável (solar e eólico), que pode ser consumido de imediato ou armazenado. Para além da produção de eletricidade com base renovável, existe a produção de eletricidade com base em Gás Natural. Considerando a potência instalada (solar, eólico, gás e armazenagem), a perspetiva é providenciar serviços de sistema. No âmbito do projeto pretende-se avaliar o impacto cruzado da integração do sistema e o incremento da integração para o sistema energético. Refira-se que o projeto como um todo envolveu 28 entidades de 8 países para o desenvolvimento de 4 pilotos.

Resultado: não obstante a avaliação globalmente positiva os projetos não foram aprovados.

Deste modo e apesar do *feedback* positivo por parte das várias Entidades Avaliadoras, refletindo-se nas avaliações dos projetos já finalizados, a Portgás não logrou até ao momento obter aprovação de fundos nas candidaturas efetuadas. Não obstante a Portgás considera ter perseguido com empenho o seu compromisso expresso no PDIRD 2020 sobre obtenção destes fundos. Este empenho manter-se-á no horizonte PDIRD 2022.

8.2.4. Outros investimentos

Os demais investimentos previstos nesta proposta de PDIRD estão agrupados na tipologia "Outros Investimentos" e são referentes a renovação de contadores por imposição legal, sistemas de informação, edifícios e equipamento de transporte, num total de 12,96M€.

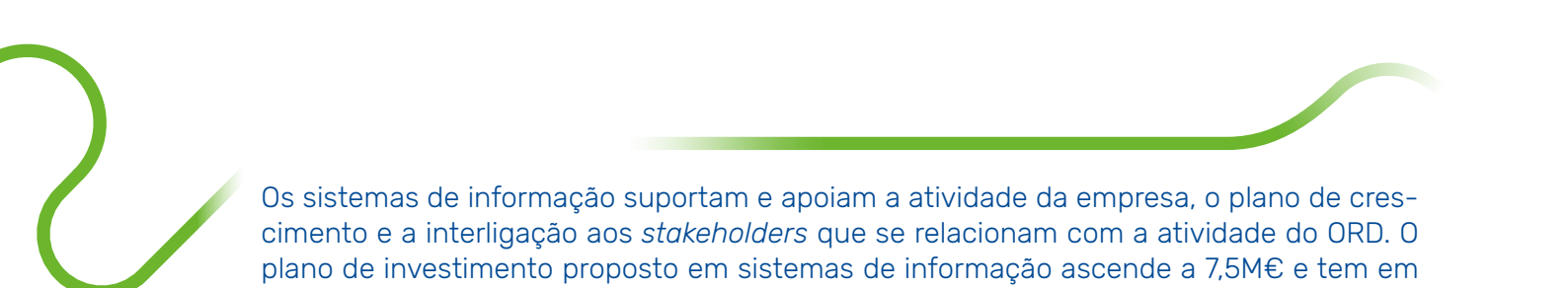
Outros Investimentos	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ2023-2027
Contadores - Renovação por imposição legal	675	703	512	190	376	534	607	2 219
Sistemas de Informação	1 457	3 836	2 500	1 900	1 300	900	900	7 500
Edifícios e Equip. Transporte	254	418	1 149	1 013	303	293	484	3 241
TOTAL	2 386	4 956	4 161	3 103	1 980	1 726	1 990	12 960

Quadro 38: Desagregação de outros investimentos (m€)

No que se refere à rubrica de contadores, como consequência da necessidade de renovação por imperativo legal, decorrente da portaria 321/2019, o investimento total no período de 2023 a 2027 ascende a 2,2M€, correspondente à substituição de pouco mais de 60 mil contadores, por atingirem o limite de idade, que neste atual período ainda é de 20 anos.

Contadores (Imp. Legal)	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ2023-2027
Quantidade	20 751	21 189	14 261	4 916	10 281	14 576	16 450	60 484
Custo unitário	33	33	36	39	37	37	37	37
Total Contadores (Imp. Legal)	675	703	512	190	376	534	607	2 219

Quadro 39: Investimento em renovação de contadores por imposição legal (m€)

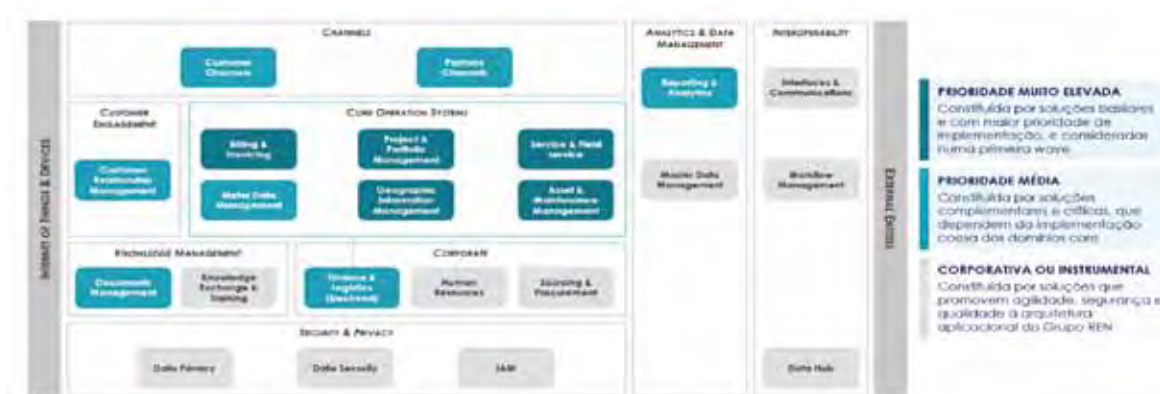


Os sistemas de informação suportam e apoiam a atividade da empresa, o plano de crescimento e a interligação aos *stakeholders* que se relacionam com a atividade do ORD. O plano de investimento proposto em sistemas de informação ascende a 7,5M€ e tem em vista a atualização tecnológica do ambiente de *hardware* e *software* de base, de sistemas operativos e aplicativos com garantia de manutenção e evolução integrada na vertente técnica e aplicacional (em linha com o *benchmark* de mercado para esta rubrica). De referir que no caso da Portgás existem módulos de *software core* de tecnologia SAP com versões já em processo de descontinuação. É um facto que, por economia de custos no curto prazo, a Portgás foi adequando à medida um conjunto de funcionalidades para dar resposta a necessidades regulatórias com implementação normalmente urgente (tendo em conta as necessidades do mercado, por exemplo na área de Gestão de Energia e relação com as entidades Comercializadoras). Estas implementações não foram acompanhadas de revisões de arquitetura nem de versões de *software*, constituindo um risco de estabilidade para o próprio sistema de informação. As versões de *software* em operação estão agora em processo de descontinuação pelos *vendors*, processo no fim do qual não se obrigam a manutenção e suporte ao sistema legado. Desta forma a Portgás está a empreender um plano de transformação digital com vista a revisão do seu suporte estruturante de sistemas (sistemas *core*).

As atividades previstas no plano de ação serão o suporte estruturante para:

- realização da transformação de sistemas de informação que permitam a digitalização e automação dos processos (internos e com ligação a entidades externas);
- novos paradigmas na gestão de ativos; a rentabilização da aposta no *Big Data* com a utilização de *Data Analysis*;
- garantia de continuidade de serviço;
- resposta a novas necessidades de telegestão, gestão de energia ou gestão da rede;
- exploração na vertente de segurança, nomeadamente no âmbito da cibersegurança, e;
- cumprimento de todos os requisitos em matéria de RGPD proteção de dados pessoais.

Nesta nova plataforma de sistemas de informação, que recupera o atraso dos últimos anos, serão reforçadas as condições para assegurar os elevados níveis de qualidade e de eficiência que são exigências da Lei e da Regulação vigentes, bem como o cumprimento dos elevados padrões de qualidade de serviço e satisfação por parte dos Agentes de Mercado e dos Clientes. A solução proposta está focada nos processos *core* propondo-se que o âmbito da implementação fique limitado aos processos de maior criticidade e prioridade. A solução deve evoluir no sentido de integrar oportunidades de melhoria e desenvolvimento para os restantes processos de forma sustentada.



O plano de implementação proposto é o mais possível faseado

O faseamento permite diluir tanto quanto é possível os valores de investimento, em particular o investimento inicial resultante dos licenciamentos, e simultaneamente reduzir o risco de interrupção na implementação.

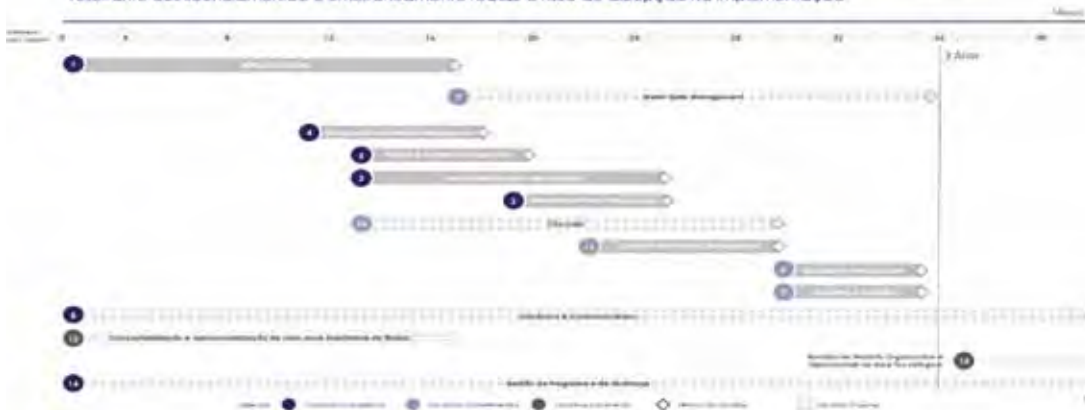


Figura 15: Diagrama Funcional e Temporal da Transformação Tecnológica da Portgás

O plano de desenvolvimento projetado para edifícios e equipamento de transporte totaliza 3,2M€.

O investimento em edifícios dá continuidade ao processo de melhorias iniciado em 2019, com a integração de algumas atividades de serviço ao cliente, nomeadamente do atendimento presencial garantindo a otimização na utilização de instalações próprias. Esta opção reforça o papel institucional da concessão, tornando mais visível o papel do Distribuidor. Por outro lado, entrando em linha de conta com a antiguidade das instalações, manter-se-ão os projetos de renovação com vista a garantir a saúde e bem-estar dos colaboradores, de acordo com boas práticas de mercado, nomeadamente reforçando a segurança no ambiente de trabalho, os sistemas ativos e passivos de gestão dos edifícios, e a eficiência energética e de impacto ambiental.

No que diz respeito ao equipamento de transporte, a empresa mantém a orientação de renovação do seu parque de viaturas com base em critérios de eficiência, quilómetros percorridos, estado de conservação e condições de segurança dos colaboradores. O parque de viaturas de frota da empresa é fundamentalmente constituído por veículos movidos a gás natural, que permite uma menor pegada ecológica com a atividade da Portgás.

8.2.5. Avaliação técnico-económica

A seleção dos investimentos a realizar foi efetuada tendo em conta os princípios de análise de projetos de investimento, recorrendo à Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e uma metodologia de seriação dos concelhos através de indicadores operacionais de eficiência.

A TIR é calculada tendo em conta a extensão de rede que se planeia construir, o número de pontos de abastecimento potenciais e os volumes que os mesmos aportam à rede, bem como critérios de qualidade de serviço e de eficiência operacional. Esta avaliação é apresentada por projeto de investimento em cada concelho, no Anexo 1 a este documento.

Considerando a projeção de energia veiculada conforme referido, o atual plano de investimento permitirá acrescentar ao sistema um adicional de 0,743 TWh, a partir do ano de cruzeiro de 2028 (ano em que todos os pontos de abastecimento captados estarão a consumir 12 meses no ano).

Energia Veiculada Adicional	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)
MP	44	43	93	113	144	168
BP>	39	26	105	189	257	339
BP<	34	18	54	90	126	163
TOTAL	118	87	252	392	526	670

Quadro 40: Energia veiculada adicional (GWh)

A projeção da receita gerada considera as tarifas URD em vigor para o ano gás 2021-2022, aplicadas às tipologias de clientes e aos volumes por cada um dos concelhos da área de concessão. Este método permite apurar a rentabilidade por ano e por concelho com o nível das tarifas atuais, garantindo a identificação de um prémio – diferencial entre a RoR (4,70% de acordo com tarifas 21-22) e a rentabilidade obtida, medida pela TIR. Os valores de tarifas médias consideradas por este método são 29,97€/MWh para BP<, 10,25€/MWh para BP> e 1,77€/MWh para MP.

De referir, não obstante, que a consideração da RoR publicada significa apenas ser esta a taxa para o nível atual das OT's da República Portuguesa e não por considerarmos que a mesma seja adequada, tendo em conta o definido no âmbito do Contrato de Concessão.

Por prémio entende-se o diferencial entre a TIR do projeto e a RoR que sendo positivo significa que o investimento proposto trará benefícios para o SNG na exata medida dessa diferença.

Adicionalmente, assumiu-se uma taxa de amortização correspondente a 45 anos de vida útil de ativos para o cálculo dos custos operacionais resultantes da aplicação dos indutores em vigor.

A avaliação efetuada ao investimento de desenvolvimento de negócio (subcapítulo 8.2.1) permite-nos concluir que este investimento tem um impacto globalmente positivo no SNG – prémio de 3,30pp, impacto esse proporcional ao número de clientes que é possível captar com as novas infraestruturas.

Foram avaliados 29 projetos de investimento, um por cada concelho da concessão, e um projeto agregador para toda a concessão. Para esta análise foram calculadas as rentabilidades isoladas de cada lote de pontos de abastecimento e volumes adicionados em cada ano do PDIRD, projetando esses volumes a partir de 2027 – ano 2028 como cruzeiro, quando os pontos captados consumirão durante um ano completo.

Distrito	Concelho	2028			Investimento Total			Prémio pp
		CAPEX m€	PAs #	Volume MWh	c.u. MWh	TIR %	RoR %	
BRAGA	Barcelos	6 821	3 364	57 940	17,2	8,81%	4,70%	4,11pp
	Braga	10 110	5 962	40 298	6,8	5,72%	4,70%	1,02pp
	Esposende	1 447	736	6 433	8,7	5,20%	4,70%	0,50pp
	Fafe	3 166	1 601	81 296	50,8	9,65%	4,70%	4,95pp
	Guimarães	7 516	3 850	52 482	13,6	8,89%	4,70%	4,19pp
	Vila Nova de Famalicão	9 649	4 985	83 823	16,8	8,31%	4,70%	3,61pp
	Vila Verde	3 847	1 944	25 368	13,0	4,77%	4,70%	0,07pp
PORTO	Vizela	2 066	1 092	13 702	12,5	7,35%	4,70%	2,65pp
	Felgueiras	992	844	5 392	6,4	7,29%	4,70%	2,59pp
	Gondomar	1 829	1 667	5 803	3,5	5,52%	4,70%	0,82pp
	Lousada	1 312	666	5 353	8,0	4,96%	4,70%	0,26pp
	Maia	3 701	2 217	20 578	9,3	9,16%	4,70%	4,46pp
	Matosinhos	3 932	2 379	29 757	12,5	6,56%	4,70%	1,86pp
	Paços de Ferreira	1 640	792	19 100	24,1	13,31%	4,70%	8,61pp
	Paredes	2 635	1 608	11 486	7,1	6,13%	4,70%	1,43pp
	Penafiel	3 489	1 883	25 727	13,7	5,86%	4,70%	1,16pp
	Porto	4 172	2 420	22 961	9,5	10,71%	4,70%	6,01pp
	Póvoa de Varzim	1 642	1 195	7 330	6,1	6,02%	4,70%	1,32pp
	Santo Tirso	2 348	1 208	24 167	20,0	13,31%	4,70%	8,61pp
	Trofa	3 062	1 597	37 470	23,5	14,64%	4,70%	9,94pp
	Valongo	2 466	2 062	13 792	6,7	8,89%	4,70%	4,19pp
	Vila do Conde	2 353	1 579	7 775	4,9	4,95%	4,70%	0,25pp
Vila Nova de Gaia	7 567	4 323	47 815	11,1	6,61%	4,70%	1,91pp	
VIANA DO CASTELO	Caminha	1 418	920	5 566	6,0	4,25%	4,70%	-0,45pp
	Paredes de Coura	1 746	879	50 182	57,1	24,28%	4,70%	19,58pp
	Ponte de Lima	3 313	1 852	16 229	8,8	6,93%	4,70%	2,23pp
	Valença	2 644	1 409	9 735	6,9	5,41%	4,70%	0,71pp
	Viana do Castelo	3 081	1 771	10 915	6,2	4,97%	4,70%	0,27pp
	Vila Nova de Cerveira	436	220	2 627	11,9	7,79%	4,70%	3,09pp
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		100 399	57 025	741 104	13,0	8,00%	4,70%	3,30pp

Quadro 41: Investimento em desenvolvimento negócio e rentabilidade por concelho, com tarifas do ano-gás 21-22

O valor agregado da rentabilidade do plano 2023-2027 considera todos os pontos e volumes captados e gerados no período e a sua projeção até final da concessão, mantendo constante o número de pontos e de volumes para o período restante da concessão.

Importante realçar o princípio subjacente ao projeto de gás natural, relacionado com a equidade de tratamento das várias regiões e da garantia de igual acesso à fonte de energia gás natural, que constituiu um requisito a salvaguardar sistematicamente pela concessionária e que torna o SNG um sistema solidário a nível nacional.

Esta premissa, subjacente desde sempre ao modelo de concessão, permite ao SNG assumir rentabilidades menores em algumas zonas da concessão, mais do que compensadas por rentabilidades superiores noutras regiões onde a densidade demográfica e as características socioeconómicas são mais favoráveis ao projeto.

Este é um valor essencial assumido pela Portgás no exercício do serviço público que lhe foi conferido pelo Estado Português no contrato de concessão.

A análise de rentabilidade para os projetos de cada concelho permite concluir globalmente sobre um contributo positivo, suportado em prémios positivos em 28 concelhos, excetuando-se Caminha, com contributo marginalmente desfavorável para o SNG, explicado pelas características deste.

Não obstante, o projeto apresentado neste concelho merecerá, tal como nos restantes projetos, uma análise minuciosa no momento de decisão de investimento permitindo garantir que o avanço se fará em respeito pelos princípios de racionalidade económica e em cumprimento estrito do dever da distribuidora.

Existem também investimentos de natureza técnica, nomeadamente para garantir a segurança e fiabilidade de abastecimento, associados ao cumprimento legal e regulamentar, bem como às obrigações decorrentes do contrato de concessão, de carácter obrigatório e fundamental, mas que não devem afetar mesmo assim a racionalidade económica, ou seja, devem eles próprios ser sustentáveis quando avaliados no conjunto deste Plano. Esses investimentos são os mencionados anteriormente em "Outros Investimentos em Infraestruturas" (ver subcapítulo 8.2.2) e "Outros Investimentos" (ver subcapítulo 8.2.4).

Acrescentando ao plano de Desenvolvimento de Negócio estas duas tipologias referidas, a análise de rentabilidade e respetivo prémio são os seguintes:

	2028		Investimento Total				
	CAPEX m€	PA #	Volume MWh	c.u. MWh	TIR %	RoR %	Prémio pp
Desenvolvimento de Negócio (DN)	100 399	57 025	741 104	13,0	8,00%	4,70%	3,30pp
Outros investimentos em infraestruturas (OI)	9 066						
Outros investimentos (OI)	11 865						
Contadores - Equipamento (CONT)	3 177						
DN + OII + OI + CONT	124 508	57 025	741 104	13,0	6,18%	4,70%	1,48pp

Quadro 42: Resumo operacional e rentabilidade de Desenvolvimento de Negócio, Outras Infraestruturas e Outros Investimentos, com tarifas do ano-gás 21-22

Com a avaliação efetuada, o prémio obtido através do desenvolvimento de negócio é mais que suficiente para se avançar com os investimentos necessários e fundamentais para a empresa e SNG, sem que isso coloque em causa a racionalidade financeira. O impacto global é positivo no SNG – prémio de 1,48pp.

Os operadores das redes, conforme descrito no Decreto-Lei 62/2020, de 28 de agosto, têm a obrigação de contribuir progressivamente para a descarbonização do SNG, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Os operadores das redes, dentro das suas áreas de intervenção, são ainda obrigados a proporcionar a ligação à sua rede das instalações produtoras de gás que o requisitem.

Nesta conformidade, conforme exposto no subcapítulo 8.2.3, são apresentados investimentos em projetos de descarbonização e digitalização da infraestrutura que contribuem para a sustentabilidade do setor do gás e dos agentes que nele operam permitindo a capacitação da infraestrutura de distribuição para a veiculação de gases de origem renovável contribuindo, assim, de forma ativa para o processo de transição energética.

	2028				Investimento Total		
	CAPEX	PA	Volume	c.u.	TIR	RoR	Prémio
	m€	#	MWh	MWh	%	%	pp
Desenvolvimento de Negócio (DN)	100 399	57 025	741 104	13,0	8,00%	4,70%	3,30pp
DN + OII + OI + CONT	124 508	57 025	741 104	13,0	6,18%	4,70%	1,48pp
Descarbonização e Digitalização de Ativos	19 008						
TOTAL PDIRD 2022	143 516	57 025	741 104	13,0	5,01%	4,70%	0,31pp

Quadro 43: Resumo operacional e rentabilidade total do PDIRD 2022, com tarifas do ano-gás 21-22

O total de investimento proposto em PDIRD 2022 é de 143,5M€, que inclui 19M€ em investimentos de descarbonização. Tendo em consideração estes investimentos, o prémio é positivo, sendo fundamental realçar que é o investimento em Desenvolvimento de Negócio que permite manter a racionalidade económica, com o impacto global marginal e positivo no SNG – prémio de 0,31pp.

Como se destaca no subcapítulo 8.2.3. verificou-se o compromisso da Portgás no *scouting* e candidatura a fundos nacionais e europeus para suportar os investimentos fundamentais no âmbito da estratégia de descarbonização e digitalização de ativos. Não obstante o trabalho realizado, a Portgás não logrou até ao momento obter aprovação nas candidaturas efetuadas. Desta forma, e para não influenciar positivamente as análises efetuadas neste capítulo, não será incorporado qualquer impacto da possível obtenção desses fundos. Tal, evidentemente, não invalida que a Portgás não mantenha os esforços enunciados no PDIRD 2020 para a sua obtenção, reduzindo por essa via os impactos tarifários.

No Anexo 1 são apresentadas fichas de projeto de investimento individualizado por concelho (29 fichas de projetos correspondentes a 29 concelhos) com o detalhe da análise e modelização, que aqui se apresenta para o total da concessão.

PDIRD 2022: Projeto de Investimento
PDIRD CONCESSÃO

Descrição	u.m.	Real 18-21				ORC 22	PDIRD 2022					2023-2027	
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		23 440	25 360	21 415	24 866	27 965	26 873	27 062	26 313	26 230	26 086	143 516	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		18 977	19 626	17 622	18 104	17 392	18 007	18 123	18 143	18 539	18 442	102 406	
Rede e UAGs	m€	11 286	12 596	11 691	12 128	10 682	11 346	11 462	11 482	11 828	11 932	58 051	
Rede Secundária - BP	m€	9 353	10 389	9 604	9 954	8 512	8 912	9 003	8 976	9 258	9 337	45 489	
Ramais	m€	1 932	2 206	2 088	2 194	2 370	2 434	2 459	2 506	2 570	2 595	12 564	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	187 447	182 671	155 675	169 719	132 419	140 577	140 577	138 577	141 474	141 224	702 429	
Ramais	#	6 932	7 336	6 647	6 342	6 167	6 261	6 262	6 327	6 424	6 422	31 696	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	4 562	4 745	4 901	5 070	5 203	5 343	5 484	5 622	5 764	5 905	5 905	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	1 707	1 781	1 739	1 760	1 908	1 908	1 908	1 908	1 908	1 908	9 540	
Pontos de Abastecimento	m€	5 984	5 249	4 192	4 216	4 802	4 753	4 753	4 753	4 802	4 802	34 815	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	5 984	5 249	4 192	4 216	4 802	4 753	4 753	4 753	4 802	4 802	23 863	
Conversão	m€	5 186	4 426	3 455	3 238	3 940	3 899	3 899	3 899	3 940	3 940	19 577	
Reconversão	m€	588	583	501	839	654	647	647	647	654	654	3 248	
Pequeno terciário	m€	230	240	176	140	208	207	207	207	208	208	1 038	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	598	1234	1 269	1 282	1 306	1 343	1 356	6 556	
Contadores/Redutores	m€	629	495	408	544	771	877	879	868	886	886	4 399	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	14 316	12 145	9 934	10 580	11 057	11 270	11 270	11 362	11 562	11 561	57 025	
Mercado Novo	#	1 647	1 130	1 289	1 523	1 300	1 600	1 600	1 700	1 800	1 800	8 500	
Mercado Existente	#	12 605	10 940	8 597	8 997	9 700	9 600	9 600	9 600	9 700	9 700	48 200	
Conversão	#	10 070	8 430	6 371	5 961	7 276	7 201	7 200	7 201	7 276	7 276	36 154	
Reconversão	#	2 127	2 086	1 916	2 755	2 039	2 017	2 017	2 017	2 039	2 039	10 129	
Pequeno terciário	#	408	424	310	281	385	382	383	382	385	385	1 917	
Grande consumo	#	64	75	48	60	57	70	70	62	62	61	325	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	11 057	11 270	11 270	11 362	11 562	11 561	57 025
MP	#	-	-	-	-	-	5	2	1	3	1	1	
BP	#	-	-	-	-	-	52	68	69	59	60	317	
BPc	#	-	-	-	-	-	11 000	11 200	11 200	11 300	11 500	56 700	
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	118 003	86 927	251 823	392 262	526 444	669 630	741 104
MP	MWh	-	-	-	-	-	44 580	42 534	93 533	113 452	143 607	167 812	173 719
BP	MWh	-	-	-	-	-	39 333	26 467	104 728	189 103	256 652	338 748	385 878
BPc	MWh	-	-	-	-	-	34 290	17 927	53 762	89 707	126 185	163 069	181 511
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	366 175	377 747	385 969	395 353	406 410	417 680	428 950	440 312	451 874	463 435	463 435	
MP	#	153	144	139	129	134	136	137	138	141	142	142	
BP	#	1 484	1 334	1 477	1 393	1 445	1 513	1 582	1 643	1 702	1 762	1 762	
BPc	#	364 538	376 069	384 533	393 831	404 831	416 031	427 231	438 531	450 031	461 531	461 531	
Consumo Unitário	MWh/PA	20,4	19,8	19,1	19,4	19,4	18,3	18,4	18,3	18,1	18,0	18,0	
MP	MWh/PA	31 907,7	33 081,6	34 961,9	37 195,7	39 270,6	36 761,9	36 999,4	36 876,6	36 564,1	36 218,3	36 218,3	
BP	MWh/PA	844,9	841,0	746,7	908,6	916,6	890,3	921,0	936,2	943,0	958,0	958,0	
BPc	MWh/PA	3,5	3,2	3,2	3,3	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
Energia Veiculada Total	MWh	7 349 779	7 360 506	7 304 472	7 571 903	7 757 983	7 635 799	7 800 695	7 941 134	8 075 316	8 218 501	8 289 976	
MP	MWh	4 897 838	4 912 619	4 947 108	5 002 827	5 164 086	4 999 613	5 050 412	5 070 531	5 100 687	5 124 891	5 130 794	
BP	MWh	1 215 257	1 269 092	1 124 122	1 303 907	1 300 616	1 347 021	1 425 282	1 509 658	1 577 206	1 659 303	1 706 433	
BPc	MWh	1 238 684	1 178 795	1 233 242	1 265 170	1 293 281	1 289 164	1 325 000	1 360 944	1 397 423	1 434 307	1 452 749	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		1 559	2 020	1 995	4 012	2 472	1 990	1 659	1 985	1 710	1 799	9 143	
Redes	m€	747	1 337	1 296	2 808	842	774	430	745	450	520	2 919	
MP	m€	417	824	183	430	600	684	-	-	-	-	684	
BP (estruturante)	m€	330	513	1 112	2 378	242	90	430	745	450	520	2 235	
Rede Primária - MP	mts	101	704	390	2 892	6 667	3 300	-	-	-	-	3 300	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	4 641	7 593	13 854	24 794	3 900	1 000	5 000	11 000	6 200	6 200	29 400	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	403	403	404	407	413	417	417	417	417	417	417	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	21	29	43	68	71	72	77	88	95	101	434	
Outras infraestruturas	m€	622	380	506	636	1 055	637	653	663	675	687	5 315	
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	163	-	-	-	-	-	-	
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	375	131	300	318	543	205	205	205	205	205	1 025	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	247	249	206	318	349	432	448	458	470	482	2 290	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	190	303	193	568	576	579	576	577	585	591	2 908	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	363	3 145	2 715	4 178	4 205	4 255	3 655	19 008	
Sustainable Gas	m€	-	-	-	334	2 435	1 830	2 593	2 295	2 395	2 395	11 508	
Smart Gas Company	m€	-	-	-	29	710	385	585	410	360	360	2 100	
R&D Projects	m€	-	-	-	-	-	500	1 000	1 500	1 500	900	5 400	
OUTROS INVESTIMENTOS		2 904	3 714	1 798	2 386	4 956	4 161	3 103	1 980	1 726	1 990	12 943	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	284	452	524	675	705	512	190	376	534	607	2 289	
Sistemas de Informação	m€	2 447	2 514	913	1 457	3 834	2 600	1 900	1 300	900	900	7 500	
Edifícios, instalações e transporte	m€	173	749	361	254	416	1 149	1 013	303	293	484	3 241	
Racional Económico													
Densificação de Rede													
N.º de Fogos da Concessão	#	-	-	-	1 250 722	1 250 722	1 250 722	1 250 722	1 250 722	1 250 722	1 250 722	1 250 722	
CUIs Ativos	#	-	-	-	395 353	406 410	417 680	428 950	440 312	451 874	463 435	463 435	
% de Ligados	%	-	-	-	32%	32%	33%	34%	35%	36%	37%	37%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	80	79	78	77	77	77	77	77	77	77	77	
PA (EoP)	#	366 175	377 747	385 969	395 353	406 410	417 680	428 950	440 312	451 874	463 435	463 435	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	4 584	4 774	4 943	5 138	5 274	5 416	5 561	5 711	5 859	6 006	6 006	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	75	64	59	54	81	80	77	76	78	78	78	
PA (Ligados Período)	#	14 316	12 145	9 934	10 580	11 057	11 270	11 270	11 362	11 562	11 561	57 025	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	192	190	170	195	136	142	146	150	148	147	732	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 369	1 657	1 815	1 819	1 754	1 788	1 800	1 788	1 796	1 806	1 796	
Investimento Expansão	€	19 606	20 121	18 030	19 246	19 398	20 153</						

Para uma análise do mérito do investimento, distinta da TIR, desenvolveu-se uma metodologia de seriação dos concelhos através de vários indicadores:

- Número de fogos por km de rede de via pública;
- Atratividade comercial do produto gás natural;
- Investimento médio por ponto de abastecimento angariado;
- Consumo unitário por ponto de abastecimento de BP<.

A cada indicador é atribuída uma pontuação (pontos) de acordo com o mérito de cada concelho. A soma das pontuações (*score*) permite uma ordenação dos concelhos (*rank*) por atratividade do investimento do ponto de vista operacional e comercial. Este *ranking* é depois comparado com o *ranking* que resulta do investimento por concelho, e medida a diferença entre os dois, permitindo aferir se o investimento está a ser criteriosamente alocado.

Os concelhos com diferença mais elevada (> 5 pontos) entre o nível de atratividade e montante de investimento traduzem os casos de maior distanciamento entre a atratividade operacional e comercial e o investimento atribuído. Na análise efetuada, apenas 9 dos 29 concelhos da concessão se situam nesta banda, o que aparece justificado, de forma geral, pelo esforço na captação de Grandes Consumidores que irão aportar consumos elevados ao SNG.

Em termos globais a afetação do investimento respeita os critérios de atratividade operacional e comercial.

		Ranking to Invest												
		Fogos / Via P		Atratividade		CAPEX		Cons. Unit. BP<		RANK		CAPEX		Dif
Distrito	Concelho	F/V [1]	Pontos	Ordem	Pontos	Inv/PA	Pontos	c.u. BP<	Pontos	Score	Rank	Invest	Rank	Rank
		PA/F	#	PA/F	#	€/PA	#	c.u.	#	#	#	m€	#	#
BRAGA	Barcelos	30	5	5	25	1998	2	3	16	48	20	7 748	5	15
	Braga	72	22	1	29	1 680	22	3	22	95	3	10 958	1	2
	Esposende	46	16	27	3	1 991	3	2	4	26	27	2 132	22	5
	Fafe	34	7	16	14	1 932	6	3	21	48	20	3 307	12	8
	Guimarães	54	21	4	26	1 935	5	3	23	75	9	9 571	3	6
	Vila Nova de Famalicão	44	13	2	28	1 893	11	3	26	78	7	10 254	2	5
	Vila Verde	24	4	10	20	1 917	9	3	9	42	24	3 972	9	15
	Vizela	48	19	22	8	1 849	13	3	14	54	17	2 164	21	(4)
PORTO	Felgueiras	36	8	25	5	1 133	29	3	5	47	22	1 080	28	(6)
	Gondomar	95	25	14	16	1 161	28	3	7	76	8	2 257	20	(12)
	Lousada	38	9	28	2	1 927	8	2	3	22	28	1 378	27	1
	Maia	93	24	8	22	1 735	18	4	28	92	5	4 243	8	(3)
	Matosinhos	131	28	7	23	1 728	19	4	27	97	2	4 545	7	(5)
	Paços de Ferreira	46	15	26	4	2 039	1	3	8	28	26	1 724	25	1
	Paredes	47	17	15	15	1 590	23	3	12	67	10	2 779	15	(5)
	Penafiel	44	12	11	19	1 782	15	3	19	65	12	3 942	10	2
	Porto	217	29	6	24	1 781	16	5	29	98	1	4 763	6	(5)
	Póvoa de Varzim	45	14	20	10	1 928	7	3	20	51	19	2 722	18	1
	Santo Tirso	48	18	17	13	1 879	12	3	13	56	15	3 217	14	1
	Trofa	102	27	9	21	1 186	27	3	11	86	6	2 766	17	(11)
	Valongo	51	20	18	12	1 501	25	3	10	67	10	2 766	16	(6)
VIANA DO CASTELO	Vila do Conde	98	26	3	27	1 779	17	3	24	94	4	9 474	4	-
	Vila Nova de Gaia	41	11	23	7	1 503	24	2	1	43	23	1 506	26	(3)
	Caminha	22	3	24	6	1 900	10	3	17	36	25	1 785	24	1
	Paredes de Coura	19	1	12	18	1 709	21	3	18	58	14	3 394	11	3
	Ponte de Lima	76	23	21	9	1 360	26	2	2	60	13	1 830	23	(10)
	Valença	30	6	19	11	1 797	14	3	25	56	15	2 704	19	(4)
	Viana do Castelo	38	10	13	17	1 713	20	3	6	53	18	3 306	13	5
	Vila Nova de Cerveira	21	2	29	1	1 941	4	3	15	22	28	456	29	(1)

Quadro 45: Resultados da metodologia de seriação aplicada

8.2.5.1. Impacto do plano de investimento proposto nas tarifas

Assumindo a publicação de tarifas para o ano gás 2021-2022 e a remuneração da base de ativos (RoR) associada de 4,70%, o plano de investimento proposto neste PDIRD 2022 apresenta uma rentabilidade global de 5,01%. Assim, e conforme já apresentado acima, o investimento proposto trará globalmente benefícios para o SNG na medida da diferença entre a rentabilidade do projeto e a RoR – prémio de 0,31pp acima da remuneração do sistema.

Adicionalmente, será útil evidenciar o efeito desta proposta de investimento na remuneração média por unidade veiculada (RMUV):

Receita PDIRD 2022	217 917 200
Custo Capital PDIRD 2022	206 844 116
Diferencial:	11 073 084
Remun RND PDIRD 2022	4 622 166 887
Valor Liberto	11 073 084
Remun RND c/ efeito PDIRD 2022	4 611 093 803
Energia Global Veiculada	688 718 009
“Tarifa” Média (RMUV) com PDIRD 2022	6,70
“Tarifa” Média (RMUV) sem PDIRD 2022	6,57
Variação	1,89%

Quadro 46: Apuramento da “Tarifa” média (RMUV)

Considerando o total de remuneração da rede nacional de distribuição (RND) para o ano 2022 conforme publicação de tarifas para ano gás 2021-2022, e atualizando os cálculos até ao final da concessão (2047), estima-se uma remuneração total da RND de 4.415M€.

Projetando a energia global veiculada até final da concessão (mantendo constante o nível global de consumo) – 671,9TWh, obtém-se RMUV para o período de 2023-2047 de 6,57€/MWh.

Considerando o efeito do plano de investimento proposto neste PDIRD a remuneração total da RND ascende a 4.611M€, já considerando o valor liberto de 11M€, projetando um aumento da RMUV em 1,89%, situando-se em 6,70€/MWh.

8.2.6. Impacto nos proveitos permitidos dos Outros Investimentos em Infraestruturas

Os projetos que suportam o investimento proposto na tipologia de “Outros Investimentos em Infraestruturas” são impulsionados por objetivos de natureza técnica, de garantia de segurança e fiabilidade de abastecimento, e associados às obrigações decorrentes do contrato de concessão, bem como ao cumprimento legal e regulamentar. Inclui-se aqui também a parcela de investimento com renovação de equipamentos de medição por imposição legal, incluída nos “Outros Investimentos”.

Não obstante o carácter tecnicamente mais crítico destes projetos, importará completar as análises anteriormente efetuadas com a avaliação do impacto no SNG dos respetivos investimentos associados, de forma independente das demais tipologias de investimento apresentadas.

Foi, portanto, efetuada análise ao real impacto no SNG dos seguintes investimentos:

- total do investimento na tipologia “Outros Investimento em Infraestruturas”: 9,1M€;
- investimento em renovação de contadores por imposição legal – 2,2M€, incluídos na tipologia de “Outros Investimentos”.

O investimento em contadores impacta apenas parcialmente em RAB no valor de 3,2M€.

A análise assentou no racional de avaliar o impacto nos proveitos permitidos (PP) da concretização exclusiva destes investimentos no período 2023-2027 – cenário “PDIRD 2022”, comparando com um cenário de evolução dos proveitos permitidos, caso não se registasse qualquer investimento no mesmo período – “cenário as is”.

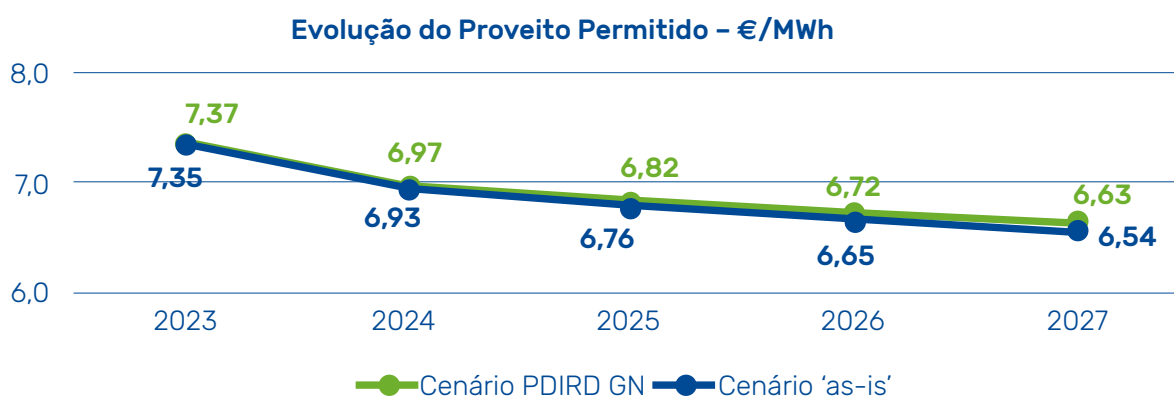


Gráfico 13: Evolução proveitos permitidos em dois cenários de investimento

Os PP/MWh para o período de 2023 a 2027 sofrem um impacto muito reduzido pelo investimento efetuado: +0,10€/MWh em 2027, quando comparado com o PP/MWh sem qualquer investimento adicional além do efetuado até 2022 (6,54€/MWh).

8.2.7. Análises de sensibilidade

A crise económica originada pela pandemia da COVID-19, bem como o eclodir da guerra na Ucrânia, tornam o contexto atual de elevada incerteza no setor, com impacto ao nível do consumo de gás. Além disso, a instabilidade no orçamento das famílias, o contexto climatérico e a definição de políticas para a transição energética, tornam ainda mais difícil a previsibilidade do consumo de gás.

Considerando esta conjuntura, a empresa assumiu um cenário de prudência, mantendo os consumos estáveis no horizonte do PDIRD 2022, e admitindo que esta instabilidade não impacte de forma relevante os consumos no horizonte deste PDIRD.

Assim, foi realizado um teste de sensibilidade ao projeto de PDIRD 2022 para avaliar o impacto na rentabilidade - TIR, e consequentemente no prémio para SNG, perante variações [-4%; +4%] nos consumos unitários considerados por concelho e por escalão.

8.2.7.1. Análise de sensibilidade ao consumo unitário

A análise de sensibilidade aos consumos unitários apresenta os seguintes resultados:

	-4%	PDIRD	+4%
TIR	4,74%	5,01%	5,11%
RoR	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio	0,04pp	0,31pp	0,41pp

Quadro 47: Análise de sensibilidade da rentabilidade em relação ao volume unitário

As variações na TIR por flutuações no consumo unitário assumido para período de PDIRD são reduzidas. Reduções até -4% do consumo unitário global permitem ainda um prémio positivo para o SNG não colocando em risco a bondade económica do plano apresentado.


8.3. Sustentabilidade da infraestrutura a longo prazo

O SNG é um sistema energético jovem e de tecnologia recente. A sua implementação partiu de sucessivos governos e permitiu a Portugal diversificar as fontes energéticas e, com isso, acelerar, nas últimas décadas, o crescimento económico da indústria. Enquanto tal foi conseguido, assistiu-se a uma substituição massiva de fontes mais poluentes (ex: nafta, gasóleo e GPL) pelo gás natural em indústrias altamente intensivas do ponto de vista energético. Esta substituição permitiu uma descarbonização sem precedentes no tecido produtivo português.

Ao mesmo tempo que o SNG se foi alastrando pela indústria, principal setor justificativo do investimento, também o mercado residencial e de pequenos negócios obteve a vantagem de uma fonte energética carbónica com baixo nível de emissões. A introdução nestes setores permitiu reduzir os índices de pobreza energética, incrementar os índices de conforto térmico, e no caso dos pequenos negócios viabilizou planos de investimento que de outra forma seriam de implementação impossível.

O RNC2050, nas suas versões iniciais apontava a quase inexistência de utilização de gás natural em Portugal em 2050. Estas versões reconheciam que não obstante o papel positivo na transição energética, o gás natural pela sua componente de emissão de carbono não teria espaço para coexistir com outras formas energéticas menos poluentes, nomeadamente a eletricidade. O próprio PNEC2030 apontava para o mesmo destino.

Inevitavelmente, não só se verificou a discordância dos operadores do setor, como rapidamente se entendeu que pelos princípios da eficiência económica, e num país da dimensão de Portugal, não existiria espaço para condenar à ociosidade ativos recentemente construídos e em pleno período de vida útil.



Num estudo da consultora AFRY para os operadores de infraestruturas de distribuição de gás, coordenado pela AGN, e apresentado publicamente em 2020, foi possível demonstrar o efeito positivo que a manutenção a longo prazo do gás natural teria no país em geral, não desperdiçando infraestruturas recentes e estratégicas, e a política pública validou em Conselho de Ministros, a importância que as redes de distribuição de gás teriam no futuro da matriz energética.

Não obstante, ficou por endereçar o papel do gás natural no mercado residencial e nos pequenos negócios. Em boa medida o setor ficou confrontado com o cenário de ver a sua expressão reduzida à existência de uma rede de distribuição apenas de suporte à indústria e em *phase-out* constante das redes de acesso aos mercados dos clientes de menor consumo, ainda que muito relevantes no tecido social e produtivo. Inevitavelmente este cenário é altamente improvável, senão vejamos:

+ as redes estão ancoradas a grandes consumos;

+ os clientes residenciais e os pequenos negócios são captados nas imediações das redes estruturais criadas para os grandes consumos e grandes núcleos populacionais;

= é a soma dos grandes consumos a um volume elevado de clientes residenciais e pequenos negócios que permite manter o equilíbrio da tarifa e manter a competitividade de preços na fatura final, ou seja, não é possível manter uma rede apenas com os grandes consumidores pedindo-lhes que paguem todo o stock dos investimentos realizados, como se de redes dedicadas se tratassem.

Ou seja, a sustentabilidade a longo prazo só é possível se o crescimento de clientes e de consumos continuar o seu caminho e desta evolução se captar a redução de preços na infraestrutura pelas economias de escala criadas, ou seja, contrariando o paradoxo da possibilidade de redes exclusivamente pagas e de serviço a grandes consumidores.

A este raciocínio soma-se a:

- concorrência nas infraestruturas
- eletrificação vs gasificação da economia
- descarbonização da economia

Concorrência nas infraestruturas: a concorrência nos mercados energéticos não se deve ficar pela diversidade de fontes de produção. Um sistema energético resiliente é aquele que coloca ao dispor dos clientes mecanismos de acesso também eles diversificados. Este princípio é válido em muitos setores de infraestruturas do país. A desmultiplicação de infraestruturas para opções de utilização distintas permite disponibilizar ao cliente a possibilidade de escolha através de critérios de conforto e eficiência. Ora o mesmo princípio deve ser aplicado às infraestruturas energéticas, não tornando o cliente refém de uma única rede, permitindo um acesso diversificado que permita uma escolha em regime

eficiente e em concorrência. Mesmo tendo em consideração que as redes elétricas e de gás são reguladas, o facto é que são concorrentes e este é um fator de escolha a que o cliente está habituado numa sociedade moderna, eficiente e democrática. Dito de outra forma, não parece razoável e fiável a dependência de apenas uma infraestrutura energética de distribuição assente exclusivamente em eletricidade. Recentemente a consultora AFRY apresentou publicamente um estudo *“Decarbonisation Pathways for Residential and Commercial Buildings in Portugal”* onde demonstra as vantagens do crescimento das redes de gás em Portugal:

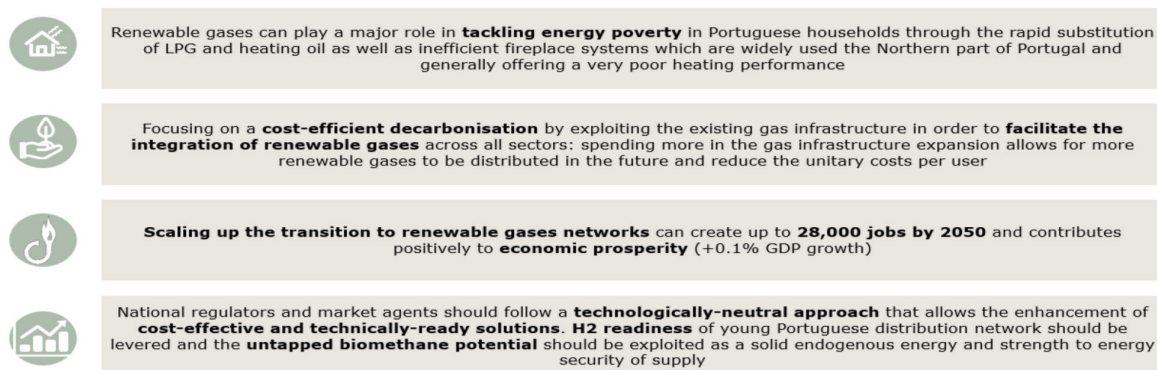


Figura 16: Recomendações da AFRY em 2022 aos *policy makers* nacionais

Eletrificação vs gasificação da economia: variados estudos apontam para o facto de que uma coexistência complementar entre redes de gás e eletricidade permite obter poupanças substantivas face a um cenário totalmente eletrificado. Por exemplo, o estudo de 2020, da consultora AFRY *“The Role of Portuguese gas infrastructures in the decarbonization process”* concluiu que a descarbonização do sistema energético português até 2050 é possível e que esse caminho deverá ser feito recorrendo aos *“zero carbon gases”*, e consequente utilização das infraestruturas de gás, em vez do caminho da eletrificação total, que acarretaria um sobrecusto de 9 mil milhões de euros para a economia portuguesa. Em consequência, a conceituada empresa de consultoria advertiu para a necessidade de revisão do “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050”, dado que este devia refletir os evidentes benefícios que resultam da utilização da rede de gás para desenvolvimento de gases, como o biometano e o hidrogénio. É ainda destacado que Portugal deve tirar partido das suas vantajosas condições endógenas, dado que o seu elevado potencial eólico e solar permite produção à larga-escala de hidrogénio verde e a um menor custo, comparativamente com os restantes países europeus.

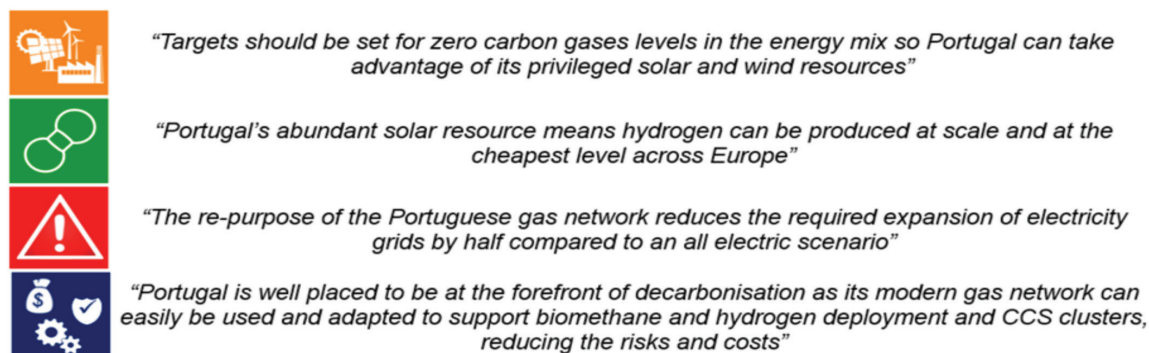
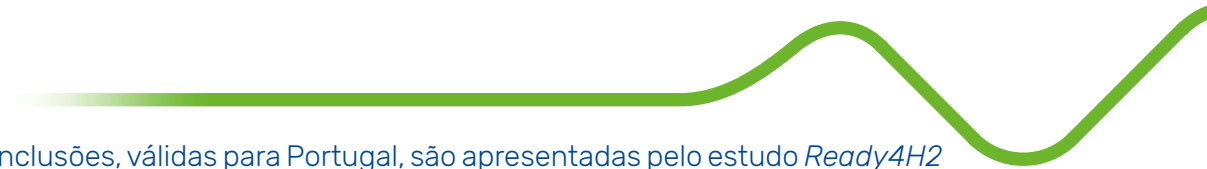


Figura 17: Recomendações da AFRY em 2020 aos *policy makers* nacionais



Estas mesmas conclusões, válidas para Portugal, são apresentadas pelo estudo *Ready4H2* realizado em 3 blocos (entre o 4º trimestre de 2021 e o 1º trimestre de 2022) por um conjunto de mais de 90 companhias de distribuição europeias:

“Part 01. Local gas networks are getting ready to convert:

- European local gas networks deliver cost-effective and safe energy to consumers;
- Hydrogen is key to net zero, and local networks are crucial to accelerate deployment;
- Over 1 million km of distribution pipelines are ready for hydrogen;
- Countries are starting to provide support, but it needs to be accelerated.

Part 02. The value of local hydrogen distribution networks in a decarbonised Europe:

- Gas infrastructure provides the means to cope with rapidly growing shares of variable wind and solar power;
- As 99% of industrial and commercial gas end-users are connected to local gas networks, we are crucial to bring the European hydrogen backbone to life and deliver large volumes of hydrogen to millions of customers;
- Analysis shows that in a decarbonisation scenario including significant volumes of hydrogen and green methane, investment in the combined power and gas infrastructure is estimated to save 41 bn EUR/year compared to a power dominated scenario.

Part 03. A roadmap for local gas distribution networks to become the leading hydrogen distribution infrastructure in 2045:

- Local gas distribution network can convert their networks to hydrogen and offer access to a European market for hydrogen producers and consumers.
- Hydrogen networks can deliver pilot projects in the local communities which can develop into full hydrogen infrastructure systems
- A fit for purpose policy and regulatory framework will be needed to enable local gas distribution networks to transition to hydrogen and help achieve REPowerEU goals
- European policy can enable the transformation of local gas distribution networks and create a big hydrogen market across our continent, with local hydrogen distribution networks providing the essential connections between producers and consumers. This will have major benefits in a large-scale hydrogen economy, including:
 - o Reducing CO₂ emissions by over 500 million tonnes a year.
 - o Creating almost 1 million European jobs.

- o Reducing imports of fossil gas and oil substantially and improving security of supply.
- o Supporting European manufacturing to decarbonize and thereby remain in Europe.”

Descarbonização da economia: as redes de distribuição de gás permitem uma descarbonização mais rápida que a eletrificação de todo o consumo. Esta é uma corrente que ganha força quando se verifica que as redes de distribuição de gás estão preparadas para receber hidrogénio e biometano em quantidades consideráveis reduzindo progressivamente e até 100% a existência de gás natural na rede. A Portgás está empenhada num percurso de descarbonização progressiva que permita ter antes de 2050 a totalidade da sua rede preparada para receber gás 100% renovável. Serão necessários investimentos na rede e nos equipamentos gasodomésticos, e, se há dois anos atrás poderíamos ter um *gap* tecnológico nos fabricantes de equipamentos domésticos para 100% de gases renováveis, hoje os maiores fabricantes de equipamentos, como a Bosch e a Viessman, têm planos concretos para entregar no final desta década equipamentos ao mercado para 100% H2. Note-se que, já hoje, a grande maioria dos equipamentos está preparada para 10% de H2. Esta realidade associada à rotação natural dos equipamentos domésticos permite a sua substituição.

Quick wins → Building/heating sector is the most H2-ready
In addition to electrification and renovations, we can start today by...

UTILISING THE INSTALLED BASE	ACCELERATING REPLACEMENT RATE
<ul style="list-style-type: none"> • Targets on H2 and biomethane will help • 100% biomethane when available, can be used by the existing installed base with no modifications. • Hydrogen blended into the gas supply 5-20% will provide a saving today and provide an immediate offtaker for the hydrogen market. <ul style="list-style-type: none"> • 10% H2 blend in installed stock (post 1995) • 20% H2 blend for new boilers (certified) 	<ul style="list-style-type: none"> • Replace an oil or non-condensing appliances with as a minimum an affordable gas condensing appliance. • 4.65 million gas-condensing units were sold in the EU in 2020 (EHI heating report, 2022) with a large increase expected for 2021 • 20% H2 blend-ready (20% certified)
Leads to → 10-100% replacement of gas consumption with a low carbon alternative.	Leads to → 20-30% reduction in energy consumption.

Figura 18: Excerto da apresentação “Decarbonising buildings” realizada pela Bosch

A Portgás está empenhada na sustentabilidade do setor no longo prazo. Para garantir esta sustentabilidade a Portgás reúne o melhor conhecimento disponível no mercado e participa nos fóruns internacionais que determinam as tendências e as políticas públicas. Um exemplo desta participação é a *Energy Clean Hydrogen Alliance* onde a Portgás, para além de ser membro, faz hoje parte de duas das seis mesas redondas de discussão (*Mobility, Residential applications, Industrial applications, Energy sector, Transmission and distribution, e Renewable and low-carbon hydrogen production*), sendo a única empresa portuguesa participante, e das poucas empresas europeias presente em dois fóruns de discussão. A Portgás participa na mesa redonda de *Transmission and distribution* e na mesa redonda de *Residential applications*, tendo nesta última sido convidada recentemente para *Co-Chair*. Estas mesas redondas têm como participantes os Presidentes ou CEO de prestigiadas empresas do setor industrial, com elevada capacidade de investimento para a criação do *cluster* do hidrogénio na Europa.

Nas mesas redondas onde a Portgás tem participado é notória a evolução da indústria na concretização das soluções tecnológicas a H2 e a adesão que estas soluções estão a ter junto da Comissão Europeia (entidade criadora da Aliança). A Portgás pode testemunhar que o percurso destas mesas redondas e o desenho de fundos comunitários em preparação privilegiarão a conversão das redes para gases descarbonizados e que os clientes domésticos, tal como os industriais, estarão presentes no mercado de gás em 2050 com soluções de equipamentos gasodomésticos de última geração.

Por estes motivos a Portgás não tem hoje dúvidas em afirmar que a sustentabilidade do setor estará técnica e economicamente assegurada, garantindo a neutralidade carbónica.

É por este motivo que a Portgás aposta na comunicação junto dos seus clientes e junto de clientes potenciais. Ao fazê-lo a Portgás comunica um trinómio de benefícios funcionais, emocionais e sociais associados ao Conforto em todas as suas dimensões (preço, ecologia, comodidade, solidariedade) debaixo de um propósito consistente: **Conforto, um lar de cada vez**. Este propósito é comunicado nos vários materiais de contacto com o cliente.



Figura 19: Propósito da Portgás



Figura 20: Imagem de outdoor presente nos 29 municípios da concessão da Portgás

Ao mesmo tempo que a Portgás comunica um propósito atual, também faz uso do conhecimento que reúne e cria, e participa em fóruns onde apresenta a sua **visão do futuro**. A Portgás esteve presente entre 2020 e 2021 (e já em 2022) em inúmeros Congressos e Seminários online e mais recentemente participou como visitante e oradora em eventos como o *World Hydrogen Congress 2021*, em Amsterdão, o *The Energy Booster 2021*, em Berlim, e o *Transport Oil and Gas Congress 2022*, em Zurique.

Mais recentemente, e como exemplo, a figura seguinte apresenta o conceito que a Portgás partilhou no congresso internacional realizado na cidade do Porto a 16 e 17 de março de 2022, "Hydrogen & Fuel Cells Energy Summit", que recolheu interesse junto dos *stakeholders* nacionais e internacionais presentes: fabricantes de equipamentos, empresas de consultoria especializada e agências setoriais.



Figura 21: Editorial da Portgás em evento sobre hidrogénio

É desta forma que a Portgás materializa a sua participação na definição do futuro do setor energético, assumindo-se como parte da solução, no trabalho permanente da garantia da sustentabilidade do setor a longo prazo. A transição energética está a ser feita dia a dia, e ainda está a ser amadurecida ciência e tecnologia mais eficiente, que tornam o contexto desafiante em múltiplos vetores. A caminhada será longa e a Portgás continuará a acompanhar de perto e ativamente esta evolução, estando sempre atenta à forma como o seu plano de investimento e desenvolvimento de redes de distribuição poderá contribuir para a sustentabilidade do SNG. Ou seja, este horizonte de PDIRD 2022 em nada comprometerá a definição que a longo prazo ocorrerá, havendo no curto prazo uma redefinição que será sempre atualizada à luz do contexto e da política pública.

The background features several thick, wavy green lines that flow from the top left towards the right and bottom right, creating a sense of movement and connectivity.

Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
das Redes de
Distribuição

.portgás

The page features several thick, vibrant green wavy lines that create a sense of movement and flow. These lines are positioned around the central text, with some starting from the left edge and curving upwards and then downwards, and others starting from the top and curving downwards. The overall effect is a clean, modern, and organic design.

9.

**Benefícios
associados
ao investimento
previsto**



9. Benefícios associados ao investimento previsto

O presente plano de investimento viabiliza os objetivos estratégicos da Portgás materializando:

- A ligação de mais de 460 mil pontos no final do período (taxa de crescimento anual próxima de 3%), energia veiculada de 8,0 TWh e crescimento da infraestrutura em 702km (taxa de crescimento anual próxima de 1,3%);
- Uma aposta ambiciosa na ligação de pontos de abastecimento sobre a rede existente com o objetivo manter o rácio de PA/km em níveis elevados;
- A implementação inicial da estratégia de Descarbonização e Digitalização da infraestrutura de distribuição de gás com vista à capacitação dos ativos como contribuintes líquidos da neutralidade carbónica das emissões nacionais;
- A expansão do projeto de Paredes de Coura, que teve início em 2021.

De salientar que a execução dos projetos propostos trará benefícios para o SNG e para as comunidades onde a Portgás se insere, nomeadamente:

- o desenvolvimento de uma infraestrutura resiliente e segura, enquanto ativo estratégico de veiculação de energia às comunidades;
- acesso distribuído a uma fonte de energia naturalmente económica e complementar ao setor elétrico de utilização intensiva nos setores económicos nacionais;
- a contribuição considerável para a trajetória de neutralidade carbónica das emissões nacionais, metas assumidas pelo Governo Português no plano global, na utilização dos ativos de distribuição de gás para a veiculação incremental de gases de origem renovável e de produção endógena.

9.1. Previsão do setor no médio-longo prazo

No contexto da descarbonização do SNG e no plano de previsões de médio e longo prazo, a DGE publicou no final de 2021 o Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SNG para o período 2022-2040 (RMSA-G 2021), e apesar de demonstrar uma redução da previsão dos consumos face à versão de 2019, continua a evidenciar em diversos cenários um aumento do consumo convencional de gás no horizonte 2022 a 2040, nomeadamente no mercado residencial, terciário e industrial, apenas estagnando no cogeração, face às saídas de tarifas bonificadas existentes atualmente no mercado.

Cenário	Setor	Unid.	2021	2022	2025	2027	2030	2035	2040
Cenário Central Continuidade	Mercado Convencional	TWh	42,1	42,1	41,8	42,3	42,8	43,0	42,6
	Residencial	TWh	3,7	3,6	3,8	3,9	3,9	3,6	3,1
	Terciário	TWh	3,2	3,5	4,0	4,4	4,8	4,7	4,5
	Indústria	TWh	19,5	19,3	19,5	19,7	20,1	20,6	21,3
	Cogeração	TWh	15,7	15,7	14,5	14,3	14,0	14,0	13,7
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,8	11,2	8,4	6,5	4,8	3,1
	Consumo Total de GN	TWh	62,9	63,8	53,0	50,7	49,3	47,8	45,7
Cenário Central Ambição	Mercado Convencional	TWh	41,9	41,9	41,5	41,9	42,0	41,2	40,0
	Residencial	TWh	3,7	3,6	3,8	3,9	3,9	3,4	2,6
	Terciário	TWh	3,2	3,5	4,3	4,7	5,2	4,9	4,6
	Indústria	TWh	19,5	19,3	19,5	19,7	20,1	20,6	21,3
	Cogeração	TWh	15,6	15,5	13,6	13,6	12,9	12,2	11,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,8	10,4	6,5	4,9	3,2	1,5
	Consumo Total de GN	TWh	62,7	63,7	51,9	48,4	46,9	44,4	41,5
Cenário Superior Ambição	Mercado Convencional	TWh	42,3	42,5	42,4	43,0	43,4	43,2	42,6
	Residencial	TWh	3,7	3,7	4,0	4,1	4,2	3,9	3,3
	Terciário	TWh	3,2	3,5	4,3	4,7	5,2	4,9	4,6
	Indústria	TWh	19,5	19,3	19,5	19,7	20,1	20,6	21,3
	Cogeração	TWh	15,6	15,5	13,9	13,6	12,9	12,2	11,5
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,8	10,4	6,5	4,9	3,2	1,5
	Consumo Total de GN	TWh	62,7	63,7	51,9	48,4	46,9	44,4	41,5
Cenário Inferior Conservador	Mercado Convencional	TWh	41,6	41,3	40,8	41,1	41,4	41,1	40,3
	Residencial	TWh	3,6	3,4	3,6	3,7	3,6	3,2	2,6
	Terciário	TWh	3,1	3,3	3,8	4,1	4,4	4,2	3,8
	Indústria	TWh	19,2	18,9	18,9	19,1	19,3	19,7	20,2
	Cogeração	TWh	15,7	15,7	14,5	14,3	14,0	14,0	13,7
	Mercado de Eletricidade	TWh	20,8	21,0	10,3	7,4	5,5	3,7	2,0
	Consumo Total de GN	TWh	62,4	62,4	51,1	48,5	46,8	44,9	42,3

Quadro 48: Cenários de evolução da procura total de gás natural - RMSA-G 2021⁶

De referir que em 2021, o consumo de gás natural totalizou 63,8 TWh, com uma redução de 3 TWh (-4,6%) face ao ano anterior, repartido por 65% (face a 63% em 2020) no segmento da distribuição (consumo convencional) e o restante pelo mercado elétrico. A redução de 3 TWh foi causada maioritariamente pela redução da utilização de gás no segmento elétrico, 2,4 TWh (redução de 10% face a 2020), sendo que no consumo convencional a redução foi de 0,663 TWh (1,6%), podendo esta causa ser atribuída ao impacto que a pandemia teve no setor terciário por estarem impedidos de trabalhar.

⁶ Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural para o período 2022-2040 (RMSA-G 2021)

Evolução do Consumo Consumption Evolution



Evolução do Consumo - Variação Face ao Período Homólogo Consumption Evolution - Variation vs. Equivalent Period

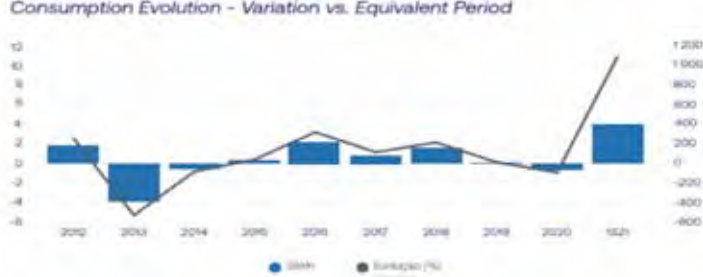


Figura 22: Dados técnicos REN Gasodutos 2021 1º semestre

Apesar do verificado nos anos 2020 e 2021, fortemente impactado pela pandemia, é expectável que os consumos de gás em 2022 retomem aos níveis anteriores, resultante da retoma da economia alicerçado no setor terciário, nomeadamente no setor do turismo.

9.2. Vantagens do Gás

O gás é uma energia que apresenta um paradigma alternativo a outras fontes de energia muito relevante para atingir uma economia de menor impacto no ambiente.

O gás natural convencional contribui significativamente para a descarbonização da economia, sendo certo que a evolução tecnológica permite hoje em dia dispor de soluções para a produção de gás de origem renovável, robustecendo através dos ativos de distribuição ainda mais as vantagens ambientais do produto. Por outro lado, o produto e as redes, de gás são muito flexíveis, permitindo o armazenamento de energia e fornecendo soluções e complementaridade com o setor elétrico.



De seguida apresentam-se as principais vantagens do produto:

Ecológico

O gás natural é um combustível ecológico. As emissões de CO₂ e NO₂ em Portugal resultam, em grande parte, dos setores de produção de energia e combustão industrial e quanto à emissão de partículas inaláveis, a indústria continua a ser o setor que contribui de forma mais significativa para as emissões de PM10 (partículas com 10 micrómetro de diâmetro).

A aposta para contrariar estas tendências tem sido a utilização de fontes renováveis de energia, que detém menor impacto nas emissões carbónicas e por isso serão o principal vetor do lado da oferta. No entanto, torna-se fundamental haver uma estratégia de articulação destas com as fontes convencionais devido às limitações que as fontes renováveis apresentam, nomeadamente a intermitência, o preço, a dependência de fatores exógenos e a não superação das necessidades totais do país.

O caminho a seguir passa pelo aumento da eficiência:

- Na produção, através do desenvolvimento das tecnologias existentes (minimização de desperdícios), na descentralização da produção e pela utilização mais intensiva de combustíveis que apresentem uma combustão mais eficiente, como é o caso do gás natural;
- No consumo de energia, através da mudança cultural de hábitos de consumo, introduzindo tecnologias mais eficientes e melhoria da eficiência térmica de edifícios.

O gás apresenta-se como uma alternativa viável a outras fontes de energia primárias e finais, contribuindo para a eficiência na produção ou no consumo de energia, com benefícios económicos reconhecidos e também no contributo para o cumprimento dos desígnios de neutralidade carbónica assumidos pelas políticas energéticas em Portugal.

As vantagens ambientais podem ser exponencialmente maiores caso o gás tenha origem não fóssil, como é o caso do biometano, hidrogénio e gás natural sintético, gases que o horizonte deste PDIRD pretende potenciar.

Económico

Para além das vantagens ambientais, o gás apresenta-se como a fonte de energia com a tarifa mais baixa, quando comparado com a eletricidade e os combustíveis mais comuns em Portugal.

O gás pode substituir com eficiência qualquer combustível sólido, líquido ou gasoso. Além de mais ecológico e económico, oferece uma combustão limpa e uniforme, contribui para uma maior produtividade e para a melhoria do ambiente, aumentando a competitividade das empresas.

Em Portugal, a ERSE publica no seu *site* um simulador que permite aos interessados uma comparação de preços com o objetivo, em última análise, de obter a melhor tarifa de comercialização, com base no seu consumo individual. Tendo por base a simulação para uma família p.ex. de 4 elementos (2 filhos) e com consumo de 3,0 MWh/ano, é possível verificar que a proposta comercial com melhor preço na eletricidade e gás natural aponta para uma poupança de 43% do gás natural (cerca de -400€ face à eletricidade).

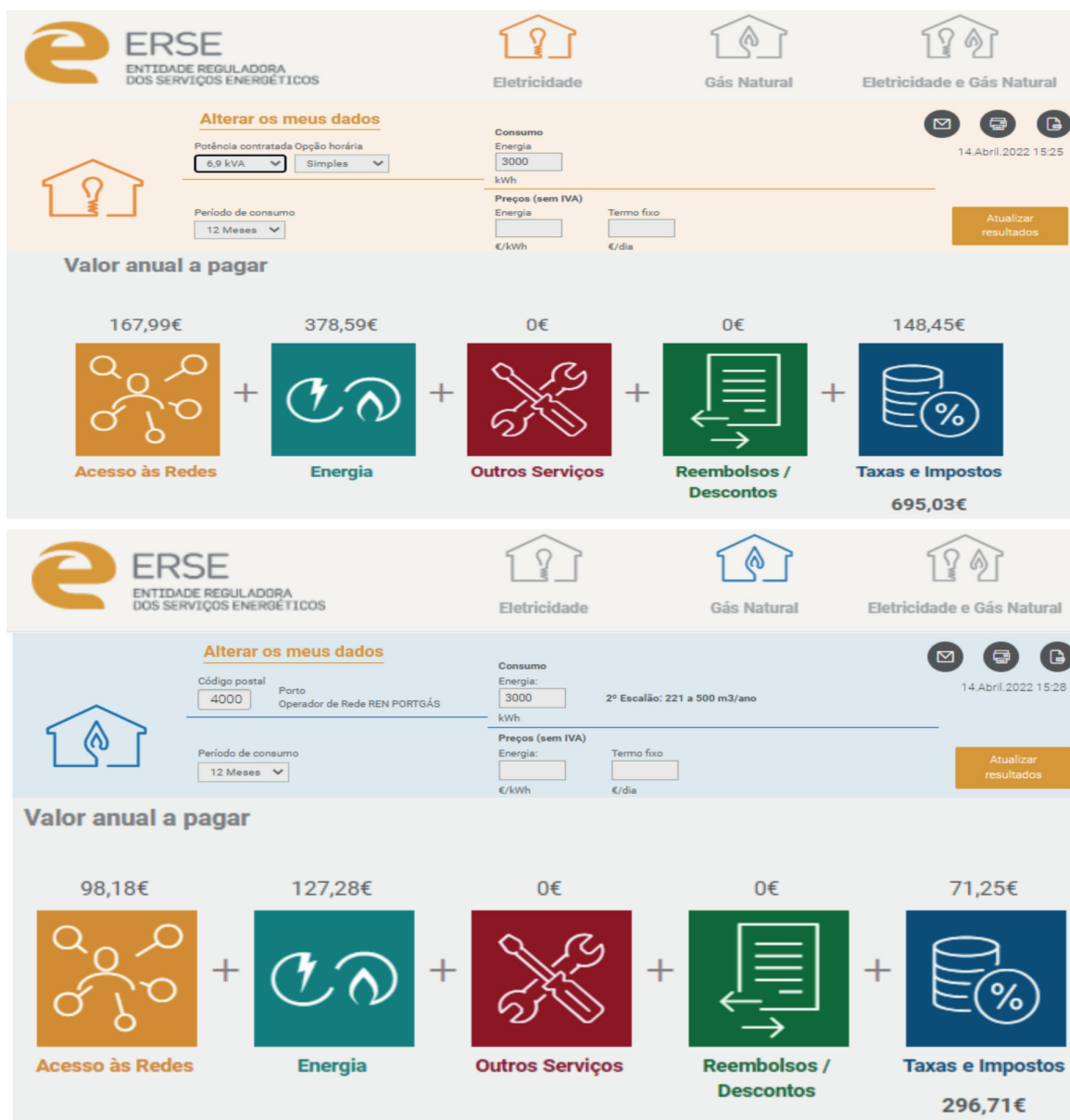
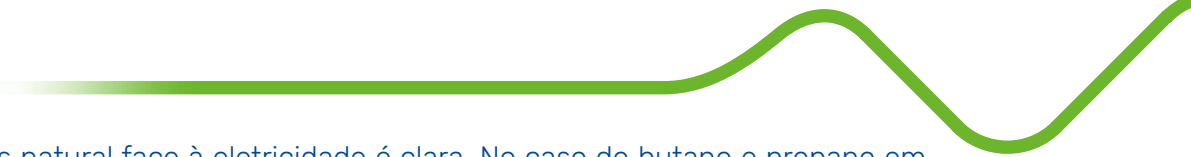


Figura 23: Simulação efetuada no site da ERSE⁷

⁷ <https://simulador.precos.erse.pt/>



A vantagem do gás natural face à eletricidade é clara. No caso do butano e propano em botija, esta vantagem é ainda mais significativa e não entra em linha de conta com o impacto das emissões de carbono, muito superiores às do gás natural.

Esta competitividade é confirmada utilizando como fonte o Eurostat, onde se verifica que o custo unitário médio da eletricidade e gás natural para o setor doméstico se cifraram em 0.2089 €/kWh⁸ e 0.0762 €/kWh⁹ respetivamente, no final do primeiro semestre de 2021. O custo unitário do gás natural representa, assim, apenas 36% do custo unitário da eletricidade.

Seguro

Um fator determinante para a seleção do gás natural em detrimento de outros combustíveis é a segurança. O gás natural, por ser menos denso que o ar, em caso de fuga, dissipa-se rapidamente na atmosfera. A distribuição do gás é feita através de infraestruturas concebidas e construídas com rigor e com as tecnologias mais avançadas: o gás é veiculado até aos locais de consumo através de condutas, o que evita o armazenamento no local de consumo, eliminando o uso de garrafas e os riscos inerentes ao manuseamento e utilização. Por outro lado, a resiliência das mesmas garante tempos médios de interrupção por cliente muito inferiores a outras *utilities* de distribuição de energia.

9.3. Descarbonização e Digitalização de Ativos

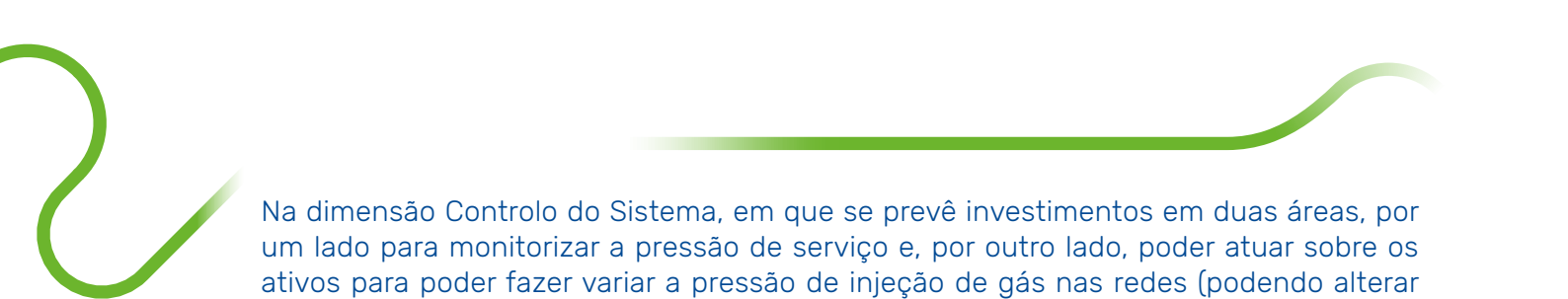
A Descarbonização e digitalização de ativos de distribuição de gás natural, como forma de responder aos desafios de termos um sistema energético integrado e robusto é um desafio que é colocado pelas instâncias nacionais e europeias.

Assim, a Portugal identificou um conjunto de projetos, que permite iniciar a preparação das suas infraestruturas para receberem os novos gases renováveis em quantidades crescentes. Importa, portanto, perceber em que medida é que os ativos ficam preparados para receber os novos gases, após a execução deste plano de investimentos.

Uma das dimensões de investimentos está associada ao Controlo de Qualidade do Gás, com o intuito de responder ao desafio de integrar gás de diferentes origens e, logo, com diferentes características. Neste caso, temos duas vertentes de investimento: a relativa ao controlo de odorização do gás, que em termos de âmbito é global, prevendo-se que cubra as necessidades do conjunto de todas as infraestruturas de distribuição de gás da Portugal; a relativa ao controlo da qualidade (constituição) do gás, que tem um âmbito mais restrito, estando planeado o investimento associado ao sistema onde está previsto a injeção de gases renováveis de diferentes origens, em particular para o subsistema da área metropolitana do Porto.

⁸ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

⁹ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics



Na dimensão Controlo do Sistema, em que se prevê investimentos em duas áreas, por um lado para monitorizar a pressão de serviço e, por outro lado, poder atuar sobre os ativos para poder fazer variar a pressão de injeção de gás nas redes (podendo alterar pressões de serviço e fluxos de gás). O investimento planeado, relativo à monitorização de pressão da rede, tem uma perspetiva da zona de concessão e cobre as necessidades identificadas. Relativamente ao investimento em sistemas de controlo de pressão, que permitem controlar os fluxos do gás na rede e as pressões nos diferentes pontos do sistema, o foco é nos subsistemas onde se prevê que, no horizonte deste plano de investimentos, se vá injetar gases renováveis.

Por último, relativamente aos investimentos relativos às infraestruturas de Controlo de Fluxos e incremento do Conhecimento do Comportamento dos Clientes, estão previstos investimentos que se consideram os estritamente necessários para recolher informação que permita um conhecimento com um nível de relevância importante, no sentido de assegurar inferências da evolução do sistema com a alteração de alguma variável.

Em suma, o volume de investimentos em descarbonização e digitalização de ativos representa um esforço expressivo na dotação das infraestruturas da Portgás com a capacidade de responder ao desafio de contribuir para um planeta mais sustentável. Todavia, no planeamento do investimento, privilegia-se o deferimento deste, desde que não prejudique o processo de descarbonização, de forma a minimizar as pressões sobre o SNG.

9.4. Posicionamento concorrencial

Apesar da contribuição do gás natural para a economia da fatura energética das famílias, existem constantes dúvidas quanto ao seu posicionamento em termos de concorrência. A este respeito, é importante dizer que o SNG é um sistema relativamente jovem em comparação com outros países, e, portanto, com margem para aumentar a taxa de penetração.

Como resultado do processo de liberalização, temos hoje um mercado liberalizado e competitivo com a existência de vários fornecedores em modo concorrencial no mercado da energia. No entanto, a atual organização do setor indica falta de iniciativas para promover o gás natural. Os agentes de mercado deixaram de ter iniciativas dedicadas na sua promoção. Existem produtos substitutos e até produtos concorrentes no portefólio do retalho. O foco comercial dos comercializadores centra-se no mercado já ligado, na dinâmica do crescimento devido ao *switching* e oferta de serviços e soluções multiprodutos.

Os ORD tornaram-se um *player* que depende apenas do gás natural, formando assim o principal pilar para a promoção da sua utilização como condição necessária para a sustentabilidade do setor.

A sustentabilidade e competitividade do SNG baseia-se em vários pré-requisitos que devem ser assegurados pelas iniciativas dos principais *players* do setor:

- Variedade de ofertas (liberalização do mercado);
- Definição de regras de investimento;

- Custo-eficácia;
- Promoção do vetor do gás e investimentos sustentáveis destinados à procura.

As três primeiras condições foram asseguradas graças às iniciativas da Entidade Reguladora, enquanto a promoção do gás natural, que também se enquadra no quadro regulamentar, pode ser garantida com a participação ativa dos ORD. Os regulamentos atuais reforçam as restrições ao incentivo à transição para o gás natural através da otimização comercial da infraestrutura de distribuição, no entanto, mais poderia ser confiado aos ORD.

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

	Eletricidade	GN	outras energias
Setor regulado	sim	sim	não
Concorrência	não	sim	sim

Figura 24: Regulação vs Concorrência nos setores elétrico e gás natural

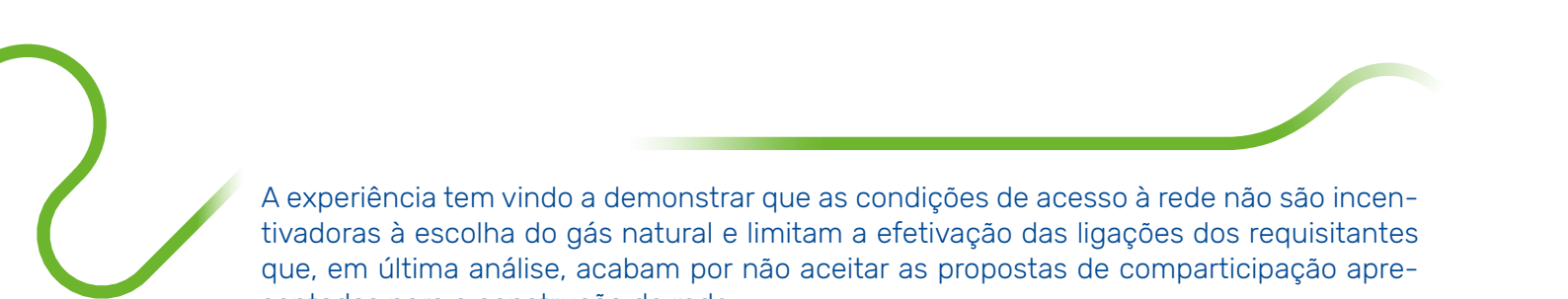
As condições de subscrição das ofertas comerciais não são muito atrativas para garantir o crescimento de um mercado que não tem as características do mercado da eletricidade. O gás natural tem substitutos em mercados mais dinâmicos e com relativo benefício para algumas tipologias de consumidor final.

Sem incentivos adequados, a adesão ao gás natural é limitada, sobretudo tendo em conta as fontes de energia alternativas que operam com condições menos restritivas em relação ao quadro regulamentar do gás natural, tanto para os consumidores com consumo anual inferior a 10.000 m³, como para os consumidores com maior consumo, nomeadamente para o segmento industrial.

As regras em vigor não permitem promover este vetor para consumidores com um consumo anual superior a 10.000 m³, que poderiam contribuir com grandes volumes de gás para o sistema e, assim, afetar positivamente as tarifas, quando outras fontes de energia podem ter iniciativas ativas e agressivas para capturar estes clientes.

Atualmente, o gás natural sofre da dinâmica do mercado, limitando-se a um papel passivo, à espera de uma possível manifestação da vontade de um potencial consumidor. Para o segmento com um consumo superior a 10.000 m³/ano, seria possível garantir a criação de condições para a utilização em volume para o sistema através de esforços de captação e com a possibilidade de investimento no ponto de consumo angariado, garantindo a segurança desse investimento através de mecanismos que asseguravam o consumo ou a permanência por determinado período.

Este investimento, podendo ser entendido como uma subsídioção, importa esclarecer que na realidade se enquadra como um incentivo inicial repercutido no preço ao longo da vida do portfólio dos clientes consumidores. Na realidade o custo de capital, sendo pago pela tarifa, representa o recebimento efetivo do custo pelo sistema, na mesma medida que outras fontes de energia, nomeadamente as renováveis.



A experiência tem vindo a demonstrar que as condições de acesso à rede não são incentivadoras à escolha do gás natural e limitam a efetivação das ligações dos requisitantes que, em última análise, acabam por não aceitar as propostas de comparticipação apresentadas para a construção de rede.

Assim, a atividade de conversão e reconversão de locais de consumo é o único pilar que ainda contribui para o desenvolvimento do setor do gás natural, mas com um perímetro limitado ao segmento de consumidores com um consumo anual igual ou inferior a 10.000m³. O gás natural é um bem essencial e é necessário encontrar um equilíbrio entre o seu desenvolvimento e a eficácia dos investimentos.

No entanto, este desenvolvimento poderá vir a ser comprometido pela crescente evolução, dos custos, por exemplo, dos materiais, combustíveis e mão-de-obra, e o não acompanhamento por evolução dos custos de integração de consumo existentes, regulamentarmente definidos, o que levará a um aumento significativo das comparticipações dos clientes, diminuindo-se assim a atratividade do produto.

No âmbito deste enquadramento do gás natural, seria possível, sem pôr em causa o estado atual do setor, fazer alguns ajustamentos para mitigar as restrições e promover o desenvolvimento natural do mercado, respeitando, no entanto, os princípios de eficiência do investimento necessários para ligar novos pontos de consumo. Neste contexto, são necessárias ações responsáveis por parte dos ORD, focadas na sustentabilidade do Sistema e na competitividade do gás natural, na recuperação de algum equilíbrio nas condições de concorrência do setor no mercado global da energia, que são atualmente desfavoráveis ao gás natural.

Note-se também que a opinião recorrente de que os atuais clientes do sistema não devem ser penalizados e suportar os custos de adesão de novos clientes é infundada. De facto, os atuais clientes do sistema beneficiaram em termos de condições de acesso com comparticipações mais favoráveis do que os atuais. E também de referir que estas comparticipações fazem parte do investimento incluído no RAB (*Regulatory Asset Base*) 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 gás natural dos anteriores sem poder ter acesso a algum programa de incentivo semelhante que evite um tratamento diferenciado.

No âmbito da análise periódica de mercado de energia inclui-se neste documento uma perspetiva energética distinta, com base em dados oficiais da Direção Geral de Energia e Geologia (Estatísticas e Preços-Petróleo e Derivados-Vendas de Combustíveis, 2021) relativamente à caracterização do consumo de energia por município da área de concessão, nomeadamente dos segmentos concorrenciais ao gás natural, como a eletricidade, GPL, gasóleo para aquecimento e o fuel.

Perspetiva Energética		
Consumo gás natural (MWh)	7 542 200	37%
Consumo eletricidade (MWh)	11 087 350	54%
Consumo GPL (MWh)	1 117 333	5%
Consumo gasóleo para aquecimento (MWh)	245 546	1%
Consumo fuel (MWh)	374 517	2%
Total	20 366 946	

Quadro 49: Perspetiva energética

Na análise dos últimos dados disponíveis pela DGEG, é possível verificar que o gás natural e a eletricidade representam cerca de 90% da energia da área de concessão, sendo que existe ainda um consumo significativo de cerca de 2 TWh/ano de consumo de energia de hidrocarbonetos, captável no âmbito da conversão para acesso à rede de distribuição de gás, constituindo um mercado potencial interessante para a infraestrutura de distribuição que seguramente constitui um *driver* de captação comercial do operador para conversão destes consumos para uma fonte de energia de menores emissões.

O consumo de fuel é significativo em concelhos de maior penetração do tecido industrial, em paralelo, o consumo de gasóleo para aquecimento verifica-se em concelhos de menor penetração da infraestrutura de distribuição de gás, ao passo que o consumo de GPL apresenta-se homogéneo em todos os municípios da concessão.

Refira-se que no sentido de potenciar a captação de grandes consumos eventualmente supridos atualmente por fontes energéticas mais poluentes, sobretudo em casos de infraestruturas exclusivamente dedicadas para o abastecimento onde a comparticipação na rede tem um peso significativo para o requerente, a existência de benefícios fiscais associados ao consumo de gás natural seria uma mais-valia para os aderentes a esta forma de energia e um contributo para a transição energética da economia portuguesa, ao possibilitar o acesso a uma infraestrutura com capacidade de veicular gases de origem renovável.

No que diz respeito à expansão da rede para ligar novos pontos de consumo residenciais ou pequenos terciários, é importante garantir que o custo das operações de ligação não potencia a discriminação face aos clientes que já estão ligados ao sistema. A expansão constante e progressiva do sistema é a única forma de garantir novos clientes e novos consumos para SNG, que ao aderirem a este vetor energético reduzem a pegada ecológica nacional.



Anexo 1

Fichas de Projeto
de Investimento
por Concelho



portugal



Descrição	u.m.	Real 18-21					DIRC 22 2022	PDIRD 2022				
		2018	2019	2020	2021	2022		2023	2024	2025	2026	2027
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		648	1 393	1 442	1 284	1 175	1 281	1 250	1 863	1 432	1 250	7 748
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		552	1 262	1 435	1 273	1 155	1 251	1 225	1 286	1 382	1 180	6 995
Rede e UAGs	m€	314	902	1 042	966	705	797	775	800	915	735	4 053
Rede Secundária - BP	m€	263	778	937	868	557	652	629	680	760	586	3 307
Ramais	m€	51	123	105	98	148	146	146	150	155	150	746
Rede Secundária - BP	mts	5 230	14 539	15 757	13 580	9 091	10 346	9 846	10 596	11 795	8 795	51 378
Ramais	mts	185	431	363	250	370	372	321	374	379	375	1 869
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	127	142	157	171	180	190	200	211	223	231	231
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	49	127	130	113	124	131	127	134	141	118	652
Pontos de Abastecimento	m€	190	234	263	193	326	322	322	322	326	326	2 290
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	190	234	263	193	326	322	322	322	326	326	1 618
Conversão	m€	169	208	222	152	268	264	264	264	268	268	1 328
Reconversão	m€	18	10	34	37	44	44	44	44	44	44	220
Pequeno terciário	m€	3	16	8	3	14	14	14	14	14	14	70
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	29	75	75	76	77	78	79	385
Contadores/Redutores	m€	25	24	28	21	65	58	52	63	76	38	287
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	420	479	570	430	679	670	668	672	683	671	3 364
Mercado Existente	#	406	472	552	419	658	651	651	651	658	658	3 269
Conversão	#	331	404	416	283	494	488	488	488	494	494	2 452
Reconversão	#	70	40	122	128	138	137	137	137	138	138	687
Pequeno terciário	#	5	28	14	8	26	26	26	26	26	26	139
Grande consumo	#	7	6	12	1	12	8	6	9	13	1	37
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	679	670	668	672	683	671	3 364
MP	#	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	1
BP>	#	-	-	-	-	12	8	6	9	12	1	36
BP<	#	-	-	-	-	667	662	662	663	670	670	3 327
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	7 928	3 535	13 810	24 330	38 421	53 336	57 840
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	5 904	11 807	11 807
BP>	MWh	-	-	-	-	5 865	2 494	10 685	19 111	29 235	32 132	35 674
BP<	MWh	-	-	-	-	2 063	1 041	3 126	5 209	7 293	9 397	10 459
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	8 929	9 408	9 918	10 306	10 985	11 655	12 323	12 995	13 678	14 349	14 949
MP	#	7	15	15	16	16	16	16	16	17	17	17
BP>	#	74	77	86	86	98	106	112	121	133	134	134
BP<	#	8 838	9 316	9 817	10 204	10 871	11 533	12 195	12 858	13 528	14 198	14 798
Consumo Unitário	MWh/PA	65,1	60,5	59,7	58,1	56,8	52,0	51,4	49,5	48,0	46,8	46,8
MP	MWh/PA	27 685,9	28 441,4	31 937,0	30 284,9	30 156,4	29 869,6	29 869,6	29 869,6	29 322,3	28 807,1	28 807,1
BP>	MWh/PA	990,0	981,5	841,5	1 028,7	982,3	917,1	967,0	977,2	944,4	950,2	950,2
BP<	MWh/PA	3,1	2,8	3,1	2,9	3,0	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Energia Veiculada Total	MWh	568 003	554 784	576 913	587 056	604 392	605 905	616 181	626 701	640 792	655 707	660 311
MP	MWh	470 560	455 062	479 054	469 416	482 503	477 914	477 914	477 914	483 818	489 721	489 721
BP>	MWh	70 784	74 105	68 585	88 465	90 375	97 212	105 403	113 839	119 943	126 650	130 392
BP<	MWh	26 559	25 617	29 273	29 176	31 514	30 779	32 864	34 948	37 031	39 136	40 197
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		94	128	4	7	10	22	24	573	35	42	696
Redes	m€	82	108	-	-	-	-	-	373	-	-	373
MP	m€	82	108	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	373	-	-	373
Rede Primária - MP	mts	53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	5 500	-	-	5 500
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	1	1	1	1	1	1	1	6	6	6	6
Outras Infraestruturas	m€	5	4	4	7	10	13	14	14	15	16	72
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	5	4	4	7	10	13	14	14	15	16	72
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	7	15	-	1	0	10	10	187	19	26	251
OUTROS INVESTIMENTOS		2	3	3	4	11	8	2	3	16	29	57
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	2	3	3	4	11	8	2	3	16	29	57
Racional Económico												
Denominação de Rede												
N.º de Fogos de BCL	#	-	-	-	49 311	49 311	49 311	49 311	49 311	49 311	49 311	49 311
CU's Ativos	#	-	-	-	10 306	10 985	11 655	12 323	12 995	13 678	14 349	14 949
% de Ligados	%	-	-	-	21%	22%	24%	25%	26%	28%	29%	29%
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	70	66	63	60	61	61	61	60	60	60	60
PA (EoP)	#/Km	8 929	9 408	9 918	10 306	10 985	11 655	12 323	12 995	13 678	14 349	14 949
Km Rede Secundária (EoP)	Km	128	142	158	172	181	191	201	217	229	238	238
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	80	33	36	32	75	65	68	42	58	76	59
PA (Ligados Período)	#/Km	420	479	570	430	679	670	668	672	683	671	3 364
Km rede secundária (Construído Período)	Km	5	15	16	14	9	10	10	16	12	9	57
Rátiros de expansão												
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 363	2 688	2 571	3 024	1 822	1 978	1 929	2 028	2 175	1 876	1 988
Investimento Expansão	€	572	1 288	1 466	1 301	1 237	1 325	1 289	1 363	1 486	1 288	6 721
PAs	€	238	361	394	307	449	453	450	456	467	444	2 270
Redes, Ramais e UAGs	€	314	902	1 042	966	705	797	775	830	915	735	4 053
Contadores e Redutores	€	20	25	31	28	83	75	64	77	103	79	397
Clientes Ligados	#	420	479	570	430	679	670	668	672	683	671	3 364
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	12,5	30,4	27,6	31,6	13,4	15,4	14,7	15,8	17,3	13,1	15,3
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	17	45	219	-	156	187	96	180	72	137	116
A- Rentabilidade Investimento	%	31,17%	9,14%	7,24%	-	-	6,59%	12,41%	4,13%	8,39%	8,68%	7,77%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de BCL (A-B)	pp	23,32	2,49	0,59	-	-	1,89	7,71	(0,57)	3,69	3,98	3,07

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		1 721	1 516	1 270	2 054	1 769	1 849	1 886	2 019	2 100	1 992	10 958				
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	729	568	536	1 145	1 036	1 066	1 094	1 200	1 248	1 150	5 799				
Rede Secundária - BP	m€	555	367	379	924	801	823	837	929	979	882	4 450				
Ramais	m€	174	201	158	221	235	243	257	271	269	268	1 309				
Rede Secundária - BP	m€	11 184	8 080	6 841	15 650	12 608	12 923	12 942	14 314	14 987	13 237	68 403				
Ramais	m€	616	659	482	685	616	628	660	686	672	668	3 314				
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	473	481	488	503	516	529	542	556	571	584	584				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	171	80	120	176	142	182	186	201	201	187	857				
Pontos de Abastecimento																
Novo	m€	739	715	469	600	460	461	490	505	495	495	3 537				
Existente	m€	739	715	469	600	460	461	490	505	495	495	2 445				
Conversão	m€	684	688	414	526	377	378	402	414	406	406	2 006				
Reconversão	m€	36	21	36	55	63	63	67	69	67	67	332				
Pequeno terciário	m€	29	27	19	19	20	20	22	22	22	22	107				
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Instalação e análise técnica de processo	m€	-	-	-	83	124	128	136	142	140	142	687				
Contadores/Redutores	m€	79	53	37	57	64	82	75	91	100	77	423				
Pontos de Abastecimento - Segmento																
Novo	#	1 723	1 524	952	1 273	1 105	1 131	1 188	1 232	1 209	1 202	5 962				
Existente	#	1 452	1 366	877	1 190	929	930	990	1 019	1 000	1 000	4 939				
Conversão	#	1 309	1 250	727	970	697	698	742	764	750	750	3 704				
Reconversão	#	93	71	118	181	195	195	208	214	210	210	1 037				
Pequeno terciário	#	50	45	32	39	37	37	40	41	40	40	198				
Grande consumo	#	6	4	1	2	-	-	4	1	5	8	1	19			
Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	-	-	-	-	1 105	1 131	1 188	1 232	1 209	1 202	5 962				
BP>	#	-	-	-	-	-	4	1	5	8	1	19				
BP<	#	-	-	-	-	1 105	1 127	1 187	1 227	1 201	1 201	5 943				
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	3 424	3 592	9 194	14 372	25 231	36 610	40 298				
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1 801	3 719	5 047	12 043	19 600	21 371				
BP<	MWh	-	-	-	-	3 424	1 792	5 475	9 324	13 188	17 010	18 927				
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	45 949	47 410	48 084	49 296	50 401	51 532	52 720	53 952	55 161	56 363	56 363				
BP>	#	7	7	5	6	6	6	6	6	6	6	6				
BP<	#	143	149	150	133	133	137	138	143	151	152	152				
BP<	#	45 799	47 254	47 929	49 157	50 262	51 389	52 576	53 800	55 004	56 205	56 205				
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	8,6	8,4	8,7	9,0	8,3	8,8	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7				
BP>	MWh/PA	21 271,8	22 440,0	28 124,4	32 345,0	26 452,6	31 864,3	31 864,1	31 864,1	31 864,1	31 864,1	31 864,1				
BP<	MWh/PA	721,0	653,9	619,0	709,2	774,5	788,0	800,1	792,5	805,0	811,0	811,0				
BP<	MWh/PA	3,3	3,0	3,2	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1				
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	386 192	393 322	414 497	436 422	413 622	453 920	459 522	464 699	475 558	486 937	490 635				
BP>	MWh	138 267	157 080	168 746	179 218	158 715	191 184	191 184	191 184	191 184	191 184	191 184				
BP<	MWh	99 144	95 473	92 546	106 151	103 006	108 098	110 016	111 345	118 340	125 897	127 668				
BP<	MWh	148 781	140 769	153 204	151 053	151 900	154 638	158 321	162 170	166 033	169 856	171 723				
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
		77	120	74	65	47	77	89	81	91	90	430				
Redes																
MP	m€	27	73	38	3	-	-	-	-	-	-	-				
BP (estruturante)	m€	27	73	38	2	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP	mts	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	46	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26				
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
Outras Infraestruturas																
Reestruturação de Infraestruturas	m€	42	36	31	58	43	52	54	55	56	57	275				
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Contadores - realiações por rotação de clientes	m€	42	36	31	58	43	52	54	55	56	57	275				
Capitalização de Encargos de Estrutura																
	m€	8	10	5	5	5	25	35	26	35	37	155				
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	5	34	70	68	84	64	26	32	65	69	255				
Racional Económico																
Densificação de Rede																
Nº de Fogos da BRG	#	-	-	-	88 266	88 266	88 266	88 266	88 266	88 266	88 266	88 266				
CUTs Ativos	#	-	-	-	49 296	50 401	51 532	52 720	53 952	55 161	56 363	56 363				
% de Ligados	%	-	-	-	56%	57%	58%	60%	61%	62%	64%	64%				
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	97	98	98	97	97	97	97	97	96	96	96				
PA (EoP)	#	45 949	47 410	48 084	49 296	50 401	51 532	52 720	53 952	55 161	56 363	56 363				
Km Rede Secundária (EoP)	Km	475	480	490	506	518	531	544	558	573	587	587				
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	154	188	139	81	88	88	92	86	81	91	87				
PA (Ligados Período)	#	1 723	1 524	952	1 273	1 105	1 131	1 188	1 232	1 209	1 202	5 962				
Km rede secundária (Construída Período)	Km	11	8	7	16	13	13	13	13	14	15	13				
Rátiros de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 008	971	1 321	1 646	1 639	1 668	1 605	1 675	1 774	1 678	1 680				
Investimento Expansão	€	1 737	1 479	1 238	2 096	1 811	1 887	1 907	2 064	2 145	2 017	10 019				
PA	€	910	795	589	775	602	642	677	705	696	683	3 400				
Redes, Ramais e UAGs	€	729	568	536	1 145	1 036	1 066	1 094	1 200	1 248	1 150	5 759				
Contadores e Redutores	€	98	117	132	175	173	179	136	158	201	184	858				
Clientes Ligados	#	1 723	1 524	952	1 273	1 105	1 131	1 188	1 232	1 209	1 202	5 962				
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	6,5	5,3	7,2	12,3	11,4	11,4	10,9	11,6	12,4	11,0	11,3				
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	69	220	314	-	-	529	263	474	326	139	273	249			
A- Rentabilidade Investimento																
	%	22,94%	11,14%	8,33%	-	-	5,24%	3,25%	4,28%	8,81%	4,87%	5,30%				
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax																
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%				
Prémio de BRG (A-B)																
	pp	15,09	4,49	1,69	-	-	0,54	(1,45)	(0,42)	4,11	0,17	0,60				

Descrição	unim.	Real 18-21					PDIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		911	801	834	930	903	223	260	306	273	257	1506				
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	906	577	341	153	298	217	253	299	264	249	1469				
Rede Secundária - BP	m€	329	259	190	51	168	135	162	200	187	173	858				
Ramais	m€	230	185	149	21	130	98	122	157	145	132	653				
		409	74	41	30	38	37	40	43	42	42	205				
Rede Secundária - BP	mts	5 018	3 732	2 988	345	2 040	1 525	1 903	2 468	2 286	2 052	10 218				
Ramais	#	399	247	278	65	100	97	103	108	102	101	512				
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	38	42	45	45	47	49	51	53	56	58	58				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	85	50	31	20	55	23	27	32	28	26	137				
Pontos de Abastecimento																
Novo	#	489	268	121	82	75	59	64	66	49	49	474				
Existente	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Conversão	#	499	268	121	82	75	59	64	66	49	49	287				
Recuperação	#	476	255	107	76	61	48	53	55	40	40	236				
Pequeno terciário	#	37	5	32	8	32	25	27	28	21	21	122				
Grande consumo	#	16	24	6	5	5	5	5	4	4	4	23				
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	7	20	20	21	22	21	21	105				
Contadores/Redutores																
Novo	#	40	21	9	6	9	6	12	19	22	19	83				
Existente	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Conversão	#	1 010	523	226	147	179	174	185	194	184	183	920				
Recuperação	#	957	494	188	134	113	89	97	101	74	74	435				
Pequeno terciário	#	37	5	32	8	32	25	27	28	21	21	122				
Grande consumo	#	16	24	6	5	5	5	5	4	4	4	23				
Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	-	-	-	-	179	174	185	194	184	183	920				
BP>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
BP<	#	-	-	-	-	179	174	184	191	180	180	909				
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	347	186	641	1 301	3 088	5 025	5 566				
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	74	336	1 721	3 255	3 594				
BP<	MWh	-	-	-	-	347	186	568	965	1 367	1 770	1 972				
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	2 335	2 824	3 029	3 154	3 333	3 507	3 692	3 886	4 070	4 253	4 253				
BP>	#	1	3	1	1	1	1	2	5	9	12	12				
BP<	#	2 334	2 821	3 028	3 153	3 332	3 506	3 690	3 881	4 061	4 241	4 241				
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	1,8	1,9	2,2	2,5	2,4	2,3	2,3	2,4	2,7	3,1	3,1				
BP>	MWh/PA	241,8	381,6	469,1	1 022,1	1 068,2	1 022,1	730,6	388,2	391,8	407,3	407,3				
BP<	MWh/PA	1,6	1,6	1,9	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1				
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	3 253	4 922	6 438	7 648	7 889	7 954	8 409	9 069	10 856	12 793	13 334				
BP>	MWh	242	763	938	1 022	1 068	1 022	1 096	1 359	2 743	4 277	4 616				
BP<	MWh	3 011	4 159	5 499	6 626	6 821	6 932	7 313	7 710	8 113	8 516	8 718				
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
Redes	m€	-	218	478	745	-	-	-	-	-	-	-				
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
BP (estruturante)	m€	-	218	478	745	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	3 680	6 319	8 076	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	4	10	18	18	18	18	18	18	18	18				
Outras Infraestruturas	m€	2	2	1	1	3	4	4	5	5	5	23				
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	2	2	1	1	3	4	4	5	5	5	23				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	3	4	14	30	2	2	3	2	3	3	13				
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	-	-	0	-	0	0	1	0	1				
Racional Económico																
Denficação de Rede																
N.º de Fogos da CMN	#	-	-	-	14 338	14 338	14 338	14 338	14 338	14 338	14 338	14 338				
CU's Alíeis	#	-	-	-	3 154	3 333	3 507	3 692	3 886	4 070	4 253	4 253				
% de Ligados	%	-	-	-	22%	23%	24%	26%	27%	28%	30%	30%				
PA/Km Rede Secundária (Eop)	#/Km	61	62	55	50	51	52	54	54	55	56	56				
PA (Eop)	#	2 335	2 824	3 029	3 154	3 333	3 507	3 692	3 886	4 070	4 253	4 253				
Km Rede Secundária (Eop)	Km	38	46	55	63	66	67	69	71	74	76	76				
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	201	71	24	17	87	114	97	79	80	90	90				
PA (Ligados Período)	#	1 010	525	226	147	179	174	185	194	184	183	920				
Km rede secundária (Construída Período)	Km	5	7	9	8	2	2	2	2	2	2	10				
Rádios de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	931	1 136	1 546	1 088	1 723	1 318	1 453	1 657	1 579	1 487	1 503				
Investimento Expansão	€	940	996	349	160	368	229	269	321	291	272	1 382				
PA's	€	578	318	151	102	130	82	91	98	77	75	404				
Redes, Ramais e UAGs	€	329	259	190	51	168	135	162	200	187	173	858				
Contadores e Redutores	€	34	19	9	7	10	12	16	23	26	23	100				
Clientes Ligados	#	1 010	525	226	147	179	174	185	194	184	183	920				
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	5,0	7,1	13,2	2,3	11,4	8,8	10,3	12,7	12,4	11,1	11,1				
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	513	270	414	-	889	617	499	412	304	252	248				
A- Rentabilidade Investimento																
	%	5,50%	5,04%	6,45%	-	-	1,57%	1,82%	2,11%	10,84%	4,31%	4,08%				
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax																
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%				
Premio de CMN (A-B)																
	pp	(2,35)	(1,61)	(0,20)	-	-	(3,13)	(2,88)	(2,59)	6,14	(0,39)	(0,62)				

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		592	500	286	223	286	241	260	846	111	114	2.132				
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	348	330	149	109	144	139	155	187	192	194	867				
Rede Secundária - BP	m€	286	289	96	68	112	108	123	154	158	160	703				
Ramais	m€	61	41	53	41	32	31	32	33	34	34	164				
Rede Secundária - BP	mts	5.251	5.022	1.258	1.666	1.819	1.679	1.929	2.417	2.464	2.464	10.993				
Ramais	mts	222	144	170	110	81	80	81	82	83	83	409				
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	94	100	101	102	104	106	108	110	113	115	115				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	46	20	30	27	44	24	26	30	30	30	139				
Pontos de Abastecimento																
Novo	m€	175	142	101	78	65	65	65	64	65	65	486				
Existente	m€	175	142	101	78	65	65	65	64	65	65	325				
Conversão	m€	163	136	89	60	54	53	53	53	54	54	266				
Reconversão	m€	5	4	8	17	9	9	9	9	9	9	45				
Pequeno terciário	m€	6	2	3	1	3	3	3	3	3	3	14				
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	11	16	16	16	17	17	17	83				
Contadores/Redutores	m€	14	10	9	7	14	9	12	18	19	19	97				
Pontos de Abastecimento - Segmento																
Novo	#	357	272	234	173	145	144	145	147	150	150	736				
Existente	#	344	265	193	169	132	131	131	130	132	132	656				
Conversão	#	313	248	159	111	99	98	98	98	99	99	492				
Reconversão	#	20	13	28	55	28	28	27	28	28	28	139				
Pequeno terciário	#	11	4	6	3	5	5	5	5	5	5	25				
Grande consumo	#	1	-	-	-	-	-	-	1	3	3	10				
Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	-	-	-	-	145	144	145	147	150	150	736				
BP>	#	-	-	-	-	2	-	-	1	3	3	10				
BP<	#	-	-	-	-	143	144	144	144	147	147	726				
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	910	200	805	1.847	3.577	5.552	6.433				
BP>	MWh	-	-	-	-	527	-	207	844	2.161	3.718	4.300				
BP<	MWh	-	-	-	-	383	200	598	1.002	1.417	1.834	2.043				
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	5.703	5.969	6.195	6.368	6.513	6.537	6.802	6.949	7.099	7.249	7.249				
BP>	#	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
BP<	#	15	14	12	13	15	15	16	15	22	25	25				
BP<	#	5.687	5.954	6.182	6.354	6.497	6.541	6.785	6.929	7.076	7.223	7.223				
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	7,5	8,8	8,2	8,6	8,2	8,3	8,3	8,3	8,3	8,4	8,4				
BP>	MWh/PA	15.663,6	25.293,4	22.021,9	25.844,5	24.502,6	25.844,5	25.844,5	25.844,5	25.844,5	25.844,5	25.844,5				
BP<	MWh/PA	781,7	816,2	811,9	930,1	804,8	873,2	858,4	796,7	744,3	715,6	715,6				
BP<	MWh/PA	2,7	2,5	2,8	2,6	2,7	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5				
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	41.326	51.644	49.701	54.010	53.060	55.167	55.772	56.813	58.544	60.519	61.400				
BP>	MWh	15.664	25.293	22.022	25.844	24.503	25.844	25.844	25.844	25.844	25.844	25.844				
BP<	MWh	10.944	11.835	10.554	11.627	11.268	13.098	13.305	13.942	15.259	16.816	17.488				
BP<	MWh	15.119	14.515	17.125	16.539	17.289	16.224	16.622	17.441	17.826	17.856	18.087				
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
		21	4	4	5	128	10	12	561	12	12	608				
Redes																
MP	m€	16	-	1	0	121	-	-	373	-	-	373				
BP (estruturante)	m€	16	-	1	-	121	-	-	373	-	-	373				
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	1.950	-	-	-	-	-	5.500				
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7				
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	0	0	0	0	2	2	2	8	8	8	8				
Outras Infraestruturas																
Reestruturação de Infraestruturas	m€	3	3	3	4	6	7	7	7	8	8	37				
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	3	3	3	4	6	7	7	7	8	8	37				
Capitalização de Encargos de Estrutura																
	m€	3	2	0	0	2	3	5	182	5	4	199				
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	2	3	2	4	6	4	2	3	12	12	33				
Racional Económico																
Densificação de Rede																
Nº de Fogos da EPS	#	-	-	-	21.681	21.681	21.681	21.681	21.681	21.681	21.681	21.681				
CUTs Ativos	#	-	-	-	6.368	6.513	6.537	6.802	6.949	7.099	7.249	7.249				
% de Ligados	%	-	-	-	29%	30%	31%	31%	32%	33%	33%	33%				
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	60	60	61	62	63	62	62	59	59	59	59				
PA (EoP)	#	5.703	5.969	6.195	6.368	6.513	6.537	6.802	6.949	7.099	7.249	7.249				
Km Rede Secundária (EoP)	Km	95	100	101	103	107	108	110	118	121	123	123				
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	68	54	186	104	38	86	75	19	61	61	45				
PA (Ligados Período)	#	357	272	234	173	145	144	145	147	150	150	736				
Km rede secundária (Construída Período)	Km	5	5	1	2	4	2	2	8	2	2	15				
Rátiros de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.639	1.866	1.252	1.321	1.899	1.699	1.824	2.092	2.152	2.171	1.991				
Investimento Expansão	€	585	507	293	229	275	245	264	308	323	326	1.465				
PA	€	221	182	132	105	109	89	91	94	95	95	463				
Redes, Ramais e UAGs	€	348	330	149	109	144	139	155	187	192	194	867				
Contadores e Redutores	€	16	15	12	15	23	17	19	27	35	36	134				
Clientes Ligados	#	357	272	234	173	145	144	145	147	150	150	736				
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	14,7	18,5	5,4	9,6	12,5	11,7	13,3	16,4	16,4	16,4	14,9				
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	221	820	477	-	302	612	326	242	147	185	228				
A- Rentabilidade Investimento	%	11,23%	1,57%	4,96%	-	-	1,96%	3,48%	-0,12%	7,78%	6,11%	2,85%				
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%				
Prémio de EPS (A-B)	pp	3,38	(5,08)	(1,89)	-	-	(2,74)	(1,22)	(4,82)	3,08	1,41	(1,83)				

Descrição	u.m.	Real 18-21				ORÇ 22 2022	PDIRD 2022					1 2023-2027
		2018	2019	2020	2021		2023	2024	2025	2026	2027	
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		217	928	233	208	563	575	580	566	704	573	3 307
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		213	910	230	201	557	564	567	554	688	552	3 234
Rede e UAGs	m€	186	619	98	122	336	352	356	344	463	341	1 856
Rede Secundária - BP	m€	70	554	63	94	269	283	286	274	388	270	1 502
Ramais	m€	35	64	35	29	68	69	70	70	75	71	354
Rede Secundária - BP	mts	1 896	12 284	1 245	1 594	4 234	4 462	4 462	4 212	6 052	4 052	23 340
Ramais	#	127	229	130	80	177	177	177	177	182	178	891
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	61	73	74	76	80	85	89	93	99	103	103
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	26	170	37	21	67	59	59	57	71	55	301
Pontos de Abastecimento	m€	82	122	95	58	154	153	153	153	154	154	1 077
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	82	122	95	58	154	153	153	153	154	154	798
Conversão	m€	72	110	56	37	127	126	126	126	127	127	630
Reconversão	m€	7	9	36	18	21	21	21	21	21	21	105
Pequeno terciário	m€	3	2	3	2	6	6	6	6	6	6	32
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	10	36	36	37	37	38	184
Contadores/Redutores	m€	7	13	9	8	16	23	23	20	43	17	125
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	177	264	235	139	318	318	318	317	328	320	1 601
Mercado Novo	#	3	7	3	3	6	4	4	4	4	4	37
Mercado Existente	#	171	255	231	134	312	309	309	309	312	312	1 551
Conversão	#	140	215	100	69	234	232	232	232	234	234	1 164
Reconversão	#	25	36	127	61	66	65	65	65	66	66	327
Pequeno terciário	#	6	4	4	4	12	12	12	12	12	12	60
Grande consumo	#	3	2	1	1	-	2	2	1	8	8	13
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	318	318	318	317	328	320	1 601
MP	#	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
BP>	#	-	-	-	-	-	1	2	1	8	12	12
BP<	#	-	-	-	-	318	316	316	316	320	320	1 588
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	970	35 971	72 742	74 105	77 483	80 797	81 296
MP	MWh	-	-	-	-	-	34 918	69 837	69 837	69 837	69 837	69 837
BP>	MWh	-	-	-	-	-	561	1 429	1 806	4 203	6 529	6 529
BP<	MWh	-	-	-	-	970	492	1 476	2 462	3 443	4 431	4 930
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	4 406	4 710	4 883	5 001	5 319	5 637	5 955	6 272	6 600	6 920	6 920
MP	#	5	5	5	3	3	4	4	4	4	4	4
BP>	#	27	29	30	32	31	33	35	36	44	44	44
BP<	#	4 374	4 676	4 848	4 966	5 284	5 600	5 916	6 232	6 552	6 872	6 872
Consumo Unitário	MWh/PA	36,6	35,7	33,8	40,0	36,2	41,8	47,0	44,8	43,1	41,5	41,5
MP	MWh/PA	21 857,5	22 406,0	22 323,9	30 047,4	38 365,4	38 777,0	47 506,6	47 506,6	47 506,6	47 506,6	47 506,6
BP>	MWh/PA	1 397,9	1 380,2	1 212,1	2 006,8	1 732,0	1 944,6	1 912,9	1 842,8	1 695,4	1 594,1	1 594,1
BP<	MWh/PA	3,2	2,7	3,1	3,2	3,2	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Energia Veiculada Total	MWh	158 806	162 883	161 907	197 907	186 949	235 781	272 551	273 915	277 293	280 606	281 106
MP	MWh	109 288	112 030	111 620	120 190	115 096	155 108	190 026	190 026	190 026	190 026	190 026
BP>	MWh	35 648	38 646	35 757	62 211	55 423	64 372	65 040	65 418	67 814	70 140	70 140
BP<	MWh	13 870	12 207	14 530	15 507	16 430	16 501	17 485	18 471	19 452	20 439	20 939
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		3	17	3	6	5	10	12	11	13	13	59
Redes	m€	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
MP	m€	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Outras infraestruturas	m€	2	4	3	4	5	7	7	8	8	8	38
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - reativações por rotações de clientes	m€	2	4	3	4	5	7	7	8	8	8	38
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	1	14	-	0	0	3	5	4	5	5	21
OUTROS INVESTIMENTOS		0	1	1	1	1	1	1	1	3	8	14
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	0	1	1	1	1	1	1	1	3	8	14
Racional Económico												
Densificação de Rede												
N.º de Fogos da FAF	#	-	-	-	26 162	26 162	26 162	26 162	26 162	26 162	26 162	26 162
CU's Ativos	#	-	-	-	5 001	5 319	5 637	5 955	6 272	6 600	6 920	6 920
% de Ligados	%	-	-	-	19%	20%	22%	23%	24%	25%	26%	26%
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	72	64	65	65	66	66	66	67	66	67	67
PA (EoP)	#/Km	4 406	4 710	4 883	5 001	5 319	5 637	5 955	6 272	6 600	6 920	6 920
Km Rede Secundária (EoP)	Km	61	74	75	77	81	85	90	94	100	104	104
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	93	21	189	86	75	71	71	75	54	79	69
PA (Ligados Período)	#/Km	177	264	235	139	318	318	318	317	328	320	1 601
Km rede secundária (Construída Período)	Km	2	12	1	2	4	4	4	4	6	4	23
Rátiros de expansão												
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 246	3 503	1 029	1 522	1 815	1 864	1 875	1 833	2 254	1 823	1 932
Investimento Expansão	€	221	925	242	212	577	593	596	581	739	583	3 093
PAS	€	107	292	131	79	221	212	212	210	225	210	1 069
Redes, Ramais e UAGs	€	186	619	98	122	336	352	356	344	463	342	1 856
Contadores e Redutores	€	7	14	12	11	20	29	29	27	51	17	167
Clientes Ligados	€	177	264	235	139	318	318	318	317	328	320	1 601
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	10,7	46,5	5,3	11,5	13,3	14,0	14,0	13,3	18,5	12,7	14,5
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	222	575	53	-	595	8	373	515	131	584	38
A- Rentabilidade Investimento	%	15,20%	1,54%	30,50%	-	-	24,77%	3,47%	2,62%	8,89%	2,30%	9,41%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de FAF (A-B)	pp	7,35	(5,10)	23,85	-	-	20,07	(1,23)	(2,08)	4,19	(2,40)	4,71

Descrição	u.m.	Real 18-21				POIRD 2022																		
		2018	2019	2020	2021	DIRC 22 - 2018	2023	2024	2025	2026	2027	1 2023-2027												
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO													424	1 292	1 750	240	200	161	180	164	241	173	1 080	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO													420	1 196	1 724	233	193	150	169	154	229	160	1 022	
Rede e UAGs													m€	219	873	1 233	103	97	96	113	100	166	109	579
Rede Secundária - BP	m€	181	792	1 024	39	66	62	77	63	125	66	393												
Ramais	m€	38	82	209	63	31	35	36	37	43	39	186												
Rede Secundária - BP	mts	3 429	12 659	16 469	640	1 033	962	1 212	962	1 987	987	6 111												
Ramais	mts	139	274	610	146	82	90	91	93	99	97	470												
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	59	71	88	88	89	90	92	93	95	96	50												
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	36	83	138	38	59	17	19	17	25	17	95												
Pontos de Abastecimento													m€	165	240	353	93	38	37	37	37	38	38	348
Mercado Novo													m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente													m€	165	240	353	93	38	37	37	37	38	38	186
Conversão	m€	156	208	319	71	31	30	30	30	31	31	159												
Reconversão	m€	3	21	32	18	5	5	5	5	5	5	26												
Pequeno terciário	m€	6	11	12	4	2	2	2	2	2	2	8												
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	5	16	18	19	19	20	21	97												
Contadores/Redutores													m€	18	21	24	6	8	9	12	10	23	10	64
Pontos de Abastecimento - Segmento													#	334	516	726	202	147	162	163	167	178	174	844
Mercado Novo													#	3	2	4	4	71	87	87	92	98	98	463
Mercado Existente													#	331	513	726	198	76	75	75	75	76	76	377
Conversão	#	309	423	622	130	57	56	56	56	57	57	282												
Reconversão	#	11	70	80	61	16	16	16	16	16	16	88												
Pequeno terciário	#	11	20	24	7	3	3	3	3	3	3	15												
Grande consumo	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5												
Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	-	-	-	-	147	162	163	167	178	174	844
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5												
BP<	#	-	-	-	-	147	162	162	167	174	174	839												
Energia Veiculada Adicional													MWh	-	-	-	-	349	198	664	1 134	3 145	5 173	5 392
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP<	MWh	-	-	-	-	349	198	593	992	1 409	1 843	2 062												
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	4 114	4 674	5 344	5 470	5 617	5 779	5 942	6 109	6 287	6 461	6 461
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	#	5	7	7	7	7	7	8	8	12	12	12												
BP<	#	4 109	4 667	5 337	5 463	5 610	5 772	5 934	6 101	6 275	6 449	6 449												
Consumo Unitário													MWh/PA	3,6	3,4	3,4	3,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,5	3,8	3,8
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh/PA	854,5	686,2	599,0	652,1	595,9	652,1	618,1	588,3	630,0	657,9	657,9												
BP<	MWh/PA	2,5	2,4	2,5	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5												
Energia Veiculada Total													MWh	14 378	14 837	16 853	18 792	18 276	19 007	19 472	19 943	21 954	23 981	24 201
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh	4 273	4 117	4 193	4 565	4 172	4 565	4 636	4 706	6 300	7 894	7 894												
BP<	MWh	10 106	10 719	12 660	14 227	14 105	14 442	14 837	15 236	15 653	16 087	16 307												
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS													4	96	25	4	5	9	10	10	11	11	51	
Redes													m€	-	88	19	-	-	-	-	-	-	-	
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP (estruturante)	m€	-	88	19	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	900	144	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1												
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1												
Outras Infraestruturas													m€	2	2	4	4	5	6	6	6	7	7	32
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	2	2	4	4	5	6	6	6	7	7	32												
Capitalização de Encargos de Estrutura													m€	1	7	2	0	0	3	4	3	4	4	13
OUTROS INVESTIMENTOS													1	1	1	3	2	2	1	1	1	1	3	7
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	1	1	1	3	2	2	1	1	1	1	3												
Racional Económico																								
Densificação de Rede																								
N.º de Fogos da FLG	#	-	-	-	24 788	24 788	24 788	24 788	24 788	24 788	24 788	24 788												
CUF-Ativos	#	-	-	-	5 470	5 617	5 779	5 942	6 109	6 287	6 461	6 461												
% de Ligados	%	-	-	-	22%	23%	23%	24%	25%	25%	26%	26%												
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	70	65	60	61	62	63	64	65	66	67	67												
PA (EoP)	#	4 114	4 674	5 344	5 470	5 617	5 779	5 942	6 109	6 287	6 461	6 461												
Km Rede Secundária (EoP)	Km	59	72	89	89	90	91	93	94	96	97	97												
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	97	38	44	316	142	168	134	174	90	176	138												
PA Ligados/Período	#	334	516	726	202	147	162	163	167	178	174	844												
Km rede secundária (Construída/Período)	Km	3	14	17	1	1	1	1	1	2	1	6												
Rátios de expansão																								
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 295	2 357	2 412	1 215	1 404	1 022	1 145	1 011	1 448	1 020	1 133												
Investimento Expansão	€	432	1 216	1 751	245	206	166	187	169	258	177	956												
PA<	€	201	322	491	130	96	54	56	54	63	55	283												
Redes, Ramais e UAGs	€	219	873	1 233	103	97	96	113	100	166	105	579												
Contadores e Redutores	€	12	21	27	12	13	15	18	15	29	18	95												
Clientes Ligados	#	334	516	726	202	147	162	163	167	178	174	844												
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	10,3	24,5	22,7	3,2	7,0	5,9	7,4	5,8	11,2	5,7	7,3												
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	450	762	1 013	-	-	592	418	349	417	71	405												
A- Rentabilidade Investimento													%	6,72%	1,35%	0,71%	-	-	3,72%	3,90%	3,63%	16,27%	3,81%	6,81%
B- Remuneração sobre Activos (RoiR 15/16) pre-tax													%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de FLG (A-B)													pp	(1,13)	(5,30)	(5,93)	-	-	(0,98)	(0,80)	(1,07)	11,57	(0,89)	2,11

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		1 051	1 134	1 062	809	348	348	346	357	372	392	409	449	2 257		
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
		1 011	1 257	1 009	695	324	276	294	300	308	363	363	1 881			
Rede e UAGs																
Rede Secundária - BP	m€	733	891	743	480	177	178	195	199	207	256	256	1 033			
Rede Secundária - BP Ramais	m€	641	746	611	372	136	109	125	126	130	177	177	668			
		91	145	132	108	61	69	70	73	77	79	79	365			
Rede Secundária - BP Ramais	mts	11 995	8 729	8 683	4 673	1 833	1 705	1 955	1 990	1 990	2 740	2 740	10 345			
	#	388	432	356	274	160	178	178	185	192	193	193	926			
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	275	283	292	297	299	300	302	304	306	309	309	309			
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	63	92	82	71	80	32	34	34	34	35	40	175			
Pontos de Abastecimento																
Mercado Novo	m€	215	273	184	144	67	66	66	66	66	66	66	671			
Mercado Existente	m€	215	273	184	144	67	66	66	66	66	66	66	330			
Conversão	m€	183	216	156	118	55	54	54	54	54	55	55	272			
Pequeno terciário	m€	30	48	22	20	9	9	9	9	9	9	9	45			
Pequeno terciário	m€	12	10	5	5	3	3	3	3	3	3	3	14			
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	13	32	36	37	38	40	41	41	192			
Contadores/Redutores	m€	24	25	18	26	22	25	28	28	29	30	30	149			
Pontos de Abastecimento - Segmento																
Mercado Novo	#	548	630	447	452	287	320	321	333	345	348	348	1 667			
Mercado Existente	#	460	593	383	297	152	187	187	199	210	210	210	993			
Conversão	#	356	413	298	217	102	100	100	100	101	101	101	502			
Pequeno terciário	#	81	163	76	68	28	28	28	28	28	28	28	140			
Grande consumo	#	1	2	1	3	1	1	1	1	1	1	1	25			
Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	-	-	-	-	287	320	321	333	345	348	348	1 667			
BP>	#	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	7			
BP<	#	-	-	-	-	287	320	320	332	344	344	344	1 660			
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	752	428	1 352	2 438	3 637	5 025	5 803	5 803			
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	71	289	584	1 051	1 370	1 370			
BP<	MWh	-	-	-	-	752	428	1 282	2 148	3 052	3 974	4 433	4 433			
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	24 624	25 196	25 586	25 942	26 229	26 549	26 870	27 203	27 548	27 896	27 896	27 896			
BP>	#	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
BP<	#	58	59	54	51	51	51	52	53	54	58	58	58			
BP<	#	24 564	25 136	25 531	25 890	26 177	26 497	26 817	27 149	27 493	27 837	27 837	27 837			
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	5,3	4,8	4,6	4,9	4,7	4,7	4,8	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7			
BP>	MWh/PA	11 496,1	11 338,6	16 416,5	16 958,9	16 365,7	16 958,9	16 958,9	16 958,9	16 958,9	16 958,9	16 958,9	16 958,9			
BP<	MWh/PA	626,9	639,4	611,7	709,1	736,7	781,4	775,2	764,6	755,9	730,4	736,4	736,4			
BP<	MWh/PA	2,8	2,6	2,6	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6			
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	129 321	120 086	117 271	126 263	123 261	126 039	126 964	128 049	129 248	130 636	131 414	131 414			
BP>	MWh	22 996	17 008	16 416	16 959	16 366	16 959	16 959	16 959	16 959	16 959	16 959	16 959			
BP<	MWh	38 965	37 407	34 560	39 854	37 569	39 854	39 924	40 143	40 438	40 904	41 223	41 223			
BP<	MWh	67 260	65 671	66 295	69 451	69 325	69 226	70 080	70 947	71 851	72 773	73 232	73 232			
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
		14	20	9	30	23	40	45	41	45	44	44	213			
Redes																
MP	m€	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP (Estruturante)	m€	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	178	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12			
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Outras Infraestruturas																
Reestruturação de Infraestruturas	m€	11	13	9	12	22	27	27	28	28	28	28	138			
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	11	13	9	12	22	27	27	28	28	28	28	138			
Capitalização de Encargos de Estrutura																
	m€	2	7	-	4	1	13	18	13	17	16	16	78			
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	27	37	44	84	-	31	17	32	39	42	42	160			
Racional Económico																
Denficação de Rede																
N.º de Fogos da GDM	#	-	-	-	74 241	74 241	74 241	74 241	74 241	74 241	74 241	74 241	74 241			
CUS Ativos	#	-	-	-	25 942	26 229	26 549	26 870	27 203	27 548	27 896	27 896	27 896			
% de Ligados	%	-	-	-	35%	35%	36%	36%	37%	37%	38%	38%	38%			
PA/Km Rede Secundária (EoP)																
PA (EoP)	#/Km	90	89	88	87	88	88	89	89	90	90	90	90			
Km Rede Secundária (EoP)	#	24 624	25 196	25 586	25 942	26 229	26 549	26 870	27 203	27 548	27 896	27 896	27 896			
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	46	72	51	93	157	188	164	170	173	127	161	161			
PA (Ligados Período)	#	548	630	447	452	287	320	321	333	345	348	348	1 667			
Km rede secundária (Construída Período)	Km	12	9	9	5	2	2	2	2	2	3	3	10			
Ráios de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 940	2 107	2 413	1 790	1 249	1 086	1 109	1 133	1 140	1 325	1 381	1 381			
Investimento Expansão	€	1 063	1 327	1 079	809	358	348	366	377	393	461	481	1 985			
PA>	€	278	366	356	215	147	98	100	100	101	107	107	501			
Redes, Ramais e UAGs	€	733	891	743	480	177	178	195	199	207	256	256	1 035			
Contadores e Redutores	€	53	71	70	114	34	72	62	78	86	99	99	395			
Clientes Ligados	#	548	630	447	452	287	320	321	333	345	348	348	1 667			
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	21,9	13,9	19,4	10,3	6,4	5,3	6,1	5,9	5,8	7,5	6,3	6,3			
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	611	694	1 008	-	477	406	358	321	322	296	333	333			
A- Rentabilidade Investimento																
	%	4,12%	1,99%	0,82%	-	-	4,10%	4,19%	4,63%	4,62%	4,54%	4,41%	4,41%			
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax																
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%			
Prémio de GDM (A-B)	pp	(3,73)	(4,66)	(5,83)	-	-	(0,60)	(0,51)	(0,07)	(0,08)	(0,16)	(0,29)	(0,29)			

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		1 141	1 247	1 462	1 698	1 976	1 367	1 444	1 461	2 173	2 302	9 571				
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	1 082	1 010	1 455	1 645	1 313	1 312	1 388	1 400	1 358	1 455	7 655				
Rede Secundária - BP	m€	488	639	959	1 125	811	806	875	885	847	935	4 348				
Ramais	m€	292	506	778	890	646	642	707	715	676	759	3 499				
Rede Secundária - BP	m€	156	133	181	235	165	164	168	170	171	175	868				
Ramais	m€	6 034	9 580	13 034	17 241	10 260	10 051	11 051	11 064	10 279	11 529	53 974				
Rede Secundária - BP (Extensão)	m€	744	480	608	722	429	424	426	428	429	432	2 139				
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	248	257	270	287	298	308	319	330	340	352	352				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	117	93	138	161	130	137	145	146	138	148	713				
Pontos de Abastecimento	m€	477	278	358	359	373	369	369	369	373	373	2 595				
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Mercado Existente	m€	477	278	358	359	373	369	369	369	373	373	1 853				
Conversão	m€	444	247	321	303	306	303	303	303	306	306	1 520				
Reconversão	m€	32	24	32	54	51	59	50	50	51	51	252				
Pequeno terciário	m€	11	7	5	2	16	16	16	16	16	16	81				
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	57	80	86	87	88	90	91	442				
Contadores/Redutores	m€	37	29	29	43	51	51	63	64	52	60	209				
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	1 023	618	785	818	769	763	767	769	773	778	3 850				
Mercado Novo	#	166	57	59	87	13	16	18	17	18	18	85				
Mercado Existente	#	853	557	724	725	753	745	745	746	753	753	3 742				
Conversão	#	853	462	602	546	565	559	559	559	565	565	2 807				
Reconversão	#	80	83	113	172	158	156	156	157	158	158	765				
Pequeno terciário	#	30	12	9	7	30	30	30	30	30	30	150				
Grande consumo	#	4	4	2	6	3	2	6	2	6	2	23				
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	769	763	767	769	773	778	3 850				
MP	#	-	-	-	-	3	2	6	6	2	7	23				
BP>	#	-	-	-	-	766	761	761	763	771	771	3 827				
BP<	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	4 958	2 380	12 306	25 494	34 837	45 511	52 482				
MP	MWh	-	-	-	-	2 541	1 138	8 587	19 302	26 156	34 332	40 029				
BP>	MWh	-	-	-	-	2 417	1 242	3 719	6 192	8 681	11 179	12 423				
BP<	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	21 743	22 281	22 863	23 675	24 444	25 207	25 974	26 743	27 516	28 294	28 204				
MP	#	34	33	31	27	27	27	27	27	27	27	27				
BP>	#	94	93	91	93	96	98	104	110	112	119	119				
BP<	#	21 615	22 155	22 841	23 555	24 321	25 082	25 843	26 606	27 377	28 148	28 148				
Consumo Unitário	MWh/PA	64,0	62,4	62,2	62,5	58,5	54,1	53,7	52,6	51,4	50,4	50,4				
MP	MWh/PA	34 957,2	35 741,9	38 401,8	42 958,4	44 812,4	42 458,3	42 458,3	42 458,3	42 458,3	42 458,3	42 458,3				
BP>	MWh/PA	1 163,7	1 167,0	1 183,8	1 409,3	1 283,5	1 443,0	1 473,9	1 491,4	1 499,4	1 511,8	1 511,8				
BP<	MWh/PA	3,3	3,1	3,1	3,2	3,2	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1				
Energia Veiculada Total	MWh	1 361 849	1 374 318	1 407 936	1 457 886	1 407 150	1 363 246	1 373 172	1 386 360	1 395 703	1 406 377	1 413 348				
MP	MWh	1 188 544	1 197 354	1 228 859	1 245 792	1 209 934	1 146 374	1 146 374	1 146 374	1 146 374	1 146 374	1 146 374				
BP>	MWh	103 394	109 114	108 910	137 935	121 290	141 416	148 865	159 580	166 434	174 610	180 337				
BP<	MWh	69 911	67 849	70 168	74 158	75 925	75 456	77 933	80 405	82 895	85 392	86 637				
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
	m€	56	224	10	20	24	40	47	43	780	867	1 773				
Redes	m€	39	198	-	-	-	-	-	-	450	520	970				
MP	m€	39	198	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	450	520	970				
Rede Primária - MP	m€	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	6 200	6 200	12 400				
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51				
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	1	1	1	1	1	1	1	1	7	13	13				
Outras Infraestruturas	m€	12	12	10	18	22	27	28	29	30	31	145				
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Contadores e reativações por rotatividade de clientes	m€	12	12	10	18	22	27	28	29	30	31	145				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	5	15	-	2	2	13	18	14	300	316	661				
OUTROS INVESTIMENTOS																
	m€	3	14	17	33	38	35	9	18	36	41	140				
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	3	14	17	33	38	35	9	18	36	41	140				
Racional Económico																
Densificação de Rede																
Nº de Fogos da GMR	#	-	-	-	69 268	69 268	69 268	69 268	69 268	69 268	69 268	69 268				
CUFs Ativos	#	-	-	-	23 675	24 444	25 207	25 974	26 743	27 516	28 294	28 204				
% de Ligados	%	-	-	-	34%	35%	36%	37%	39%	40%	41%	41%				
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	87	86	85	82	82	82	81	79	77	77	77				
PA (EoP)	#	21 743	22 281	22 863	23 675	24 444	25 207	25 974	26 743	27 516	28 294	28 204				
Km Rede Secundária (EoP)	Km	249	289	271	289	299	309	320	331	347	365	365				
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	170	64	60	47	75	76	69	70	47	44	58				
PA (Ligados Período)	#	1 023	618	785	818	769	763	767	769	773	778	3 850				
Km rede secundária (Construída Período)	Km	6	10	13	17	10	10	11	11	16	18	66				
Rátiros de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 101	1 713	1 921	2 113	1 841	1 856	1 930	1 954	1 897	2 038	1 935				
Investimento Expansão	€	1 126	1 659	1 508	1 729	1 416	1 460	1 500	1 467	1 586	1 451	1 451				
PA>	€	594	374	496	520	502	506	514	515	511	520	2 564				
Redes, Ramais e UAGs	€	488	639	959	1 125	811	806	875	885	847	935	4 348				
Contadores e Redutores	€	44	49	53	84	102	104	92	102	109	131	538				
Clientes Ligados	#	1 023	618	785	818	769	763	767	769	773	778	3 850				
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	5,9	15,5	16,6	21,1	13,3	13,2	14,4	14,4	13,3	14,6	14,0				
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	210	87	384	-	286	298	98	133	198	114	142				
A- Rentabilidade Investimento	%	12,62%	15,11%	4,79%	-	-	4,57%	12,13%	9,11%	3,44%	6,17%	6,89%				
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%				
Prémio de GMR (A-B)	pp	4,77	8,46	(1,85)	-	-	(0,13)	7,43	4,41	(1,26)	1,47	2,19				

Descrição	unim.	Real 18-21					PDIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		318	234	575	733	250	255	262	264	229	237	237	237	237	237	1 378
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	196	130	490	494	140	164	166	136	141	158	158	158	158	158	763
Rede Secundária - BP	m€	155	89	465	426	112	135	137	107	112	126	126	126	126	126	619
Ramais	m€	41	41	24	68	28	29	29	29	29	30	30	30	30	30	147
Rede Secundária - BP	mts	3 469	1 712	5 691	10 574	1 705	2 154	2 154	1 641	1 688	1 938	1 938	1 938	1 938	1 938	9 575
Ramais	#	191	150	79	210	74	74	74	73	74	74	74	74	74	74	369
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	57	58	64	75	76	79	81	82	84	85	85	85	85	85	386
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	33	14	27	83	45	27	27	23	23	23	23	23	23	23	125
Pontos de Abastecimento																
Novo	m€	86	86	56	156	64	64	64	63	64	64	64	64	64	64	449
Existente	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversão	m€	86	86	56	156	64	64	64	63	64	64	64	64	64	64	320
Recuperação	m€	73	78	51	112	53	53	53	52	53	53	53	53	53	53	269
Pequeno terciário	m€	3	2	1	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	14
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	20	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	76
Contadores/Redutores																
Novo	m€	11	6	4	18	7	13	14	7	8	11	11	11	11	11	53
Existente	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversão	m€	199	173	113	373	132	134	134	131	133	134	134	134	134	134	666
Recuperação	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pequeno terciário	m€	191	172	111	360	130	129	129	128	130	130	130	130	130	130	646
Grande consumo	m€	146	148	95	209	98	97	97	96	98	98	98	98	98	98	486
Pequeno terciário	m€	39	20	14	150	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	135
Grande consumo	m€	6	4	2	1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	25
Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	-	-	-	-	132	134	134	131	133	134	134	134	134	134	666
BP>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP<	#	-	-	-	-	132	132	132	131	133	133	133	133	133	133	661
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	332	1 523	3 489	4 099	4 434	4 978	4 978	4 978	4 978	4 978	5 353
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1 358	2 993	3 271	3 271	3 477	3 477	3 477	3 477	3 477	3 684
BP<	MWh	-	-	-	-	332	165	496	828	1 164	1 501	1 501	1 501	1 501	1 501	1 669
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	2 816	2 989	3 100	3 456	3 588	3 722	3 856	3 987	4 120	4 254	4 254	4 254	4 254	4 254	20 254
BP>	#	10	9	9	9	9	11	13	13	13	14	14	14	14	14	14
BP<	#	2 806	2 980	3 091	3 447	3 579	3 711	3 843	3 974	4 107	4 240	4 240	4 240	4 240	4 240	20 240
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	4,9	5,2	4,6	4,9	4,3	4,8	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
BP>	MWh/PA	818,4	860,2	694,7	880,4	842,8	843,7	909,7	861,1	861,1	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5
BP<	MWh/PA	2,3	2,4	2,5	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	13 318	14 990	13 908	16 069	15 958	17 725	19 691	20 300	20 636	21 180	21 180	21 180	21 180	21 180	21 555
BP>	MWh	6 956	8 172	6 252	7 923	7 586	9 281	10 916	11 194	11 194	11 400	11 400	11 400	11 400	11 607	11 607
BP<	MWh	6 362	6 818	7 655	8 146	8 372	8 444	8 775	9 107	9 442	9 780	9 780	9 780	9 780	9 780	9 948
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Infraestruturas	m€	1	2	1	1	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5	22
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	1	2	1	1	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5	22
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	1	1	-	0	0	2	3	2	3	3	3	3	3	3	12
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	0	1	1	1	2	1	0	1	1	2	2	2	2	2	5
Racional Económico																
Densificação de Rede																
N.º de Fogos da LSD	#	-	-	-	19 455	19 455	19 455	19 455	19 455	19 455	19 455	19 455	19 455	19 455	19 455	19 455
CU's Alíeis	#	-	-	-	3 456	3 588	3 722	3 856	3 987	4 120	4 254	4 254	4 254	4 254	4 254	
% de Ligados	%	-	-	-	18%	18%	19%	20%	20%	21%	22%	22%	22%	22%	22%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	50	51	48	46	47	47	48	48	49	49	49	49	49	49	49
PA (EoP)	#	2 816	2 989	3 100	3 456	3 588	3 722	3 856	3 987	4 120	4 254	4 254	4 254	4 254	4 254	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	57	58	64	75	76	79	81	82	84	86	86	86	86	86	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	56	101	20	35	75	62	62	80	79	69	69	69	69	70	
PA (Ligados Período)	#	153	173	113	373	132	134	134	131	133	134	134	134	134	134	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	3	2	6	11	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Rádios de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 669	1 376	5 124	2 014	1 978	2 031	2 042	1 783	1 809	1 966	1 966	1 966	1 966	1 966	1 927
Investimento Expansão	€	332	238	579	751	261	272	274	234	241	263	263	263	263	263	1 289
PA's	€	119	101	83	239	110	91	91	86	88	89	89	89	89	89	445
Redes, Ramais e UAGs	€	196	130	490	494	140	164	166	136	141	158	158	158	158	158	765
Contadores e Redutores	€	7	8	6	18	11	17	17	11	12	16	16	16	16	16	73
Clientes Ligados	#	153	173	113	373	132	134	134	131	133	134	134	134	134	134	666
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	18,0	9,9	50,4	28,3	13,4	16,1	16,1	12,5	12,7	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,4
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	265	546	2 125	-	787	89	309	701	711	352	352	352	352	352	240
A- Rentabilidade Investimento																
	%	9,00%	3,99%	-1,38%	-	-	12,58%	3,25%	1,25%	1,18%	2,74%	2,74%	2,74%	2,74%	2,74%	4,76%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax																
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,76%
Premio de LSD (A-B)																
	pp	1,15	(2,66)	(8,02)	-	-	7,88	(1,45)	(3,45)	(3,52)	(1,96)	(1,96)	(1,96)	(1,96)	(1,96)	0,86

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		573	555	395	359	725	765	802	734	735	700	4 243				
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	371	315	304	235	609	648	738	642	639	661	3 773				
Rede Secundária - BP	m€	211	184	217	121	392	407	488	402	399	419	2 116				
Ramais	m€	153	141	179	67	91	314	390	305	300	319	1 628				
Rede Secundária - BP	m€	59	43	38	54	91	94	98	97	99	101	468				
Ramais	m€	3 560	2 661	4 664	1 520	4 791	4 838	6 188	4 688	4 545	4 782	25 108				
Rede Secundária - BP (Extensão)	m€	197	135	104	140	237	242	245	246	249	250	1 232				
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	332	335	340	341	346	351	357	362	366	371	371				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	40	45	32	37	43	70	79	68	66	68	352				
Pontos de Abastecimento																
Novo	m€	119	86	55	77	174	171	171	171	173	173	1 306				
Existente	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Conversão	m€	119	86	55	77	174	171	171	171	173	173	860				
Reconversão	m€	89	63	40	57	142	140	140	140	142	142	704				
Pequeno terciário	m€	21	18	13	15	24	23	23	23	24	24	118				
Grande consumo	m€	10	6	2	5	8	8	8	8	8	8	38				
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Contadores/Redutores	m€	-	-	-	13	47	49	50	51	52	53	253				
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	20	10	8	18	34	37	52	34	32	35	100				
Novo	#	427	238	202	305	425	436	441	441	449	450	2 217				
Existente	#	141	51	85	141	72	88	88	94	99	99	468				
Conversão	#	259	189	117	159	351	346	346	346	350	350	1 738				
Reconversão	#	168	113	71	101	263	259	259	259	262	262	1 301				
Pequeno terciário	#	75	59	43	47	74	73	73	73	74	74	367				
Grande consumo	#	16	11	3	11	14	14	14	14	14	14	70				
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	425	436	441	441	449	450	2 217			
MP	#	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-			
BP>	#	-	-	-	-	-	1	2	7	1	1	11				
BP<	#	-	-	-	-	-	423	434	434	440	449	449	2 206			
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	11 410	6 000	13 636	16 189	17 931	19 667	20 578			
MP	MWh	-	-	-	-	-	9 738	-	-	-	-	-	-			
BP>	MWh	-	-	-	-	-	178	5 200	11 244	12 195	12 301	12 389	12 478			
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1 493	800	2 392	3 995	5 631	7 277	8 100			
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	27 493	27 702	27 863	28 116	28 541	28 977	29 418	29 859	30 308	30 758	30 758				
MP	#	7	7	7	6	7	7	7	7	7	7	7				
BP>	#	80	79	74	72	73	75	82	83	84	84	84				
BP<	#	27 406	27 616	27 782	28 038	28 461	28 895	29 329	29 769	30 218	30 667	30 667				
Consumo Unitário	MWh/PA	19,4	18,5	18,4	17,8	18,3	17,7	17,8	17,6	17,4	17,2	17,2				
MP	MWh/PA	49 729,2	50 537,8	52 261,5	52 613,5	55 801,4	49 960,5	49 960,5	49 960,5	49 960,5	49 960,5	49 960,5				
BP>	MWh/PA	678,2	735,1	667,3	700,8	741,5	805,2	846,3	816,8	813,2	809,4	809,4				
BP<	MWh/PA	3,8	3,6	3,4	3,6	3,6	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6				
Energia Veiculada Total	MWh	527 511	510 497	511 918	497 041	518 580	511 849	519 485	522 039	523 780	525 516	536 427				
MP	MWh	372 069	353 764	365 830	341 975	362 709	349 723	349 723	349 723	349 723	349 723	349 723				
BP>	MWh	50 184	58 439	51 046	54 813	55 788	60 393	66 437	67 388	67 494	67 583	67 671				
BP<	MWh	104 257	98 294	95 041	100 254	102 083	101 733	103 324	104 927	106 563	108 209	109 032				
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
		169	208	45	40	26	43	50	45	50	49	231				
Redes																
MP	m€	132	189	26	17	-	-	-	-	-	-	-				
BP (estruturante)	m€	132	95	6	(0)	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP	m€	-	88	20	17	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	24	-	24	6	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	1 600	-	323	354	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42				
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
Outras Infraestruturas																
Reestruturação de Infraestruturas	m€	18	16	13	18	24	29	30	30	31	31	151				
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Contadores e reativações por rotação de clientes	m€	18	16	13	18	24	29	30	30	31	31	151				
Capitalização de Encargos de Estrutura																
	m€	19	9	6	5	2	14	20	14	19	19	85				
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	34	42	46	83	90	74	15	48	46	51	234				
Racional Económico																
Densificação de Rede																
Nº de Fogos da MAI	#	-	-	-	60 529	60 529	60 529	60 529	60 529	60 529	60 529	60 529	60 529			
CUTs Ativos	#	-	-	-	28 116	28 541	28 977	29 418	29 859	30 308	30 758	30 758				
% de Ligados	%	-	-	-	46%	47%	48%	49%	49%	50%	51%	51%				
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	83	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82				
PA (EoP)	#	27 493	27 702	27 863	28 116	28 541	28 977	29 418	29 859	30 308	30 758	30 758				
Km Rede Secundária (EoP)	Km	332	337	342	343	348	353	359	364	369	373	373				
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	120	56	41	163	89	88	71	94	99	94	88				
PA (Ligados Período)	#	427	238	202	305	425	436	441	441	449	450	2 217				
Km rede secundária (Construída Período)	Km	4	4	5	2	5	5	6	5	5	5	25				
Rátiros de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 016	1 600	1 825	1 149	1 757	1 782	1 868	1 684	1 639	1 702	1 735				
Investimento Expansão	€	434	381	369	350	747	777	824	743	736	766	3 845				
PA>	€	100	131	87	114	217	241	250	240	240	241	1 211				
Redes, Ramais e UAGs	€	211	184	217	121	392	407	488	402	399	419	2 116				
Contadores e Redutores	€	63	66	65	115	138	129	86	101	97	105	518				
Clientes Ligados	#	427	238	202	305	425	436	441	441	449	450	2 217				
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	8,3	11,2	23,1	5,0	11,3	11,3	14,0	10,6	10,1	10,7	11,3				
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	106	171	556	-	65	65	252	405	447	420	187				
A- Rentabilidade Investimento	%	21,10%	8,59%	5,21%	-	19,16%	5,62%	4,31%	4,00%	4,03%	4,03%	8,13%				
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%				
Prémio de MAI (A-B)	pp	13,25	1,94	(1,44)	-	14,46	0,92	(0,39)	(0,70)	(0,67)	(0,67)	3,43				

Descrição	unim.	Real 18-21					PIRD 2022						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2023-2027	
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO													
		661	455	1 135	1 189	808	772	796	785	846	808	4 545	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO													
Rede e UAGs	m€	187	147	842	913	415	402	451	426	471	492	2 243	
Rede Secundária - BP	m€	140	91	778	810	318	302	349	323	364	381	1 720	
Ramais	m€	47	56	65	103	97	100	103	104	108	110	523	
Rede Secundária - BP	mts	3 771	2 489	10 955	12 607	5 062	4 708	5 455	4 955	5 568	5 818	26 501	
Ramais	#	153	181	180	303	253	259	261	263	269	270	1 322	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	299	302	313	325	330	335	341	345	351	357	1 357	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	34	44	59	96	67	70	76	73	76	78	373	
Pontos de Abastecimento													
Mercado Novo	m€	87	128	142	162	184	183	183	182	184	184	1 393	
Mercado Existente	m€	87	128	142	162	184	182	182	182	184	184	913	
Conversão	m€	70	87	98	82	151	149	149	149	151	151	748	
Recuperação	m€	11	25	33	72	25	25	25	25	25	25	124	
Pequeno terciário	m€	6	16	11	8	8	8	8	8	8	8	41	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	27	51	53	53	55	56	57	274	
Contadores/Redutores	m€	19	17	24	31	37	34	43	37	44	43	209	
Pontos de Abastecimento - Segmento													
Mercado Novo	#	312	430	428	585	453	466	469	473	485	486	2 379	
Mercado Existente	#	130	149	110	177	80	99	99	105	111	111	525	
Conversão	#	180	278	316	404	371	367	367	367	371	371	1 843	
Recuperação	#	128	160	180	155	278	275	275	275	278	278	1 381	
Pequeno terciário	#	41	91	117	232	78	77	77	77	78	78	387	
Grande consumo	#	11	27	19	17	15	15	15	15	15	15	75	
2	#	2	3	2	4	2	-	3	1	3	4	11	
Pontos de Abastecimento - Tarifa													
MP	#	-	-	-	-	453	466	469	473	485	486	2 379	
BP>	#	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	1	
BP<	#	-	-	-	-	1	2	1	3	4	4	10	
BP<	#	-	-	-	-	451	466	466	472	482	483	2 368	
Energia Veiculada Adicional													
MP	MWh	-	-	-	-	10 495	849	11 173	22 095	24 949	28 057	29 757	
BP>	MWh	-	-	-	-	8 661	-	8 265	16 530	16 530	16 530	16 530	
BP<	MWh	-	-	-	-	225	-	366	1 332	2 444	3 801	4 638	
BP<	MWh	-	-	-	-	1 609	849	2 542	4 243	5 975	7 725	8 599	
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa													
MP	#	30 889	31 263	31 578	32 111	32 564	33 030	33 499	33 972	34 457	34 943	34 943	
BP>	#	8	7	8	9	10	10	11	11	11	11	11	
BP<	#	128	137	126	107	108	108	110	111	114	118	118	
BP<	#	30 753	31 119	31 444	31 995	32 446	32 912	33 378	33 850	34 332	34 814	34 814	
Consumo Unitário													
MP	MWh/PA	15,1	14,7	13,9	14,4	17,2	14,4	14,6	14,7	14,6	14,5	14,5	
BP>	MWh/PA	31 921,1	36 275,1	35 335,7	31 910,8	39 405,7	28 631,0	28 054,8	27 580,9	27 580,9	27 580,9	27 580,9	
BP<	MWh/PA	500,8	570,2	476,6	634,7	635,5	688,5	688,5	684,9	682,7	673,8	673,8	
BP<	MWh/PA	3,9	3,6	3,4	3,6	3,6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Energia Veiculada Total													
MP	MWh	464 135	457 484	435 291	458 496	557 647	475 954	486 278	497 159	500 054	503 161	504 862	
BP>	MWh	271 329	272 063	265 018	271 241	374 354	286 310	294 575	302 840	302 840	302 840	302 840	
BP<	MWh	74 740	75 547	62 674	73 941	68 320	74 358	74 724	75 680	76 801	78 109	78 986	
BP<	MWh	118 065	109 875	107 598	113 314	114 973	115 286	116 979	118 679	120 412	122 162	123 038	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS													
		290	51	8	(74)	-	-	-	-	-	-	-	
Redes	m€	290	51	8	(74)	-	-	-	-	-	-	-	
MP	m€	-	32	8	(81)	-	-	-	-	-	-	-	
BP (estruturante)	m€	290	18	-	6	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	648	16	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	4 107	371	-	110	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Outras Infraestruturas	m€	14	18	16	21	28	33	34	34	34	35	170	
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	14	18	16	21	28	33	34	34	34	35	170	
Capitalização de Encargos de Estrutura													
	m€	1	10	12	4	2	16	22	16	21	20	96	
OUTROS INVESTIMENTOS													
	m€	48	58	56	69	113	70	31	54	59	57	271	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	48	58	56	69	113	70	31	54	59	57	271	
Racional Económico													
Densificação de Rede													
N.º de Fogos da MTS	#	-	-	-	-	83 371	83 371	83 371	83 371	83 371	83 371	83 371	
CU's Alíeis	#	-	-	-	-	32 111	32 564	33 030	33 499	33 972	34 457	34 943	
% de Ligados	%	-	-	-	-	39%	39%	40%	40%	41%	41%	42%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	102	102	99	97	97	97	97	97	97	97	97	
PA (EoP)	#	30 889	31 263	31 578	32 111	32 564	33 030	33 499	33 972	34 457	34 943	34 943	
Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	304	307	318	330	335	340	346	351	356	362	362	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	40	150	39	46	89	99	86	95	87	84	90	
PA (Ligados Período)	#	312	430	428	585	453	466	469	473	485	486	2 379	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	8	3	11	13	5	5	5	5	6	6	27	
Riscos de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 210	949	2 645	2 190	1 834	1 667	1 713	1 677	1 765	1 813	1 728	
Investimento Expansão	€	378	408	1 132	1 281	881	777	803	793	856	881	4 111	
PA<	€	124	171	201	257	251	252	257	254	260	262	1 286	
Redes, Ramais e UAGs	€	187	147	842	913	415	402	451	426	471	492	2 243	
Contadores e Redutores	€	70	89	88	111	165	124	95	112	125	127	582	
Clientes Ligados	#	312	430	428	585	453	466	469	473	485	486	2 379	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	12,1	5,8	25,6	21,6	11,2	10,1	11,6	10,5	11,5	12,0	11,3	
Investimento do ano /IGN Veiculada do Lote	€/MWh	174	152	444	-	-	79	457	42	274	304	259	
A- Rentabilidade Investimento													
	%	10,54%	15,38%	4,19%	-	-	4,08%	8,29%	5,62%	4,99%	5,55%	5,73%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax													
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	
Premio de MTS (A-B)													
	pp	2,69	8,74	(2,52)	-	-	(0,62)	3,59	0,92	0,29	0,85	1,00	

Descrição	u.m.	Real 18-21										POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032					
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																					
		274	426	563	223	229	287	306	250	361	282	320	327	1.724							
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																					
Rede e UAGs	m€	272	421	561	223	281	299	282	354	274	311	1.685									
Rede Secundária - BP	m€	200	254	397	131	167	191	177	240	169	202	979									
Ramais	m€	191	230	343	100	134	157	143	204	134	166	802									
	m€	3	44	54	31	34	35	38	37	35	36	176									
Rede Secundária - BP	m€	3.816	4.076	5.758	1.524	2.131	2.487	2.224	3.224	2.026	2.520	12.487									
Ramais	m€	29	144	142	93	88	88	87	89	88	89	441									
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	37	41	47	49	51	53	56	59	61	63	63									
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	15	26	48	25	37	31	29	37	28	31	157									
Pontos de Abastecimento																					
Mercado Novo	m€	57	142	116	67	77	77	76	76	77	77	540									
Mercado Existente	m€	57	142	116	67	77	77	76	76	77	77	384									
Conversão	m€	49	134	98	60	63	63	63	63	63	63	315									
Reconversão	m€	3	4	12	4	11	11	10	10	11	11	52									
Pequeno terciário	m€	5	5	6	3	3	3	3	3	3	3	16									
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
Instalação e análise técnica de processo	m€	-	-	-	12	18	18	18	18	18	19	90									
Contadores/Redutores	m€	5	11	9	7	11	15	12	24	9	15	79									
Pontos de Abastecimento - Segmento																					
Mercado Novo	#	119	291	246	132	158	158	156	160	158	160	792									
Mercado Existente	#	117	289	242	128	156	155	154	154	156	156	775									
Conversão	#	98	266	190	109	117	116	116	116	117	117	582									
Reconversão	#	10	13	43	14	33	33	32	33	33	33	163									
Pequeno terciário	#	9	10	9	5	6	6	6	6	6	6	30									
Grande consumo	#	-	1	-	-	1	1	1	1	1	1	2									
Pontos de Abastecimento - Tarifa																					
MP	#	-	-	-	-	158	158	156	160	158	160	792									
BP>	#	-	-	-	-	1	2	1	5	-	2	10									
BP<	#	-	-	-	-	157	156	155	155	158	158	783									
Energia Veiculada Adicional																					
MP	MWh	-	-	-	-	586	526	1.754	9.394	16.538	17.922	19.300									
BP>	MWh	-	-	-	-	178	325	1.151	8.395	15.137	16.111	17.085									
BP<	MWh	-	-	-	-	409	201	603	999	1.401	1.811	2.015									
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	2.780	3.072	3.305	3.426	3.584	3.742	3.898	4.058	4.216	4.376	4.376									
MP	#	6	7	10	10	11	13	14	19	19	21	21									
BP>	#	2.774	3.065	3.295	3.416	3.573	3.729	3.884	4.039	4.197	4.355	4.355									
Consumo Unitário																					
MP	MWh/PA	6,6	7,1	6,4	6,7	6,5	6,4	6,6	8,2	9,6	9,6	9,6									
BP>	MWh/PA	1.684,7	1.942,0	1.381,0	1.299,6	1.224,8	1.074,6	1.096,0	1.335,8	1.514,8	1.487,8	1.487,8									
BP<	MWh/PA	2,6	2,8	2,7	2,8	2,8	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7									
Energia Veiculada Total																					
MP	MWh	18.123	20.684	20.355	22.445	22.658	23.820	25.048	32.688	39.832	41.216	42.304									
BP>	MWh	10.951	12.623	11.738	12.996	12.860	13.970	14.797	22.040	28.782	29.756	30.730									
BP<	MWh	7.173	8.061	8.617	9.449	9.798	9.850	10.251	10.648	11.050	11.460	11.664									
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																					
		2	4	2	5	3	6	7	7	8	8	33									
Redes																					
MP	m€	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-									
BP (estruturante)	m€	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-									
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	52	-	-	-	-	-	-	-									
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13									
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
Outras Infraestruturas																					
Reestruturação de Infraestruturas	m€	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	22									
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	22									
Capitalização de Encargos de Estrutura																					
	m€	1	2	-	0	0	2	3	2	3	3	13									
OUTROS INVESTIMENTOS																					
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	0	1	1	1	2	1	0	1	1	2	5									
Racional Económico																					
Densificação de Rede																					
Nº de Fogos da PFR	#	-	-	-	21.948	21.948	21.948	21.948	21.948	21.948	21.948	21.948									
CUTs Ativos	#	-	-	-	3.426	3.584	3.742	3.898	4.058	4.216	4.376	4.376									
% de Ligados	%	-	-	-	16%	16%	17%	18%	18%	19%	20%	20%									
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	74	74	70	70	70	70	70	69	69	69	69									
PA (EoP)	#	2.780	3.072	3.305	3.426	3.584	3.742	3.898	4.058	4.216	4.376	4.376									
Km Rede Secundária (EoP)	Km	37	41	47	49	51	53	56	59	61	63	63									
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	31	71	43	84	74	64	70	50	78	63	63									
PA (Ligados Período)	#	119	291	246	132	158	158	156	160	158	160	792									
Km rede secundária (Construída Período)	Km	4	4	6	2	2	2	2	3	2	3	12									
Rátiros de expansão																					
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	2.328	1.489	2.323	1.771	1.875	2.008	1.906	2.386	1.817	2.070	2.039									
Investimento Expansão	€	277	438	574	234	296	317	297	382	287	331	1.645									
PA>	€	72	108	164	92	114	108	106	114	105	105	541									
Redes, Ramais e UAGs	€	200	254	397	131	167	191	177	240	169	202	979									
Contadores e Redutores	€	6	12	10	10	15	18	15	28	13	20	95									
Clientes Ligados	#	119	291	246	132	158	158	156	160	158	160	792									
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	32,1	14,0	23,4	11,5	13,5	15,7	14,3	20,2	12,8	15,8	15,8									
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	740	418	668	-	505	302	212	28	695	141	89									
A- Rentabilidade Investimento	%	3,64%	5,77%	2,13%	-	-	3,51%	5,20%	43,29%	1,31%	7,77%	13,00%									
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%									
Prémio de PFR (A-B)	pp	(4,21)	(0,87)	(4,51)	-	-	(1,19)	0,50	38,59	(3,39)	3,07	8,30									

Descrição	unim.	Real 18-21				DIRE 22 2022	PDIRD 2022					
		2018	2019	2020	2021		2023	2024	2025	2026	2027	1 2023-2027
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		1 732	552	190	204	473	470	507	512	500	504	2 779
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		1 722	539	182	194	462	454	491	496	472	475	2 675
Rede e UAGs	m€	1 243	303	129	144	288	279	312	316	295	298	1 501
Rede Secundária - BP	m€	1 157	240	108	125	222	211	243	245	223	225	1 148
Ramais	m€	86	63	21	19	66	68	70	71	72	73	353
Rede Secundária - BP	mts	21 969	3 864	1 574	2 042	3 526	3 295	3 795	3 795	3 377	3 377	17 639
Ramais	#	320	202	50	44	172	176	177	179	181	181	894
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	75	79	80	82	86	89	93	97	100	104	104
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	135	70	15	15	46	48	52	52	49	49	249
Pontos de Abastecimento	m€	344	166	38	36	128	127	127	127	129	129	945
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	344	166	38	36	128	127	127	127	129	129	639
Conversão	m€	288	149	31	21	106	105	105	105	106	106	525
Recuperação	m€	51	13	3	11	17	17	17	17	18	18	87
Pequeno terciário	m€	4	5	4	3	5	5	5	5	5	5	27
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	7	34	36	36	37	38	39	185
Contadores/Redutores	m€	33	18	5	4	19	17	23	24	18	18	109
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	843	372	119	81	308	316	318	322	326	326	1 608
Mercado Novo	#	65	20	43	3	48	59	59	63	66	66	313
Mercado Existente	#	777	349	76	78	259	257	257	257	260	260	1 291
Conversão	#	579	294	58	36	195	193	193	193	195	195	969
Recuperação	#	189	46	11	37	54	54	54	54	55	55	272
Pequeno terciário	#	9	9	7	5	10	10	10	10	10	10	50
Grande consumo	#	1	3	-	-	1	-	2	2	-	-	4
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	308	316	318	322	326	326	1 608
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	1	-	2	2	-	-	4
BP<	#	-	-	-	-	307	316	316	320	326	326	1 604
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	1 021	453	4 398	8 756	10 090	11 021	11 486
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	178	-	3 040	6 494	6 907	6 907	6 907
BP<	MWh	-	-	-	-	843	453	1 358	2 263	3 183	4 114	4 579
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	5 582	5 940	6 043	6 106	6 414	6 730	7 048	7 370	7 696	8 022	8 022
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	14	17	19	18	19	19	21	23	23	23	23
BP<	#	5 568	5 923	6 024	6 088	6 395	6 711	7 027	7 347	7 673	7 999	7 999
Consumo Unitário	MWh/PA	4,1	5,0	4,7	5,4	5,3	5,3	5,6	5,9	5,8	5,7	5,7
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh/PA	596,4	912,5	676,2	873,5	817,6	874,8	983,1	1 050,7	1 023,0	1 023,0	1 023,0
BP<	MWh/PA	2,6	2,5	2,7	2,8	2,7	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Energia Veiculada Total	MWh	21 028	28 774	28 335	33 033	32 117	34 375	38 319	42 678	44 011	44 942	45 408
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	7 455	14 143	12 171	16 160	15 126	16 622	19 662	23 116	23 529	23 529	23 529
BP<	MWh	13 573	14 631	16 164	16 873	16 992	17 753	18 657	19 562	20 482	21 413	21 879
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		9	11	4	5	6	11	13	12	14	13	66
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Infraestruturas	m€	4	5	4	5	6	8	8	8	9	9	42
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	4	5	4	5	6	8	8	8	9	9	42
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	5	6	-	0	0	4	5	4	5	5	24
OUTROS INVESTIMENTOS		1	2	3	4	5	4	2	4	14	14	38
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	1	2	3	4	5	4	2	4	14	14	38
Racional Económico												
Densificação de Rede												
N.º de Fogos da PRD	#	-	-	-	35 518	35 518	35 518	35 518	35 518	35 518	35 518	35 518
CU's Alíeis	#	-	-	-	6 106	6 414	6 730	7 048	7 370	7 696	8 022	8 022
% de Ligados	%	-	-	-	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	23%
PA/Km Rede Secundária (Eop)	#/Km	74	75	75	74	73	75	76	76	77	77	77
PA (Eop)	#	5 582	5 940	6 043	6 106	6 414	6 730	7 048	7 370	7 696	8 022	8 022
Km Rede Secundária (Eop)	Km	75	79	80	82	86	89	93	97	100	104	104
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	38	96	76	40	87	96	84	85	97	97	91
PA (Ligados Período)	#	843	372	119	81	308	316	318	322	326	326	1 608
Km rede secundária (Construída Período)	Km	22	4	2	2	4	3	4	4	3	3	18
Rádios de expansão												
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	2 078	1 502	1 622	2 557	1 588	1 523	1 643	1 645	1 565	1 576	1 590
Investimento Expansão	€	1 752	559	193	207	489	481	522	530	510	514	2 597
PA's	€	479	337	53	50	174	175	179	180	177	177	888
Redes, Ramais e UAGs	€	1 243	303	129	144	288	279	312	316	295	298	1 501
Contadores e Redutores	€	30	19	11	13	27	27	31	34	38	39	168
Clientes Ligados	#	843	372	119	81	308	316	318	322	326	326	1 608
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	26,1	10,4	13,2	25,2	11,5	10,4	11,9	11,8	10,4	10,4	11,0
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	394	103	288	-	479	531	75	305	548	552	223
A- Rentabilidade Investimento	%	5,13%	15,93%	6,50%	-	-	2,77%	15,48%	4,14%	2,53%	2,47%	5,86%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Premio de PRD (A-B)	pp	(2,70)	8,31	(0,08)	-	-	(1,93)	10,78	(0,56)	(2,17)	(2,23)	1,16

Descrição	u.m.	Real 18-21				POIRD 2022							
		2018	2019	2020	2021	DIRC 22 2022	2023	2024	2025	2026	2027	F 2023-2027	
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO													
		-	-	-	637	1.107	515	238	114	327	418	1.785	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO													
Rede e UAGs													
Rede Secundária - BP	m€	-	-	-	180	456	515	237	113	326	417	1.780	
Ramais	m€	-	-	-	180	234	254	115	55	160	238	821	
Rede Secundária - BP	m€	-	-	-	60	60	63	30	15	41	64	193	
Ramais	mts	-	-	-	2.871	3.759	3.981	1.769	834	2.420	3.670	12.674	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	1	1	1	3	7	11	13	14	16	20	20	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	-	1	28	54	25	12	33	43	166	
Pontos de Abastecimento													
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	136	144	68	32	93	92	601	
Mercado Existente	m€	-	-	-	-	136	144	68	32	92	92	429	
Conversão	m€	-	-	-	-	111	118	56	26	76	76	351	
Reconversão	m€	-	-	-	-	58	19	20	9	4	13	58	
Pequeno terciário	m€	-	-	-	-	6	6	3	2	4	4	19	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	0	31	33	16	8	22	22	101	
Contadores/Redutores	m€	-	-	-	1	20	20	8	4	11	20	71	
Pontos de Abastecimento - Segmento													
Mercado Novo	#	-	-	-	-	277	293	139	66	188	193	879	
Mercado Existente	#	-	-	-	-	274	291	138	65	186	186	866	
Conversão	#	-	-	-	-	205	218	103	48	140	140	649	
Reconversão	#	-	-	-	-	58	65	29	14	39	39	182	
Pequeno terciário	#	-	-	-	-	11	12	6	3	7	7	35	
Grande consumo	#	-	-	-	-	3	1	-	-	5	5	6	
Pontos de Abastecimento - Tarifa													
MP	#	-	-	-	-	277	293	139	66	188	193	879	
BP>	#	-	-	-	-	3	1	-	-	-	5	6	
BP<	#	-	-	-	-	274	292	139	66	188	188	873	
Energia Veiculada Adicional													
MP	MWh	-	-	-	-	3.210	958	7.919	19.976	31.605	43.681	50.182	
BP>	MWh	-	-	-	-	2.254	443	6.644	12.403	17.652	29.083	35.265	
BP<	MWh	-	-	-	-	956	515	1.275	1.622	2.051	2.697	3.015	
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa													
MP	#	-	-	-	-	277	570	709	775	963	1.156	1.156	
BP>	#	-	-	-	-	3	4	4	4	4	9	9	
BP<	#	-	-	-	-	274	566	705	771	959	1.147	1.147	
Consumo Unitário													
MP	MWh/PA	-	-	-	-	421,7	2,2	12,8	27,3	36,7	41,5	41,5	
BP>	MWh/PA	-	-	-	-	1.502,7	110,7	1.661,1	3.100,7	4.413,0	4.474,3	4.474,3	
BP<	MWh/PA	-	-	-	-	7,1	1,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8	
Energia Veiculada Total													
MP	MWh	-	-	-	-	58.402	1.246	8.207	20.264	31.893	43.969	50.470	
BP>	MWh	-	-	-	-	55.178	-	-	5.951	11.902	11.902	11.902	
BP<	MWh	-	-	-	-	2.254	443	6.644	12.403	17.652	29.083	35.265	
MP	MWh	-	-	-	-	970	803	1.563	1.910	2.339	2.985	3.303	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS													
Redes													
MP	m€	-	-	-	434	600	-	-	-	-	-	-	
BP (estruturante)	m€	-	-	-	434	600	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	2.597	6.667	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	3	9	9	9	9	9	9	9	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Infraestruturas													
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	0	0	1	1	1	1	3	
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	-	-	0	0	1	1	1	1	3	
Capitalização de Encargos de Estrutura													
	m€	-	-	-	22	51	0	0	0	0	0	2	
OUTROS INVESTIMENTOS													
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Racional Económico													
Densificação de Rede													
Nº de Fogos da PCR	#	-	-	-	6.220	6.220	6.220	6.220	6.220	6.220	6.220	6.220	
CUTs Ativos	#	-	-	-	277	277	570	709	775	963	1.156	1.156	
% de Ligados	%	-	-	-	0%	4%	9%	11%	12%	15%	19%	19%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	-	-	-	-	38	51	55	56	59	58	58	
PA (EoP)	#	-	-	-	-	277	570	709	775	963	1.156	1.156	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	1	1	1	3	7	11	13	14	16	20	20	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	-	-	-	-	74	74	79	79	78	53	69	
PA (Ligados Período)	#	-	-	-	-	277	293	139	66	188	193	879	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	-	-	-	-	3	4	4	4	4	4	13	
Ráios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	-	-	-	-	1.720	1.813	1.757	1.764	1.784	2.293	1.900	
Investimento Expansão	€	-	-	-	-	181	476	531	244	116	335	443	
PA<	€	-	-	-	-	1	163	198	93	44	125	994	
Redes, Ramais e UAGs	€	-	-	-	-	180	293	317	145	69	201	282	
Contadores e Redutores	€	-	-	-	-	20	16	7	4	9	26	62	
Clientes Ligados	#	-	-	-	-	277	293	139	66	188	193	879	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	-	-	-	-	13,6	13,6	12,7	12,6	12,9	19,0	14,4	
Investimento do ano /GN Veiculada do Lote	€/MWh	-	-	-	-	148	277	20	10	30	34	33	
A- Rentabilidade Investimento													
	%	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	5,23%	59,75%	19,81%	38,71%	34,98%	24,23%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax													
	%	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de PCR (A-B)													
	pp	-	-	-	-	-	-	0,53	55,05	15,11	34,01	30,28	19,53

Descrição	unim.	Real 18-21					PDIRD 2022																		
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2037												
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO														141	547	204	146	612	640	993	652	651	652	652	3 842
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO														138	544	203	141	607	633	637	643	638	660	660	3 534
Rede e UAGs														m€	73	479	113	80	390	389	393	399	394	414	1 990
Rede Secundária - BP	m€	52	457	84	57	310	309	312	316	311	329	1 577													
Ramais	m€	20	22	29	23	80	80	81	82	84	85	413													
Rede Secundária - BP														mts	1 620	7 645	1 140	1 115	4 911	4 840	4 840	4 853	4 701	4 951	24 185
Ramais	#	105	73	84	62	209	208	208	209	211	211	1 047													
Rede Secundária - BP (Extensão)														Km	47	55	56	57	62	67	72	77	81	85	86
Capitalização de Encargos de Estrutura														m€	10	15	22	25	38	66	66	67	64	66	329
Pontos de Abastecimento														m€	56	51	67	37	179	177	177	178	179	179	1 215
Mercado Novo														#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente														#	56	51	67	37	179	177	177	178	179	179	891
Conversão	m€	47	48	54	15	147	146	147	146	147	147	792													
Recuperação	m€	6	1	10	17	24	24	24	24	24	24	121													
Pequeno terciário	m€	3	2	3	4	8	8	8	8	8	8	38													
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Instrução e análise técnica de processo														m€	-	-	-	6	42	42	43	43	44	45	217
Contadores/Redutores														m€	6	5	6	11	20	22	22	22	19	22	107
Pontos de Abastecimento - Segmento														#	130	112	209	143	374	374	374	376	379	380	1 883
Mercado Novo														#	9	7	65	52	12	15	15	16	17	17	88
Mercado Existente														#	121	105	144	89	361	358	358	359	362	362	1 799
Conversão	#	95	97	103	29	271	269	269	270	272	272	1 352													
Recuperação	#	21	5	34	53	76	75	75	75	76	76	377													
Pequeno terciário	#	5	3	7	7	14	14	14	14	14	14	70													
Grande consumo	#	-	-	-	2	1	1	1	1	1	1	4													
Pontos de Abastecimento - Tarifa														#	374	374	374	376	379	380	1 883				
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1													
BP>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3													
BP<	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 879													
Energia Veiculada Adicional														MWh	1 330	861	2 446	9 681	16 805	21 573	25 727				
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	5 964	11 807	11 807	11 807													
BP>	MWh	178	266	661	791	791	791	791	791	791	791	7 852													
BP<	MWh	1 152	595	1 785	2 987	4 207	4 207	4 207	4 207	4 207	4 207	6 045													
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa														#	2 683	2 842	3 004	3 128	3 502	3 876	4 250	4 626	5 005	5 385	5 385
MP	#	-	-	-	1	1	1	1	2	2	2	2													
BP>	#	28	29	29	28	29	30	31	31	31	32	32													
BP<	#	2 655	2 813	2 975	3 099	3 472	3 845	4 218	4 593	4 972	5 351	5 351													
Consumo Unitário														MWh/PA	17,4	16,6	14,5	16,0	13,9	13,1	12,9	13,4	13,8	13,7	13,7
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
BP>	MWh/PA	1 343,7	1 332,8	1 149,1	4 832,0	1 345,3	4 832,0	4 832,0	7 157,0	8 219,5	8 219,5	8 219,5													
BP<	MWh/PA	3,1	2,8	3,1	3,1	3,1	2,6	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9													
Energia Veiculada Total														MWh	45 681	45 749	42 416	49 069	46 115	50 625	52 210	59 445	66 569	71 337	75 492
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	4 832	10 736	16 639	16 639													
BP>	MWh	37 623	37 983	33 324	34 957	34 606	35 865	36 261	36 391	36 391	36 391	39 933													
BP<	MWh	8 058	7 766	9 092	9 280	10 164	9 927	11 118	12 319	13 539	14 765	15 378													
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS														m€	2	3	1	2	3	6	356	8	9	10	389
Redes														m€	-	-	-	-	-	-	210	-	-	-	210
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	210	-	-	210													
Rede Primária - MP														mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP														mts	-	-	-	-	-	-	-	2 200	-	-	2 200
Rede Primária - MP (Extensão)														Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)														Km	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2
Outras Infraestruturas														m€	2	2	1	2	3	4	5	5	6	6	26
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-													
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	2	2	1	2	3	4	5	5	6	6	26													
Capitalização de Encargos de Estrutura														m€	0	1	-	0	0	2	141	3	4	4	153
OUTROS INVESTIMENTOS														m€	0	0	1	2	2	1	1	1	3	12	19
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	0	0	1	2	2	1	1	1	3	12	19													
Racional Económico																									
Densificação de Rede																									
N.º de Fogos da PNF	#	-	-	-	31 379	31 379	31 379	31 379	31 379	31 379	31 379	31 379	31 379												
CU's Adidos	#	-	-	-	3 128	3 502	3 876	4 250	4 626	5 005	5 385	5 385													
% de Ligados	%	-	-	-	10%	11%	12%	14%	15%	16%	17%	17%													
PA/Km Rede Secundária (EoP)														#/Km	57	52	53	55	56	58	57	59	60	61	61
PA (EoP)	#	2 683	2 842	3 004	3 128	3 502	3 876	4 250	4 626	5 005	5 385	5 385													
Km Rede Secundária (EoP)	Km	47	55	56	57	62	67	74	79	84	89	89													
PA/Km Rede Secundária (Período)														#/Km	80	15	183	128	76	77	53	77	81	77	71
PA (Ligados Período)	#	130	112	209	143	374	374	374	376	379	380	1 883													
Km rede secundária (Construída Período)	Km	2	8	1	1	5	5	7	5	5	5	26													
Rádios de expansão																									
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 112	4 918	1 004	1 055	1 687	1 761	1 773	1 783	1 755	1 841	1 782													
Investimento Expansão	€	145	551	210	151	691	659	663	670	665	699	3 356													
PA's	€	65	65	89	62	245	243	243	244	244	246	1 200													
Redes, Ramais e UAGs	€	73	479	113	80	390	389	393	399	394	414	1 990													
Contadores e Redutores	€	6	7	7	9	24	26	26	27	27	40	147													
Clientes Ligados	#	130	112	209	143	374	374	374	376	379	380	1 883													
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	12,5	68,3	5,5	7,8	13,1	12,9	12,9	12,9	12,4	13,0	12,8													
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	450	1 626	361	-	474	383	457	51	542	84	130													
A- Rentabilidade Investimento														%	7,19%	-0,81%	7,64%	-	-	3,72%	1,15%	5,87%	2,75%	14,09%	4,98%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax														%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Premio de PNF (A-B)	pp	(0,86)	(7,45)	0,99	-	-	(0,98)	(3,55)	1,17	(1,55)	9,39	0,28													

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		227	94	73	178	550	576	616	620	614	652	652	652	3.354		
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	210	46	27	123	352	353	378	377	375	411	411	411	1.894		
Rede Secundária - BP	m€	207	24	20	114	278	278	296	294	293	326	326	326	1.488		
Ramais	m€	3	22	7	8	74	75	82	83	83	84	84	84	406		
Rede Secundária - BP	mts	3.911	428	259	1.552	4.397	4.353	4.622	4.487	4.429	4.923	4.923	4.923	22.801		
Ramais	mts	14	77	25	31	194	194	206	212	208	209	209	209	1.029		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	26	26	26	28	32	37	41	46	50	55	55	55	253		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	8	7	9	12	36	60	63	63	61	65	65	65	313		
Pontos de Abastecimento																
Novo	m€	7	39	35	41	160	158	169	173	169	169	169	169	1.151		
Existente	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Conversão	m€	7	39	35	41	160	158	169	173	169	169	169	169	838		
Reconversão	m€	4	25	12	26	131	130	138	142	138	138	138	138	686		
Pequeno terciário	m€	3	13	21	13	22	21	23	24	23	23	23	23	114		
Grande consumo	m€	-	2	2	3	7	7	8	8	8	8	8	8	37		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	10	39	40	42	44	44	44	44	44	214		
Contadores/Redutores																
Novo	m€	4	4	4	5	18	19	20	18	18	24	24	24	100		
Existente	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Conversão	m€	48	32	7	1	24	25	29	31	33	33	33	33	155		
Reconversão	m€	9	47	23	51	242	240	255	262	255	255	255	255	1.267		
Pequeno terciário	m€	12	50	72	44	68	67	72	74	72	72	72	72	357		
Grande consumo	m€	1	3	3	5	13	13	14	14	14	14	14	14	69		
Tarifas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
MP	m€	-	-	-	-	-	348	350	371	381	374	376	376	1.852		
BP>	m€	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	4		
BP<	m€	-	-	-	-	-	347	349	370	381	374	374	374	1.848		
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	-	3.735	1.874	5.841	8.566	9.821	13.337	16.229	16.229		
BP>	MWh	-	-	-	-	-	2.610	1.299	4.073	5.549	5.549	7.822	10.095	10.095		
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1.125	576	1.768	3.017	4.272	5.515	6.134	6.134		
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifas																
MP	m€	1.747	1.879	1.960	2.035	2.383	2.733	3.104	3.485	3.859	4.235	4.235	4.235	4.235		
BP>	m€	5	6	5	4	5	6	7	7	7	9	9	9	9		
BP<	m€	1.742	1.873	1.955	2.031	2.378	2.727	3.097	3.478	3.852	4.226	4.226	4.226	4.226		
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	5,1	4,6	4,8	4,5	5,9	4,0	5,3	4,4	5,2	5,6	5,6	5,6	5,6		
BP>	MWh/PA	639,8	625,7	535,6	629,7	1.209,3	747,8	1.117,1	1.248,2	1.248,2	1.376,3	1.376,3	1.376,3	1.376,3		
BP<	MWh/PA	3,4	2,7	3,3	3,1	3,4	2,4	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8		
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	8.792	8.312	9.221	9.068	12.984	11.003	14.970	17.695	18.950	22.465	25.358	25.358	25.358		
BP>	MWh	2.879	3.441	2.946	2.834	5.442	4.487	7.261	8.737	8.737	11.010	13.283	13.283	13.283		
BP<	MWh	5.913	4.871	6.275	6.234	7.542	6.516	7.709	8.957	10.212	11.455	12.075	12.075	12.075		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Outras Infraestruturas	m€	1	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	5	19		
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	1	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	5	19		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	0	1	-	0	0	1	2	2	3	3	3	3	11		
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	5		
Racional Económico																
Densificação de Rede																
Nº de Fogos da PTL	#	-	-	-	22.822	22.822	22.822	22.822	22.822	22.822	22.822	22.822	22.822	22.822		
CUTs Ativos	#	-	-	-	2.085	2.383	2.733	3.104	3.485	3.859	4.235	4.235	4.235			
% de Ligados	%	-	-	-	9%	10%	12%	14%	15%	17%	19%	19%	19%			
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	68	72	74	73	74	74	75	76	77	77	77	77			
PA (EoP)	#	1.747	1.879	1.960	2.035	2.383	2.733	3.104	3.485	3.859	4.235	4.235	4.235			
Km Rede Secundária (EoP)	Km	26	26	26	28	32	37	41	46	50	55	55	55			
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	18	398	405	65	79	80	80	85	84	76	81	81			
PA (Ligados Período)	#	70	132	105	101	348	350	371	381	374	376	376	376			
Km rede secundária (Construída Período)	Km	4	0	0	2	4	4	5	4	4	5	5	5			
Rátiros de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	3.259	738	730	1.804	1.631	1.694	1.708	1.668	1.679	1.796	1.799	1.799			
Investimento Expansão	€	228	97	77	182	368	399	434	435	628	675	675	675			
PA>	€	15	46	44	53	196	218	235	237	230	234	234	234			
Redes, Ramais e UAGs	€	210	46	27	123	352	353	378	377	375	411	411	411			
Contadores e Redutores	€	3	6	5	7	20	22	23	22	23	31	31	31			
Clientes Ligados	#	70	132	105	101	348	350	371	381	374	376	376	376			
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	55,9	3,2	2,5	15,4	12,6	12,4	12,5	11,8	11,8	13,1	13,1	13,1			
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	294	184	366	-	152	158	151	503	504	117	199	199			
A- Rentabilidade Investimento																
	%	5,89%	16,55%	6,60%	-	-	8,29%	8,57%	3,23%	3,18%	10,52%	6,84%	6,84%			
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax																
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%			
Prémio de PTL (A-B)																
	pp	(2,16)	9,91	(0,04)	-	-	3,59	3,87	(1,47)	(1,52)	5,82	2,14	2,14			

Descrição	unim.	Real 18-21				DRC 22 2022	PIRD 2022						
		2018	2019	2020	2021		2023	2024	2025	2026	2027	1 2023-2027	
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		878	786	754	724	801	952	774	802	798	856	4 783	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		670	549	605	574	682	858	693	769	681	756	4 288	
Rede e UAGs	m€	337	284	435	370	414	583	437	505	426	493	2 445	
Rede Secundária - BP	m€	238	191	329	262	311	476	334	397	318	363	1 909	
Ramais	m€	99	93	106	108	102	107	103	108	108	111	537	
Rede Secundária - BP	mts	2 977	2 838	4 049	3 023	5 171	7 705	5 205	6 205	4 818	5 818	29 751	
Ramais	#	258	199	254	259	260	268	263	270	272	273	1 346	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	383	385	390	393	398	406	411	417	422	428	428	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	77	87	69	66	84	93	74	83	71	79	400	
Pontos de Abastecimento	m€	256	179	102	138	184	183	183	182	184	184	1 443	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	256	179	102	138	184	182	182	182	184	184	913	
Conversão	m€	182	112	65	71	151	149	149	149	151	151	748	
Recuperação	m€	33	33	14	53	25	25	25	25	25	25	124	
Pequeno terciário	m€	41	34	23	15	8	8	8	8	8	8	41	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	21	51	53	54	55	57	58	277	
Contadores/Redutores	m€	48	23	24	34	60	71	41	55	36	50	253	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	811	534	503	622	466	483	473	484	488	492	2 420	
Mercado Novo	#	256	144	303	286	85	104	104	111	117	117	555	
Mercado Existente	#	541	378	191	321	371	367	367	367	371	371	1 843	
Conversão	#	353	209	108	123	278	275	275	275	278	278	1 381	
Recuperação	#	119	112	46	167	78	77	77	77	78	78	387	
Pequeno terciário	#	69	57	37	31	15	15	15	15	15	15	75	
Grande consumo	#	14	12	9	15	10	12	2	6	-	4	24	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	466	483	473	484	488	492	2 420	
MP	#	-	-	-	-	10	12	2	6	-	4	24	
BP>	#	-	-	-	-	456	471	471	478	488	488	2 396	
BP<	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	6 487	3 574	9 899	14 527	17 724	21 003	22 961	
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	4 065	2 326	6 128	8 206	8 808	9 457	10 107	
BP<	MWh	-	-	-	-	2 418	1 248	3 772	6 322	8 916	11 545	12 854	
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	34 056	34 425	34 637	35 137	35 603	36 086	36 559	37 043	37 531	38 023	38 023	
MP	#	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
BP>	#	321	335	296	253	263	275	277	283	283	287	287	
BP<	#	33 727	34 082	34 334	34 877	35 333	35 804	36 275	36 753	37 241	37 729	37 729	
Consumo Unitário	MWh/PA	19,6	18,9	18,1	17,2	16,8	16,8	16,9	16,8	16,7	16,5	16,5	
MP	MWh/PA	40 803,7	37 116,2	41 829,9	41 960,4	40 419,4	41 960,4	41 960,4	41 960,4	41 960,4	41 960,4	41 960,4	
BP>	MWh/PA	486,4	511,2	394,6	409,1	408,0	476,9	489,0	489,4	486,3	485,2	485,2	
BP<	MWh/PA	6,1	5,4	5,4	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
Energia Veiculada Total	MWh	659 171	647 364	623 825	599 574	592 689	607 239	613 564	618 192	621 389	624 667	626 626	
MP	MWh	306 028	296 930	313 724	293 723	282 936	293 723	293 723	293 723	293 723	293 723	293 723	
BP>	MWh	150 774	167 679	124 510	126 031	128 483	131 153	134 955	137 033	137 635	138 285	138 934	
BP<	MWh	202 370	182 755	185 591	179 821	181 270	182 363	184 886	187 436	190 031	192 660	193 969	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		147	161	110	48	34	54	62	55	61	60	292	
Redes	m€	109	124	88	10	-	-	-	-	-	-	-	
MP	m€	101	124	88	10	-	-	-	-	-	-	-	
BP (estruturante)	m€	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	615	83	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Outras Infraestruturas	m€	23	24	19	33	30	37	37	37	38	38	187	
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	23	24	19	33	30	37	37	37	38	38	187	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	15	19	2	5	4	17	24	18	24	22	105	
OUTROS INVESTIMENTOS		61	77	39	101	85	40	19	37	46	41	183	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	61	77	39	101	85	40	19	37	46	41	183	
Racional Económico													
Densificação de Rede													
N.º de Fogos da PRT	#	-	-	-	139 934	139 934	139 934	139 934	139 934	139 934	139 934	139 934	
CU's Alíeis	#	-	-	-	35 137	35 603	36 086	36 559	37 043	37 531	38 023	38 023	
% de Ligados	%	-	-	-	25%	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	88	89	88	89	89	88	88	88	88	88	88	
PA (EoP)	#	34 056	34 425	34 637	35 137	35 603	36 086	36 559	37 043	37 531	38 023	38 023	
Km Rede Secundária (EoP)	#	386	389	394	397	402	410	415	421	426	432	432	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	272	188	95	200	90	63	91	78	101	85	81	
PA (Ligados Período)	#	811	534	503	622	466	483	473	484	488	492	2 420	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	3	3	5	3	5	8	5	6	5	6	30	
Rádios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	956	1 251	1 356	1 174	1 812	2 054	1 642	1 827	1 612	1 767	1 781	
Investimento Expansão	€	775	668	682	750	844	992	777	884	787	870	4 310	
PA's	€	333	265	171	204	268	275	256	264	255	260	1 312	
Redes, Ramais e UAGs	€	337	284	435	370	414	583	437	505	426	493	2 445	
Contadores e Redutores	€	106	119	77	156	163	134	84	115	106	114	552	
Clientes Ligados	#	811	534	503	622	466	483	473	484	488	492	2 420	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	3,7	5,3	9,2	4,9	11,1	16,0	11,0	12,8	9,9	11,8	12,3	
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	29	120	97	-	130	139	141	235	298	232	188	
A- Rentabilidade Investimento	%	45,28%	20,09%	25,77%	-	-	11,10%	11,03%	8,13%	7,67%	8,48%	9,64%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	
Prémio de PRT (A-B)	pp	37,43	13,44	19,12	-	-	6,46	6,93	3,43	2,97	3,78	4,94	

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		739	858	922	448	324	310	318	321	297	310	1.830				
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		694	788	501	432	304	289	291	295	267	304	1.688				
Rede e UAGs		m€	316	465	211	183	164	190	192	171	204	993				
Rede Secundária - BP	m€	224	395	138	106	118	140	142	143	117	148	690				
Ramais	m€	92	70	73	78	86	50	51	53	54	56	264				
Rede Secundária - BP	m\$	4.373	7.356	2.091	3.071	1.859	2.231	2.231	2.231	1.700	2.260	10.725				
Ramais	m\$	329	273	222	196	120	129	129	133	136	137	664				
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	112	119	121	125	127	129	131	133	135	137	137				
Capitalização de Encargos de Estrutura		m€	69	94	109	60	72	32	32	32	29	32	157			
Pontos de Abastecimento		m€	310	229	181	189	68	67	67	67	67	597				
Mercado Novo		m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Mercado Existente		m€	310	229	181	189	68	67	67	67	67	597				
Conversão	m€	277	186	142	123	56	55	55	55	55	55	276				
Reconversão	m€	24	37	31	58	9	9	9	9	9	9	46				
Pequeno terciário	m€	8	6	8	9	3	3	3	3	3	3	14				
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Instrução e análise técnica de processo		m€	-	-	-	33	24	26	26	27	28	29	137			
Contadores/Redutores		m€	27	22	15	27	14	22	22	22	16	23	103			
Pontos de Abastecimento - Segmento		#	696	525	415	475	215	233	233	239	244	246	1.195			
Mercado Novo		#	55	38	38	46	78	96	96	102	108	108	530			
Mercado Existente		#	641	484	377	427	137	135	135	135	136	136	677			
Conversão	#	537	342	261	221	103	102	102	102	102	102	510				
Reconversão	#	90	132	102	126	29	28	28	28	29	29	142				
Pequeno terciário	#	14	10	14	16	5	5	5	5	5	5	25				
Grande consumo	#	-	3	-	2	-	2	2	2	2	2	8				
Pontos de Abastecimento - Tarifa		#	-	-	-	-	215	233	233	239	244	246	1.195			
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	#	-	-	-	-	-	2	2	2	2	2	2	8			
BP<	#	-	-	-	-	-	215	231	231	237	244	244	1.187			
Energia Veiculada Adicional		MWh	-	-	-	-	529	1.344	3.146	4.145	4.994	6.316	7.330			
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1.063	2.302	2.733	2.987	3.696	4.404	4.404			
BP<	MWh	-	-	-	-	-	529	281	844	1.411	2.007	2.621	2.926			
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa		#	11.938	12.422	12.818	13.269	13.484	13.717	13.950	14.189	14.433	14.679	14.679			
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	#	22	25	21	22	22	24	26	28	28	30	30	30			
BP<	#	11.916	12.397	12.797	13.247	13.462	13.693	13.924	14.161	14.405	14.649	14.649	14.649			
Consumo Unitário		MWh/PA	3,6	3,5	3,3	3,3	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,5			
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	MWh/PA	654,3	658,3	516,3	502,4	555,8	594,3	620,1	590,1	578,1	582,6	582,6	582,6			
BP<	MWh/PA	2,4	2,2	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3			
Energia Veiculada Total		MWh	41.763	42.817	42.251	43.441	43.045	45.648	47.450	48.449	49.298	50.621	51.635			
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	MWh	14.395	15.470	11.874	12.736	12.227	14.263	15.502	15.933	16.187	16.896	17.604	17.604			
BP<	MWh	27.368	27.347	30.377	30.706	30.818	31.386	31.948	32.516	33.112	33.112	33.725	34.031			
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		m€	43	67	15	10	12	21	24	22	24	24	115			
Redes		m€	31	50	4	-	-	-	-	-	-	-	-			
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP (estruturante)	m€	31	50	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	500	46	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Outras Infraestruturas		m€	9	9	7	9	11	14	15	15	15	15	74			
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	9	9	7	9	11	14	15	15	15	15	15	74			
Capitalização de Encargos de Estrutura		m€	3	8	5	1	0	7	10	7	9	9	41			
OUTROS INVESTIMENTOS		m€	3	4	5	5	8	6	2	4	7	8	27			
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	3	4	5	5	8	6	2	4	7	8	27				
Racional Económico																
Densificação de Rede																
Nº de Fogos da PVZ	#				35.982	35.982	35.982	35.982	35.982	35.982	35.982	35.982	35.982			
CUTs Ativos	#				13.269	13.484	13.717	13.950	14.189	14.433	14.679	14.679	14.679			
% de Ligados	%				37%	37%	38%	39%	39%	40%	41%	41%				
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	107	104	105	106	106	106	106	106	106	106	106	106			
PA (EoP)	#	11.938	12.422	12.818	13.269	13.484	13.717	13.950	14.189	14.433	14.679	14.679	14.679			
Km Rede Secundária (EoP)	Km	112	119	122	125	127	129	132	134	136	138	138	138			
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	143	71	185	149	116	104	104	107	138	109	111				
PA (Ligados Período)	#	696	525	415	475	215	233	233	239	244	246	1.195				
Km rede secundária (Construída Período)	Km	5	7	2	4	2	2	2	2	2	2	11				
Rátiros de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.044	1.559	1.268	982	1.547	1.400	1.394	1.384	1.226	1.402	1.360				
Investimento Expansão	€	727	818	526	467	333	326	325	331	299	345	1.626				
PA>	€	379	333	290	249	140	99	99	99	96	100	493				
Redes, Ramais e UAGs	€	316	465	211	183	164	190	192	171	204	204	953				
Contadores e Redutores	€	32	31	25	34	29	37	34	35	33	41	180				
Clientes Ligados	#	696	525	415	475	215	233	233	239	244	246	1.195				
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	6,3	14,0	5,3	7,7	8,6	9,6	9,6	9,3	7,2	9,2	9,0				
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	390	377	433			629	121	354	306	485	170	222			
A- Rentabilidade Investimento	%	8,47%	3,93%	5,99%			9,53%	3,29%	3,82%	2,78%	6,81%	5,41%				
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%			4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%				
Prémio de PVZ (A-B)	pp	0,62	(2,72)	(0,65)			4,83	(1,41)	(0,88)	(1,92)	2,11	0,71				

Descrição	unim.	Real 18-21					PDIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		147	151	172	314	400	480	702	417	409	406	406	406	406	406	2 722
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	78	98	83	187	237	305	308	250	242	292	292	292	292	292	1 398
Rede Secundária - BP	m€	52	70	53	137	185	252	255	198	189	236	236	236	236	236	1 130
Ramais	m€	26	28	30	50	52	53	54	53	53	55	55	55	55	55	268
Rede Secundária - BP	mts	1 539	1 839	2 700	3 440	3 028	4 045	4 045	3 045	2 857	3 607	3 607	3 607	3 607	3 607	17 599
Ramais	#	97	90	90	147	133	134	134	133	134	136	136	136	136	136	671
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	142	143	146	150	153	157	161	164	167	170	170	170	170	170	1 170
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	(7)	105	24	36	35	49	49	42	40	46	46	46	46	225	
Pontos de Abastecimento																
Novo	#	72	74	55	92	108	108	108	108	109	109	109	109	109	109	790
Existente	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversão	#	72	74	55	92	108	108	108	108	109	109	109	109	109	109	542
Recuperação	#	63	56	39	75	89	88	88	88	89	88	89	89	89	89	443
Pequeno terciário	#	7	12	14	13	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	74
Grande consumo	#	2	6	2	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	24
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores/Redutores	m€	8	8	10	15	23	28	29	16	14	23	23	23	23	23	130
Mercado Novo																
Novo	#	198	169	147	194	238	242	242	239	241	244	244	244	244	244	1 208
Existente	#	47	18	30	2	13	19	19	20	21	21	21	21	21	21	100
Conversão	#	151	146	116	188	219	218	218	218	220	220	220	220	220	220	1 094
Recuperação	#	123	95	69	139	164	163	163	163	165	165	165	165	165	165	819
Pequeno terciário	#	24	42	44	43	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	230
Grande consumo	#	4	9	3	6	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	45
Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	-	-	-	-	-	238	242	242	239	241	244	244	244	244	1 208
BP>	#	-	-	-	-	-	4	5	5	1	-	-	-	-	-	14
BP<	#	-	-	-	-	-	234	237	237	238	241	241	241	241	241	1 154
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	-	2 504	1 320	9 833	17 706	18 772	21 664	24 167	24 167	24 167	120 800
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1 791	945	8 708	15 821	16 117	18 236	20 355	20 355	20 355	101 500
BP<	MWh	-	-	-	-	-	713	375	1 126	1 884	2 656	3 428	3 812	3 812	3 812	19 292
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	5 802	5 939	6 066	6 249	6 487	6 729	6 971	7 210	7 451	7 695	7 939	8 183	8 427	8 671	42 500
BP>	#	18	17	15	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
BP<	#	37	37	40	42	46	51	56	57	57	57	60	60	60	60	60
BP<	#	5 747	5 885	6 011	6 195	6 429	6 666	6 903	7 141	7 382	7 623	7 864	8 105	8 346	8 587	42 488
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	76,5	80,5	70,6	65,3	65,3	56,0	56,3	55,5	53,8	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4
BP>	MWh/PA	20 122,4	22 613,8	22 163,5	23 791,7	26 870,3	24 389,6	24 389,6	24 389,6	24 389,6	24 389,6	24 389,6	24 389,6	24 389,6	24 389,6	24 389,6
BP<	MWh/PA	1 177,2	1 308,9	1 316,8	1 487,5	1 657,6	1 271,3	1 357,0	1 410,9	1 403,7	1 403,9	1 403,9	1 403,9	1 403,9	1 403,9	1 403,9
BP<	MWh/PA	3,2	3,1	3,1	3,0	3,1	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	437 380	472 656	423 796	400 743	414 870	376 805	385 318	393 190	394 257	397 149	399 652	399 652	399 652	399 652	1 998 000
BP>	MWh	352 142	395 742	354 616	321 187	322 444	292 675	292 675	292 675	292 675	292 675	292 675	292 675	292 675	292 675	1 463 000
BP<	MWh	67 344	59 161	50 695	60 988	72 935	64 837	72 600	79 714	80 009	82 128	84 248	84 248	84 248	84 248	420 000
BP<	MWh	17 894	17 753	18 485	18 567	19 491	19 292	20 043	20 801	21 573	22 345	22 345	22 345	22 345	22 345	1 100 000
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
Redes	m€	-	36	3	(1)	-	-	-	134	-	-	-	-	-	-	134
MP	m€	-	36	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP (estruturante)	m€	-	-	3	-	-	-	-	134	-	-	-	-	-	-	134
Rede Primária - MP	mts	-	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	56	-	-	-	-	1 800	-	-	-	-	-	-	1 800
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2
Outras Infraestruturas	m€	3	3	2	5	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	38
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	3	3	2	5	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	38
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	(0)	10	0	1	0	3	93	4	5	5	109	109	109	109	
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	1	5	5	6	13	7	3	6	6	7	7	7	7	7	28
Racional Económico																
Identificação de Rede																
N.º de Fogos da STS	#	-	-	-	30 250	30 250	30 250	30 250	30 250	30 250	30 250	30 250	30 250	30 250	30 250	30 250
CU's Alíeis	#	-	-	-	6 249	6 487	6 729	6 971	7 210	7 451	7 695	7 939	8 183	8 427	8 671	7 695
% de Ligados	%	-	-	-	21%	21%	22%	23%	24%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
PA/Km Rede Secundária (Eop)	#/Km	41	41	41	42	42	43	43	43	44	45	45	45	45	45	45
PA (Eop)	#	5 802	5 939	6 066	6 249	6 487	6 729	6 971	7 210	7 451	7 695	7 939	8 183	8 427	8 671	7 695
Km Rede Secundária (Eop)	Km	142	144	146	150	153	157	163	166	169	172	172	172	172	172	1 172
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	129	92	52	56	79	60	41	78	84	68	62	62	62	62	62
PA (Ligados Período)	#	198	169	147	194	238	242	242	239	241	244	244	244	244	244	1 208
Km rede secundária (Construída Período)	Km	2	2	3	3	3	4	6	3	3	4	4	4	4	4	19
Rádios de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	770	1 718	1 211	1 714	1 769	2 075	2 073	1 789	1 723	1 973	1 973	1 973	1 973	1 973	1 928
Investimento Expansão	€	158	290	178	333	421	502	502	428	415	482	482	482	482	482	2 329
PA<	€	65	179	79	127	144	157	157	150	149	154	154	154	154	154	766
Redes, Ramais e UAGs	€	98	98	83	187	237	305	308	250	242	292	292	292	292	292	1 398
Contadores e Redutores	€	9	13	17	18	40	40	36	28	25	36	36	36	36	36	164
Clientes Ligados	#	198	169	147	194	238	242	242	239	241	244	244	244	244	244	1 208
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	7,8	10,9	18,8	17,7	12,7	16,7	16,7	12,7	11,9	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	283	12	144	-	-	168	190	35	315	534	96	96	96	96	96
A- Rentabilidade Investimento																
	%	10,85%	59,51%	15,31%	-	-	6,55%	22,61%	4,29%	2,79%	12,26%	11,45%	11,45%	11,45%	11,45%	11,45%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax																
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Premio de STS (A-B)																
	pp	3,00	52,86	8,67	-	-	1,85	17,91	(0,41)	(1,91)	7,56	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022																	
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	1-2023-2027												
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO													158	410	599	804	537	585	619	558	555	599	3 217	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO													152	402	586	788	520	567	605	541	535	579	3 123	
Rede e UAGs													m€	78	316	415	629	326	359	394	336	331	366	1 786
Rede Secundária - BP	m€	55	277	356	561	257	290	323	267	260	293	1 433												
Ramais	m€	23	39	58	68	69	69	71	70	71	71	353												
Rede Secundária - BP	m€	1 118	4 658	5 243	9 216	4 180	4 596	5 096	4 096	3 935	4 433	22 108												
Ramais	m€	79	126	192	202	178	177	178	177	178	179	889												
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	73	78	83	92	96	101	106	110	114	119	119												
Capitalização de Encargos de Estrutura													m€	15	18	65	63	44	60	63	56	54	58	291
Pontos de Abastecimento													m€	59	68	105	96	150	149	149	149	150	150	1 047
Mercado Novo													m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente													m€	59	68	105	96	150	149	149	149	150	150	745
Conversão	m€	50	56	90	73	123	122	122	123	123	123	611												
Reconversão	m€	5	8	13	20	21	20	20	20	21	21	102												
Pequeno terciário	m€	4	3	3	3	6	6	6	6	6	6	32												
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Instalação e análise técnica de processo													m€	-	-	15	35	36	36	37	37	38	183	
Contadores/Redutores													m€	5	8	8	9	29	26	32	20	17	23	118
Pontos de Abastecimento - Segmento													#	149	162	238	222	320	318	320	317	320	322	1 597
Mercado Novo													#	35	12	10	9	12	15	15	16	17	17	80
Mercado Existente													#	114	148	228	213	303	300	300	300	303	303	1 506
Conversão	#	91	112	178	139	227	225	225	225	227	227	1 129												
Reconversão	#	16	30	44	69	64	63	63	64	64	64	317												
Pequeno terciário	#	7	6	6	5	12	12	12	12	12	12	60												
Grande consumo	#	-	2	-	-	5	3	3	3	3	3	11												
Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	-	-	-	-	320	318	320	317	320	322	1 597
MP	#	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-												
BP>	#	-	-	-	-	4	3	5	1	-	-	11												
BP<	#	-	-	-	-	315	315	315	316	320	320	1 586												
Energia Veiculada Adicional													MWh	17 450	1 975	12 428	21 520	22 620	30 288	37 470				
MP	MWh	10 677	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh	5 837	1 512	11 041	19 205	19 353	26 053	32 754	32 754	32 754	1 875,1													
BP<	MWh	936	463	1 387	2 315	3 267	4 234	4 716	4 716	4 716	252,9													
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	5 250	5 396	5 626	5 856	6 176	6 494	6 814	7 131	7 451	7 773	7 773
MP	#	4	5	5	4	5	5	5	5	5	5	5												
BP>	#	23	25	24	20	24	27	33	33	35	35	35												
BP<	#	5 223	5 366	5 597	5 832	6 147	6 462	6 777	7 093	7 413	7 733	7 733												
Consumo Unitário													MWh/PA	23,4	25,5	26,1	24,5	27,9	21,9	23,2	22,8	22,8	22,4	22,4
MP	MWh/PA	16 812,2	18 475,5	18 931,5	19 600,2	24 478,2	17 207,1	17 207,1	17 207,1	17 207,1	17 207,1	17 207,1												
BP>	MWh/PA	1 612,7	1 575,6	1 385,9	1 648,8	1 859,1	1 452,3	1 652,2	1 790,9	1 728,9	1 875,1	1 875,1												
BP<	MWh/PA	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7												
Energia Veiculada Total													MWh	120 956	135 607	144 040	140 885	168 077	142 286	152 739	161 831	162 931	170 599	177 161
MP	MWh	67 249	83 140	94 657	88 471	110 153	86 035	86 035	86 035	86 035	86 035	86 035												
BP>	MWh	38 705	37 815	33 954	36 273	40 901	39 212	48 741	56 906	57 053	63 754	70 454												
BP<	MWh	15 002	14 652	15 429	16 141	17 023	17 039	17 963	18 890	19 842	20 810	21 292												
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS													5	5	4	7	6	10	12	11	13	13	59	
Redes													m€	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
MP	m€	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-												
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5												
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Outras Infraestruturas													m€	4	4	4	5	5	7	7	7	8	8	37
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	4	4	4	5	5	7	7	7	8	8	37												
Capitalização de Encargos de Estrutura													m€	1	1	0	1	0	3	5	4	5	9	21
OUTROS INVESTIMENTOS													1	4	10	10	11	8	2	6	7	12	35	
Contadores - Renovação por imposição Legal													m€	1	4	10	10	11	8	2	6	7	12	35
Racional Económico																								
Densificação de Rede																								
Nº de Fogos da TRF	#	-	-	-	15 914	15 914	15 914	15 914	15 914	15 914	15 914	15 914												
CUTs Ativos	#	-	-	-	5 856	6 176	6 494	6 814	7 131	7 451	7 773	7 773												
% de Ligados	%	-	-	-	37%	39%	41%	43%	45%	47%	49%	49%												
PA/Km Rede Secundária (EoP)													#/Km	72	69	68	63	64	64	64	65	65	66	66
PA (EoP)	#	5 250	5 396	5 626	5 856	6 176	6 494	6 814	7 131	7 451	7 773	7 773												
Km Rede Secundária (EoP)	Km	73	78	83	92	96	101	106	110	114	119	119												
PA/Km Rede Secundária (Período)													#/Km	133	35	45	24	77	69	63	77	81	79	72
PA (Ligados Período)	#	319	162	238	222	320	318	320	317	320	322	1 597												
Km rede secundária (Construída Período)	Km	1	5	5	9	4	5	5	4	4	4	22												
Riscos de expansão																								
Inv. Expansão/Cliente Ligado													€	1 085	2 572	2 549	3 653	1 763	1 903	2 014	1 804	1 764	1 911	1 879
Investimento Expansão													€	162	417	607	811	564	605	645	572	565	615	3 061
PA>	€	74	86	174	159	194	208	215	205	204	206	1 037												
Redes, Ramais e UAGs	€	78	316	415	629	326	359	394	336	331	366	1 786												
Contadores e Redutores	€	10	15	21	23	44	38	39	31	30	42	179												
Clientes Ligados	#	148	162	238	222	320	318	320	317	320	322	1 597												
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	7,5	28,8	22,0	42,0	13,1	14,5	15,0	12,0	12,3	13,8	13,9												
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	289	20	992	-	32	153	38	465	582	43	80												
A- Rentabilidade Investimento													%	13,59%	17,05%	0,93%	-	7,89%	30,41%	2,71%	2,30%	26,81%	14,28%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax													%	7,85%	6,65%	6,65%	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de TRF (A-B)													pp	5,74	10,41	(5,72)	-	3,19	25,71	(1,99)	(2,40)	22,11	9,56	

Descrição	unim.	Real 18-21					PDIRD 2022																	
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2027												
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO													102	44	31	85	440	446	545	495	457	451	2.794	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO													100	42	27	79	438	443	541	490	482	485	2.681	
Rede e UAGs													m€	42	17	7	42	281	269	350	300	297	300	1.517
Rede Secundária - BP	m€	33	6	(2)	34	223	212	286	237	235	237	1.208												
Ramais	m€	10	11	9	8	58	57	63	64	62	63	309												
Rede Secundária - BP	mts	1.454	300	65	406	3.568	3.308	4.513	3.615	3.558	3.558	18.551												
Ramais	#	34	31	25	19	151	148	159	162	157	157	793												
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	36	36	36	36	40	43	48	51	55	55	59												
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	19	6	4	11	28	46	56	50	48	49	250												
Pontos de Abastecimento													m€	38	19	16	26	129	128	136	140	136	136	915
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Mercado Existente	m€	38	19	16	26	129	128	136	140	136	136	674												
Conversão	m€	31	13	11	22	106	105	111	115	111	111	559												
Recuperação	m€	6	6	5	4	23	23	25	25	25	25	115												
Pequeno terciário	m€	1	5	4	3	5	5	6	6	6	6	29												
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	3	30	30	32	34	33	33	162												
Contadores/Redutores	m€	4	2	2	4	17	12	25	14	13	13	79												
Pontos de Abastecimento - Segmento													#	89	59	40	51	270	266	286	291	283	283	1.409
Mercado Novo	#	1	21	12	2	7	8	8	9	9	9	43												
Mercado Existente	#	88	38	28	49	263	258	274	282	274	274	1.362												
Conversão	#	63	26	19	39	196	194	205	212	205	205	1.021												
Recuperação	#	22	2	2	3	55	54	58	59	58	58	287												
Pequeno terciário	#	3	10	7	5	10	10	11	11	11	11	54												
Grande consumo	#	-	-	-	2	2	-	4	-	-	-	4												
Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	270	266	286	291	283	283	1.409				
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	#	-	-	-	-	-	2	-	4	-	-	4												
BP<	#	-	-	-	-	-	268	266	282	291	283	283	1.405											
Energia Veiculada Adicional													MWh	1.238	431	3.881	7.378	8.327	9.265	9.733				
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh	392	-	2.556	5.112	5.112	5.112	5.112	5.112	5.112	5.112	5.112												
BP<	MWh	846	431	1.325	2.266	3.214	2.266	3.214	4.153	4.153	4.622	4.622												
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	1.093	1.140	1.184	1.226	1.496	1.762	2.048	2.339	2.622	2.905	2.905
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	#	6	5	5	9	11	11	15	15	15	15	15												
BP<	#	1.087	1.135	1.179	1.217	1.485	1.751	2.033	2.324	2.607	2.890	2.890												
Consumo Unitário													MWh/PA	9,6	9,2	7,4	8,0	8,3	6,0	7,3	8,0	7,4	7,0	7,0
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh/PA	1.180,4	1.208,6	965,5	725,6	560,8	513,0	630,7	717,0	717,0	717,0	717,0												
BP<	MWh/PA	3,5	3,3	3,3	3,9	4,3	2,8	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1												
Energia Veiculada Total													MWh	10.107	10.283	8.601	9.698	11.361	10.495	13.945	17.442	18.391	19.329	19.798
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh	6.492	6.647	4.827	5.079	5.608	5.643	8.199	10.756	10.756	10.756	10.756												
BP<	MWh	3.615	3.635	3.774	4.619	5.753	4.852	5.745	6.687	7.635	8.574	9.043												
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS													m€	2	1	4	6	1	3	4	4	5	3	21
Redes													m€	-	-	3	4	-	-	-	-	-	-	-
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP (estruturante)	m€	-	-	3	4	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	52	37	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
Outras Infraestruturas													m€	1	1	1	2	1	2	2	3	3	3	13
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	1	1	1	2	1	2	2	3	3	3	13												
Capitalização de Encargos de Estrutura													m€	1	0	0	0	0	1	2	1	2	2	9
OUTROS INVESTIMENTOS													m€	0	-	0	0	0	0	0	0	1	1	2
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	0	-	0	0	0	0	0	0	1	1	2												
Racional Económico																								
Densificação de Rede																								
N.º de Fogos da VLN	#	-	-	-	8.351	8.351	8.351	8.351	8.351	8.351	8.351	8.351												
CU's Alíeis	#	-	-	-	1.226	1.496	1.762	2.048	2.339	2.622	2.905	2.905												
% de Ligados	%	-	-	-	15%	18%	21%	25%	28%	31%	35%	35%												
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	31	32	33	34	37	41	43	45	48	49	49												
PA (EoP)	#	1.093	1.140	1.184	1.226	1.496	1.762	2.048	2.339	2.622	2.905	2.905												
Km Rede Secundária (EoP)	Km	36	36	36	37	40	43	48	52	55	59	59												
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	61	197	342	115	76	80	63	80	80	80	76												
PA (Ligados Período)	#	89	59	40	51	270	266	286	291	283	283	1.409												
Km rede secundária (Construída Período)	Km	1	0	0	0	4	3	5	4	4	4	19												
Ráios de expansão																								
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.170	761	740	1.619	1.692	1.718	1.989	1.741	1.759	1.772	1.797												
Investimento Expansão	€	104	45	30	83	457	457	569	507	488	501	2.932												
PA<	€	58	25	20	37	157	174	192	190	184	184	934												
Redes, Ramais e UAGs	€	42	17	7	42	281	269	350	300	297	300	1.517												
Contadores e Redutores	€	4	3	2	4	18	14	27	16	16	17	91												
Clientes Ligados	#	89	59	40	51	270	266	286	281	283	283	1.409												
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	16,3	5,1	1,6	8,0	13,2	12,4	15,8	12,4	12,6	12,6	13,2												
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	360	127	39	-	-	369	530	94	528	531	534	260											
A- Rentabilidade Investimento													%	11,96%	31,11%	74,80%	-	-	2,98%	12,81%	2,95%	2,89%	2,82%	5,34%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax													%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Premio de VLN (A-B)													pp	4,11	24,47	68,15	-	-	(1,72)	8,13	(1,75)	(1,81)	(1,88)	0,64

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022																	
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	1 2023-2027												
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO													255	278	251	340	472	480	467	466	484	497	2.755	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO													262	204	246	271	415	424	427	414	427	447	2.511	
Rede e UAGs													m€	132	109	154	138	261	273	276	265	276	294	1.384
Rede Secundária - BP	m€	96	74	117	94	183	187	189	175	182	199	932												
Ramais	m€	35	34	38	44	78	86	87	90	94	95	452												
Rede Secundária - BP	mts	1.896	1.657	1.910	1.458	2.877	2.842	2.842	2.679	2.753	3.003	14.319												
Ramais	mts	123	82	112	115	204	222	222	229	236	237	1.146												
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	176	178	179	181	184	187	190	192	195	198	158												
Capitalização de Encargos de Estrutura													m€	44	22	26	32	49	47	46	46	48	234	
Pontos de Abastecimento													m€	86	74	65	102	105	104	104	103	105	105	893
Mercado Novo													m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente													m€	86	74	65	102	105	104	104	103	105	105	521
Conversão	m€	74	48	41	43	86	86	86	85	86	86	428												
Reconversão	m€	9	21	19	52	14	14	14	14	14	14	71												
Pequeno terciário	m€	4	5	5	7	4	4	4	4	4	4	22												
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Instalação e análise técnica de processo													m€	-	-	-	17	41	45	46	48	50	50	233
Contadores/Redutores													m€	12	13	10	17	21	27	27	25	26	29	134
Pontos de Abastecimento - Segmento													#	278	308	265	378	366	400	400	411	425	426	2.062
Mercado Novo													#	95	131	115	111	154	189	189	202	213	213	1.006
Mercado Existente													#	180	175	149	267	212	210	210	209	212	212	1.053
Conversão	#	141	90	73	78	159	158	158	159	159	159	791												
Reconversão	#	32	76	66	177	45	44	44	44	45	45	222												
Pequeno terciário	#	7	9	10	12	8	8	8	8	8	8	40												
Grande consumo	#	3	2	1	-	-	1	1	1	-	-	3												
Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	-	-	-	-	366	400	400	411	425	426	2.062
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	#	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	3												
BP<	#	-	-	-	-	-	366	399	399	411	425	425	2.059											
Energia Veiculada Adicional													MWh	-	-	-	-	958	868	5.851	10.555	11.747	13.071	13.792
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh	-	-	-	-	-	295	4.132	7.675	7.675	7.793	7.911												
BP<	MWh	-	-	-	-	-	958	573	1.719	2.880	4.072	5.279	5.881											
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	15.138	15.440	15.669	16.029	16.395	16.755	17.195	17.606	18.031	18.457	18.467
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	#	35	37	38	33	33	34	35	35	35	36	36												
BP<	#	15.103	15.403	15.631	15.996	16.362	16.761	17.160	17.571	17.996	18.421	18.421												
Consumo Unitário													MWh/PA	4,3	4,2	3,9	4,1	4,1	3,9	4,2	4,3	4,3	4,3	4,3
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh/PA	654,6	649,7	522,3	591,2	644,9	625,9	728,1	818,9	818,9	810,7	810,7												
BP<	MWh/PA	2,9	2,7	2,7	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7												
Energia Veiculada Total													MWh	65.194	64.943	60.879	65.187	66.286	65.933	70.916	75.619	78.811	78.136	78.857
MP	MWh	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh	21.930	23.388	19.585	20.987	21.283	21.282	25.119	28.661	28.661	28.779	28.897												
BP<	MWh	43.264	41.555	41.294	44.200	45.003	44.651	45.797	46.958	48.150	49.357	49.959												
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS													m€	17	39	13	16	15	25	29	26	29	29	133
Redes													m€	2	25	2	-	-	-	-	-	-	-	-
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP (estruturante)	m€	-	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	34	500	7	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10												
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2												
Outras Infraestruturas													m€	13	12	11	14	14	17	17	18	18	18	83
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Contadores - realiações por rotação de clientes	m€	13	12	11	14	14	17	17	18	18	18	83												
Capitalização de Encargos de Estrutura													m€	2	2	0	2	1	8	11	8	11	11	50
OUTROS INVESTIMENTOS													m€	15	34	32	53	43	31	12	26	28	21	117
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	15	34	32	53	43	31	12	26	28	21	117												
Racional Económico																								
Densificação de Rede																								
Nº de Fogos da VLG	#	-	-	-	41.148	41.148	41.148	41.148	41.148	41.148	41.148	41.148												
Clientes Ativos	#	-	-	-	16.029	16.395	16.795	17.195	17.606	18.031	18.457	18.467												
% de Ligados	%	-	-	-	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%	45%												
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	85	86	86	88	88	89	90	90	91	92	92												
PA (EoP)	#	15.138	15.440	15.669	16.029	16.395	16.795	17.195	17.606	18.031	18.457	18.467												
Km Rede Secundária (EoP)	Km	178	180	182	186	189	189	192	195	197	200	200												
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	144	143	138	299	127	136	136	153	154	142	144												
PA (Ligados Período)	#	278	308	265	378	366	400	400	411	425	426	2.062												
Km rede secundária (Construída Período)	Km	2	2	2	1	3	3	3	3	3	3	14												
Rátiros de expansão																								
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.073	849	1.120	933	1.330	1.231	1.192	1.159	1.157	1.195	1.180												
Investimento Expansão	€	298	261	297	353	487	492	477	476	492	509	2.446												
PA	€	131	96	94	133	154	151	149	151	153	153	755												
Redes, Ramais e UAGs	€	132	109	154	138	261	273	276	265	276	294	1.384												
Contadores e Redutores	€	36	57	51	81	72	68	50	62	65	62	307												
Clientes Ligados	#	278	308	265	378	366	400	400	411	425	426	2.062												
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	6,8	5,4	7,2	3,9	7,9	7,4	7,4	6,5	6,5	7,0	6,9												
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	206	144	377	-	508	284	58	405	407	353	177												
A- Rentabilidade Investimento													%	16,03%	15,92%	7,86%	-	5,47%	20,06%	4,28%	4,17%	4,42%	8,06%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax													%	7,85%	6,65%	6,65%	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de VLG (A-B)													pp	8,18	9,28	1,21	-	0,77	15,36	(0,42)	(0,53)	(0,28)	3,36	

Descrição	unim.	Real 18-21					PIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		587	711	563	2 591	561	608	595	566	556	605	605	605	3 306		
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	574	697	547	1 808	543	585	569	537	546	567	567	567	3 149		
Rede Secundária - BP	m€	259	410	310	1 414	307	387	364	332	345	364	364	364	1 792		
Ramais	m€	173	344	249	1 326	236	313	287	252	266	284	284	284	1 401		
Rede Secundária - BP	m€	86	66	61	89	70	74	77	79	79	79	79	80	391		
Ramais	m€	4 802	5 718	3 754	14 725	3 800	5 013	4 494	3 859	4 042	4 252	4 252	4 252	21 700		
Ramais	m€	332	217	190	258	182	188	196	202	199	199	199	199	994		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	181	186	190	205	209	214	218	222	226	230	230	230	1 230		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	66	42	49	104	99	63	60	56	56	58	58	58	293		
Pontos de Abastecimento																
Novo	m€	249	245	188	289	137	136	145	149	145	145	145	145	1 064		
Existente	m€	249	245	188	289	137	136	145	149	145	145	145	145	719		
Conversão	m€	234	230	176	272	113	111	119	122	119	119	119	119	589		
Recuperação	m€	7	9	8	12	19	19	20	20	20	20	20	20	97		
Pequeno terciário	m€	7	6	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	32		
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	32	36	38	40	42	42	42	42	42	203		
Contadores/Redutores	m€	21	21	14	34	27	38	30	21	25	23	23	23	142		
Capitalização de Encargos de Estrutura - Segmento																
Novo	m€	535	486	349	571	327	338	353	363	358	359	359	359	1 771		
Existente	m€	495	472	344	564	277	274	292	301	292	292	292	292	1 451		
Conversão	m€	455	430	311	510	208	205	219	226	219	219	219	219	1 088		
Recuperação	m€	28	31	24	40	58	58	61	61	61	61	61	61	304		
Pequeno terciário	m€	12	11	9	14	13	11	12	12	12	12	12	12	59		
Grande consumo	m€	3	2	-	3	-	6	3	-	1	-	-	-	12		
Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	m€	-	-	-	-	327	338	353	363	358	359	359	359	1 771		
BP>	m€	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP<	m€	-	-	-	-	2	6	3	-	1	2	2	2	12		
BP<	m€	-	-	-	-	324	332	350	363	357	357	357	357	1 759		
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	12 208	1 398	3 890	5 538	7 098	9 510	9 510	9 510	10 915		
BP>	MWh	-	-	-	-	11 247	888	2 338	3 360	3 360	4 684	4 684	4 684	5 546		
BP<	MWh	-	-	-	-	961	510	1 552	2 639	3 738	4 826	4 826	4 826	5 369		
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	m€	12 019	12 492	12 752	13 272	13 599	13 937	14 290	14 653	15 011	15 370	15 370	15 370	15 370		
BP>	m€	1	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
BP<	m€	49	47	46	50	52	58	61	61	62	64	64	64	64		
BP<	m€	11 969	12 443	12 705	13 221	13 545	13 877	14 227	14 590	14 947	15 304	15 304	15 304	15 304		
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	13,0	12,7	11,8	11,3	12,9	12,1	12,1	12,0	11,8	11,7	11,7	11,7	11,7		
BP>	MWh/PA	57 762,4	41 144,3	39 000,6	46 176,0	39 355,3	34 632,0	34 632,0	34 632,0	34 632,0	34 632,0	34 632,0	34 632,0	34 632,0		
BP<	MWh/PA	1 293,7	1 302,8	1 159,2	1 302,5	1 469,4	1 114,8	1 111,0	1 092,9	1 091,5	1 086,6	1 086,6	1 086,6	1 086,6		
BP<	MWh/PA	3,1	2,6	2,9	2,9	2,9	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6		
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	152 351	155 759	148 834	146 601	173 017	168 980	171 472	173 120	174 681	177 082	177 082	177 082	178 497		
BP>	MWh	57 762	41 715	38 501	46 176	39 003	34 632	34 632	34 632	34 632	34 632	34 632	34 632	34 632		
BP<	MWh	58 816	62 532	53 901	62 518	74 939	64 657	66 106	66 667	67 129	68 453	68 453	68 453	69 315		
BP<	MWh	35 772	31 511	36 432	37 906	39 075	35 059	36 102	37 189	38 288	39 375	39 375	39 375	39 913		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
Redes	m€	-	-	6	737	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP (estruturante)	m€	-	-	6	737	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	69	6 773	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	0	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7		
Outras Infraestruturas	m€	10	9	7	14	11	14	15	15	16	16	16	16	76		
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	10	9	7	14	11	14	15	15	16	16	16	16	76		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	2	3	0	90	1	7	10	7	10	9	9	9	43		
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	1	2	2	2	6	2	2	6	15	14	14	14	39		
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	1	2	2	2	6	2	2	6	15	14	14	14	39		
Racional Económico																
Densificação de Rede																
N.º de Fogos da VCT	#	-	-	-	49 083	49 083	49 083	49 083	49 083	49 083	49 083	49 083	49 083	49 083		
CU's Alíeis	#	-	-	-	13 272	13 599	13 937	14 290	14 653	15 011	15 370	15 370	15 370	15 370		
% de Ligados	%	-	-	-	27%	28%	28%	29%	30%	31%	31%	31%	31%	31%		
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	67	67	67	63	63	63	64	64	64	65	65	65	65		
PA (EoP)	#	12 019	12 492	12 752	13 272	13 599	13 937	14 290	14 653	15 011	15 370	15 370	15 370	15 370		
Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	181	186	190	212	215	221	225	229	233	237	237	237	237		
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	111	85	91	27	86	67	79	94	89	84	84	84	82		
PA (Ligados Período)	#	535	486	349	571	327	338	353	363	358	359	359	359	1 771		
Km rede secundária (Construída Período)	Km	5	6	4	21	4	5	4	4	4	4	4	4	22		
Rádios de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 124	1 493	1 628	3 238	1 780	1 877	1 728	1 584	1 664	1 724	1 724	1 724	1 713		
Investimento Expansão	€	601	726	568	1 849	582	635	610	575	596	619	619	619	3 094		
PA<	€	315	287	238	393	236	198	205	206	201	201	201	201	1 012		
Redes, Ramais e UAGs	€	259	410	310	1 414	307	387	364	332	345	364	364	364	1 792		
Contadores e Redutores	€	28	29	21	41	35	50	41	38	50	52	52	52	231		
Clientes Ligados	#	535	486	349	571	327	338	353	363	358	359	359	359	1 771		
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	m€/PA	9,0	11,8	10,8	25,8	11,6	14,8	12,7	10,6	11,3	12,0	12,0	12,0	12,3		
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	318	291	525	-	48	227	279	519	296	230	230	230	278		
A- Rentabilidade Investimento																
	%	10,12%	7,33%	4,56%	-	-	5,56%	4,62%	2,88%	4,43%	5,65%	5,65%	5,65%	4,66%		
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax																
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%		
Premio de VCT (A-B)																
	pp	2,28	0,68	(2,08)	-	-	0,86	(0,08)	(1,82)	(0,27)	0,95	0,95	0,95	(0,04)		

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022																	
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	1 2023-2027												
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO													1 629	1 431	893	948	466	579	495	448	454	483	2 756	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO													1 611	1 411	879	932	433	404	456	410	403	423	2 402	
Rede e UAGs													m€	1 041	989	559	569	247	255	309	261	255	273	1 347
Rede Secundária - BP	m€	894	842	460	429	184	189	234	192	184	201	999												
Ramais	m€	147	146	99	140	62	67	69	69	71	72	347												
Rede Secundária - BP	mts	15 709	15 207	6 481	8 245	2 904	2 968	3 705	2 955	2 770	3 023	15 408												
Ramais	mts	542	539	321	377	163	172	173	175	179	179	878												
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	220	235	242	250	253	256	259	262	265	268	268												
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	132	79	93	109	81	44	49	44	42	44	224												
Pontos de Abastecimento													m€	438	343	227	254	106	105	105	105	106	106	832
Novo													m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Existente													m€	438	343	227	254	106	105	105	105	106	106	832
Conversão	m€	358	274	176	175	87	86	86	86	87	87	432												
Reconversão	m€	67	61	45	73	14	14	14	14	14	14	72												
Pequeno terciário	m€	13	8	6	6	5	4	4	4	4	5	23												
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Instrução e análise técnica de processo													m€	-	-	-	41	33	35	35	36	38	38	182
Contadores/Redutores	m€	36	33	17	31	18	23	32	24	21	24	124												
Pontos de Abastecimento - Segmento													#	1 018	776	499	604	292	309	311	314	322	323	1 579
Novo													#	57	21	16	34	78	96	96	102	108	108	530
Existente													#	960	753	483	567	214	212	211	211	214	214	1 062
Conversão	#	678	509	316	314	160	159	159	159	160	160	797												
Reconversão	#	280	229	156	242	45	45	44	44	45	45	223												
Pequeno terciário	#	22	15	11	11	9	8	8	8	9	9	42												
Grande consumo	#	1	2	-	3	-	1	4	1	-	1	7												
Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	-	-	-	-	292	309	311	314	322	323	1 579
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	#	-	-	-	-	-	1	4	1	-	1	7												
BP<	#	-	-	-	-	-	292	308	307	313	322	323	1 573											
Energia Veiculada Adicional													MWh	-	-	-	-	812	564	2 454	4 348	5 381	6 810	7 775
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
BP>	MWh	-	-	-	-	-	118	1 122	2 125	2 243	2 745	3 247												
BP<	MWh	-	-	-	-	-	812	446	1 332	2 223	3 138	4 065	4 528											
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa													#	14 361	15 149	15 575	16 138	16 430	16 739	17 050	17 364	17 686	18 009	18 009
MP	#	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2												
BP>	#	43	44	41	43	43	44	44	49	49	50	50												
BP<	#	14 315	15 102	15 531	16 093	16 385	16 693	17 000	17 313	17 635	17 957	17 957												
Consumo Unitário													MWh/PA	12,3	11,6	11,4	11,4	11,3	10,9	10,9	10,8	10,6	10,5	10,5
MP	MWh/PA	30 321,1	30 039,9	31 278,1	37 824,3	46 420,4	47 280,4	47 280,4	47 280,4	47 280,4	47 280,4	47 280,4												
BP>	MWh/PA	977,3	976,1	960,6	1 008,6	1 114,5	865,5	845,3	817,3	810,3	811,3	811,3												
BP<	MWh/PA	2,8	2,7	2,7	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7												
Energia Veiculada Total													MWh	170 854	171 725	175 273	180 688	184 687	181 658	183 548	185 442	186 475	187 904	188 869
MP	MWh	90 963	90 120	93 834	94 561	92 841	94 561	94 561	94 561	94 561	94 561	94 561												
BP>	MWh	41 047	42 462	40 825	42 362	47 924	42 481	43 484	44 488	44 606	45 108	45 609												
BP<	MWh	38 844	39 144	40 614	43 765	43 922	44 617	45 503	46 394	47 308	48 236	48 699												
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS													15	15	6	8	14	159	30	27	30	30	273	
Redes													m€	-	-	-	(3)	-	90	-	-	-	-	90
MP	m€	-	-	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-												
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	90	-	-	-	-	90												
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	1 000	-	-	-	-	1 000												
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27												
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1												
Outras Infraestruturas													m€	10	8	6	9	14	17	18	18	19	19	91
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	10	8	6	9	14	17	18	18	19	19	91												
Capitalização de Encargos de Estrutura													m€	5	6	-	1	0	51	12	9	12	11	94
OUTROS INVESTIMENTOS													3	6	8	9	18	16	9	11	21	32	83	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	3	6	8	9	18	16	9	11	21	32	83												
Racional Económico																								
Densificação de Rede																								
Nº de Fogos da VCD	#	-	-	-	38 741	38 741	38 741	38 741	38 741	38 741	38 741	38 741												
CUTs Ativos	#	-	-	-	16 138	16 430	16 739	17 050	17 364	17 686	18 009	18 009												
% de Ligados	%	-	-	-	42%	42%	43%	44%	45%	46%	46%	46%												
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	65	64	64	65	65	65	65	66	66	67	67												
PA (EoP)	#	14 361	15 149	15 575	16 138	16 430	16 739	17 050	17 364	17 686	18 009	18 009												
Km Rede Secundária (EoP)	Km	220	245	242	250	253	257	260	263	266	269	269												
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	65	51	77	73	101	78	84	106	116	107	96												
PA (Ligados Período)	#	1 018	776	499	604	292	309	311	314	322	323	1 579												
Km rede secundária (Construída Período)	Km	16	15	6	8	3	4	4	3	3	3	15												
Rátiros de expansão																								
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 623	1 872	1 819	1 613	1 637	1 473	1 638	1 454	1 419	1 523	1 501												
Investimento Expansão	€	1 652	1 452	908	974	478	453	510	456	457	492	2 369												
PA>	€	570	423	320	363	187	149	154	149	148	150	750												
Redes, Ramais e UAGs	€	1 041	989	559	569	247	255	303	261	255	273	1 347												
Contadores e Redutores	€	42	41	29	42	44	51	53	47	54	69	273												
Clientes Ligados	#	1 018	776	499	604	292	309	311	314	322	323	1 579												
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	15,4	19,6	13,0	13,7	9,9	9,6	11,9	9,4	8,6	9,4	9,3												
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	569	415	583	-	589	403	192	402	492	255	309												
A- Rentabilidade Investimento													%	4,36%	4,54%	3,71%	-	2,25%	6,42%	3,53%	3,04%	5,07%	4,01%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax													%	7,85%	6,65%	6,65%	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de VCD (A-B)	pp	(3,49)	(2,11)	(2,94)	-	-	(2,45)	1,72	(1,17)	(1,66)	0,37	(0,69)												

Descrição	unim.	Real 18-21					PDIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO																
		42	265	398	256	83	82	72	75	72	103	103	103	103	103	456
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO																
Rede e UAGs	m€	29	238	17	143	41	54	43	46	44	76	263				
Rede Secundária - BP	m€	28	233	17	126	32	45	34	35	34	65	214				
Ramais	m€	1	6	17	17	9	9	9	10	10	11	49				
Rede Secundária - BP	m€	982	3 725	-	2 084	531	724	526	538	519	1 019	3 320				
Ramais	m€	1	11	59	47	23	23	24	25	24	26	122				
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	21	25	25	27	28	28	29	30	30	31	31				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	10	20	9	17	20	9	7	8	7	11	42				
Pontos de Abastecimento																
Mercado Novo	m€	2	5	54	32	19	18	20	21	20	20	145				
Mercado Existente	m€	2	5	54	32	19	18	20	21	20	20	99				
Conversão	m€	2	4	54	30	15	15	16	17	16	16	81				
Recuperação	m€	-	-	-	2	3	3	3	3	3	3	13				
Pequeno terciário	m€	-	0	-	-	1	1	1	1	1	1	5				
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	5	4	5	5	5	5	5	25				
Contadores/Redutores																
Contadores/Redutores	m€	2	1	4	5	5	5	2	2	2	3	20				
Pontos de Abastecimento - Segmento																
Mercado Novo	#	6	12	100	64	41	41	44	45	44	46	220				
Mercado Existente	#	5	9	100	64	38	37	41	42	40	40	200				
Conversão	#	5	8	100	58	28	28	30	31	30	30	149				
Recuperação	#	-	-	-	6	8	8	9	9	8	8	42				
Pequeno terciário	#	-	1	-	-	2	2	2	2	2	2	9				
Grande consumo	#	1	2	-	-	1	1	1	1	1	1	3				
Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	-	-	-	-	41	41	44	45	44	46	220				
BP>	#	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	3				
BP<	#	-	-	-	-	40	40	44	45	44	44	217				
Energia Veiculada Adicional																
MP	MWh	-	-	-	-	380	708	1 478	1 605	1 732	2 212	2 627				
BP>	MWh	-	-	-	-	297	650	1 300	1 300	1 300	1 654	2 008				
BP<	MWh	-	-	-	-	83	58	178	305	432	558	619				
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa																
MP	#	489	506	600	656	697	738	782	827	871	917	917				
BP>	#	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
BP<	#	6	9	9	9	10	11	11	11	11	13	13				
BP<	#	482	496	591	646	686	726	770	815	859	903	903				
Consumo Unitário																
MP	MWh/PA	39,8	49,3	46,2	39,4	36,8	35,3	35,3	33,5	31,9	30,8	30,8				
BP>	MWh/PA	14 023,4	13 280,7	11 936,2	12 294,1	11 934,1	12 294,1	12 294,1	12 294,1	12 294,1	12 294,1	12 294,1				
BP<	MWh/PA	727,4	1 319,9	1 422,0	1 242,2	1 161,7	1 079,3	1 131,4	1 131,4	1 131,4	1 131,4	1 066,7				
BP<	MWh/PA	3,1	2,8	2,8	3,1	2,9	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8				
Energia Veiculada Total																
MP	MWh	19 518	24 545	25 529	24 740	24 877	26 049	26 819	26 946	27 073	27 553	27 968				
BP>	MWh	14 023	13 281	11 936	12 294	11 934	12 294	12 294	12 294	12 294	12 294	12 294				
BP<	MWh	4 001	9 899	12 087	10 559	11 036	11 796	12 446	12 446	12 446	12 800	13 154				
BP<	MWh	1 494	1 366	1 506	1 887	1 906	1 959	2 079	2 206	2 334	2 459	2 520				
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS																
Redes	m€	-	-	310	62	-	-	-	-	-	-	-				
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
BP (estruturante)	m€	-	-	310	62	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	4 415	51	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	4	4	4	4	4	4	4	4	4				
Outras Infraestruturas																
Reestruturação de Infraestruturas	m€	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	4				
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	4				
Capitalização de Encargos de Estrutura																
	m€	0	2	7	3	2	0	0	0	1	1	2				
OUTROS INVESTIMENTOS																
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0				
Racional Económico																
Densificação de Rede																
N.º de Fogos da VNC	#	-	-	-	6 315	6 315	6 315	6 315	6 315	6 315	6 315	6 315				
CU's Alíeis	#	-	-	-	656	697	738	782	827	871	917	917				
% de Ligados	%	-	-	-	10%	11%	12%	12%	13%	14%	15%	15%				
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	23	20	20	21	22	22	23	24	25	26	26				
PA (EoP)	#	489	506	600	656	697	738	782	827	871	917	917				
Km Rede Secundária (EoP)	Km	21	25	30	32	32	33	33	34	35	36	36				
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	6	3	23	30	77	57	84	84	85	45	66				
PA (Ligados Período)	#	6	12	100	64	43	41	44	45	44	46	220				
Km rede secundária (Construída Período)	Km	1	4	4	2	1	1	1	1	1	1	3				
Rádios de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	6 938	22 022	839	3 054	2 075	2 111	1 676	1 695	1 678	2 539	1 941				
Investimento Expansão	€	42	264	84	159	85	87	74	76	74	137	427				
PA's	€	13	24	63	49	38	27	28	28	27	31	141				
Redes, Ramais e UAGs	€	29	238	17	143	41	54	43	45	44	76	263				
Contadores e Redutores	€	0	2	4	3	5	6	3	3	3	10	24				
Clientes Ligados	#	6	12	100	64	43	41	44	45	44	46	220				
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	m€/PA	163,7	310,4	-	32,7	13,0	17,7	12,0	12,0	11,8	22,2	15,1				
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	9	452	344	-	224	61	585	599	577	141	163				
A- Rentabilidade Investimento																
	%	232,72%	1,84%	7,40%	-	-	19,03%	2,24%	2,09%	2,27%	6,01%	7,64%				
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax																
	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%				
Premio de VNC (A-B)																
	pp	224,87	(4,81)	0,76	-	-	14,33	(2,46)	(2,63)	(2,43)	3,31	2,94				

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022																
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	1 2023-2027											
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO												1 982	1 977	1 108	1 239	1 726	1 842	1 915	1 842	1 943	1 800	10 254	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO												1 942	1 852	976	1 160	1 668	1 777	1 725	1 790	1 878	1 731	9 814	
Rede e UAGs												m€	1 408	1 225	541	737	1 055	1 112	1 066	1 124	1 202	1 072	5 573
Rede Secundária - BP	m€	1 283	977	384	580	843	898	851	904	977	849	4 478											
Ramais	m€	115	249	156	158	212	214	215	220	225	223	1 097											
Rede Secundária - BP	m€	27 269	16 494	7 913	11 102	13 227	14 160	13 199	13 940	14 977	12 727	69 021											
Ramais	m€	485	892	642	491	555	551	551	554	560	555	2 771											
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	260	276	284	295	309	323	336	350	365	378	378											
Capitalização de Encargos de Estrutura												m€	176	143	139	123	128	186	179	185	191	174	914
Pontos de Abastecimento												m€	358	483	296	300	485	479	481	481	485	485	3 324
Mercado Novo												m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente												m€	358	483	296	300	485	479	481	481	485	485	2 411
Conversão	m€	243	380	244	253	398	393	394	394	398	398	1 978											
Reconversão	m€	105	89	45	42	66	65	65	65	66	66	328											
Pequeno terciário	m€	11	14	8	6	21	21	21	21	21	21	106											
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											
Instalação e análise técnica de processo												m€	-	-	-	43	112	112	113	114	117	118	573
Contadores/Redutores												m€	40	43	30	37	54	73	61	71	82	51	339
Pontos de Abastecimento - Segmento												#	921	1 130	653	709	996	992	991	995	1 008	999	4 985
Mercado Novo												#	47	43	25	80	14	17	17	18	19	19	90
Mercado Existente												#	869	1 083	621	624	980	968	971	971	980	980	4 870
Conversão	#	459	734	460	475	735	726	728	728	735	735	3 652											
Reconversão	#	391	325	148	137	206	203	204	204	206	206	1 053											
Pequeno terciário	#	19	24	13	12	39	39	39	39	39	39	195											
Grande consumo	#	5	4	7	5	2	3	3	3	3	3	25											
Pontos de Abastecimento - Tarifa												#	-	-	-	-	996	992	991	995	1 008	999	4 985
MP	#	1	1	-	-	1	1	-	-	1	-	2											
BP>	#	1	1	-	-	1	1	-	-	1	-	23											
BP<	#	-	-	-	-	994	985	988	989	999	999	4 960											
Energia Veiculada Adicional												MWh	18 855	11 395	25 886	39 497	65 253	82 158	83 823				
MP	MWh	15 304	7 618	15 231	15 231	15 231	15 231	15 231	15 231	15 231	15 231	27 038											
BP>	MWh	356	2 155	5 771	16 117	32 688	60 374	40 374	40 374	40 374	40 374	16 411											
BP<	MWh	3 195	1 625	4 885	8 150	11 431	14 746	16 411	16 411	16 411	16 411	-											
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa												#	15 696	16 825	17 392	18 075	19 071	20 063	21 054	22 049	23 057	24 056	24 056
MP	#	24	21	21	20	21	22	22	22	23	23	23											
BP>	#	84	83	89	91	92	98	101	107	115	115	115											
BP<	#	15 588	16 721	17 282	17 964	18 958	19 943	20 931	21 920	22 919	23 918	23 918											
Consumo Unitário												MWh/PA	57,1	53,3	49,9	52,4	51,2	47,4	46,9	45,4	44,6	43,3	43,3
MP	MWh/PA	28 842,3	30 671,3	32 462,8	35 243,4	36 561,2	34 005,7	34 351,8	34 850,8	33 850,8	33 371,4	33 371,4											
BP>	MWh/PA	1 546,2	1 494,2	1 387,3	1 668,3	1 542,5	1 446,5	1 461,0	1 497,2	1 552,1	1 565,0	1 565,0											
BP<	MWh/PA	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1											
Energia Veiculada Total												MWh	869 705	866 101	854 221	929 191	951 182	950 042	964 533	978 144	1 003 899	1 020 805	1 022 470
MP	MWh	694 387	690 103	681 718	722 448	749 508	748 125	755 740	761 644	767 547	767 547	767 547											
BP>	MWh	125 244	124 769	117 587	148 347	141 141	141 752	145 368	155 714	172 285	179 971	179 971											
BP<	MWh	50 074	51 229	54 917	58 395	60 533	60 165	63 425	66 690	69 970	73 286	74 951											
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS												m€	36	120	107	48	22	31	180	35	41	42	329
Redes												m€	20	94	89	21	-	-	86	-	-	-	80
MP	m€	20	92	64	21	-	-	86	-	-	-	80											
BP (estruturante)	m€	-	2	26	-	-	-	-	-	-	-	80											
Rede Primária - MP	mts	-	-	310	-	-	-	-	-	-	-	1 000											
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	96	286	-	-	-	1 000	-	-	-	1 000											
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	34	34	35	35	35	35	35	35	35	35	35											
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5											
Outras Infraestruturas												m€	9	9	7	13	17	21	23	24	25	26	110
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	9	9	7	13	17	21	23	24	25	26	110											
Capitalização de Encargos de Estrutura												m€	7	16	10	14	6	10	71	11	16	15	124
OUTROS INVESTIMENTOS												m€	4	6	25	30	36	33	10	17	24	28	111
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	4	6	25	30	36	33	10	17	24	28	111											
Racional Económico																							
Densificação de Rede																							
Nº de Fogos da VNF	#	-	-	-	57 321	57 321	57 321	57 321	57 321	57 321	57 321	57 321											
CUFs Ativos	#	-	-	-	18 075	19 071	20 063	21 054	22 049	23 057	24 056	24 056											
% de Ligados	%	-	-	-	32%	33%	35%	37%	38%	40%	42%	42%											
PA/Km Rede Secundária (EoP)												#/Km	60	60	60	60	61	61	62	62	62	63	63
PA (EoP)	#	15 696	16 825	17 392	18 075	19 071	20 063	21 054	22 049	23 057	24 056	24 056											
Km Rede Secundária (EoP)	Km	263	280	288	299	312	327	341	355	370	382	382											
PA/Km Rede Secundária (Período)												#/Km	34	68	80	64	75	70	70	71	67	78	71
PA (Ligados Período)	#	921	1 130	653	709	996	992	991	995	1 008	999	4 985											
Km rede secundária (Construída Período)	Km	27	17	8	11	13	14	14	14	15	13	70											
Riscos de expansão																							
Inv. Expansão/Cliente Ligado												€	2 153	1 687	1 587	1 737	1 775	1 913	1 828	1 904	1 986	1 833	1 893
Investimento Expansão	€	1 983	1 906	1 036	1 231	1 768	1 898	1 812	1 894	2 002	1 831	9 497											
PA>	€	534	626	436	423	613	665	659	666	676	659	3 324											
Redes, Ramais e UAGs	€	1 408	1 225	541	737	1 055	1 112	1 066	1 124	1 202	1 072	5 573											
Contadores e Redutores	€	41	54	60	71	100	121	87	105	124	100	536											
Clientes Ligados	#	921	1 130	653	709	996	992	991	995	1 008	999	4 985											
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	29,6	14,6	12,1	15,7	13,4	14,3	13,3	14,0	14,9	12,7	13,8											
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	226	328	25	-	94	83	293	90	66	550	113											
A- Rentabilidade Investimento												%	10,57%	5,48%	21,39%	-	6,76%	4,15%	13,28%	12,22%	2,68%	7,90%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax												%	7,85%	6,65%	6,65%	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	
Prémio de VNF (A-B)												pp	2,72	(1,16)	14,74	-	2,06	(0,55)	8,58	7,52	(2,02)	3,20	

Descrição	u.m.	Real 18-21				POIRD 2022						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	1 2023-2027
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		1 091	1 065	1 054	2 255	1 651	2 483	1 451	1 526	1 509	1 508	9 474
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		1 581	1 592	1 683	1 242	1 111	1 324	1 331	1 379	1 425	1 381	7 689
Rede e UAIGs		m€	954	1 111	1 250	808	819	818	826	868	871	4 292
Rede Secundária - BP	m€	788	959	1 066	635	640	635	641	678	714	675	3 343
Ramais	m€	166	152	184	173	178	183	185	190	195	196	950
Rede Secundária - BP	mts	16 066	15 494	16 581	14 055	10 111	9 949	9 936	10 449	10 912	10 162	51 408
Ramais	#	549	459	566	637	467	474	474	481	488	486	2 403
Rede Secundária - BP (Extensão)	km	612	627	644	658	668	678	688	698	709	713	3 719
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	136	183	160	125	125	141	141	146	147	142	716
Pontos de Abastecimento	m€	481	298	273	310	368	365	364	365	368	368	2 680
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	491	298	273	310	368	365	364	365	368	368	1 831
Conversão	m€	403	208	205	213	303	299	299	299	302	302	1 502
Reconversão	m€	64	73	54	89	50	50	50	50	50	50	249
Pequeno terciário	m€	24	17	13	8	16	16	16	16	16	16	80
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	39	94	97	97	99	102	103	498
Contadores/Redutores	m€	47	33	37	39	58	66	66	73	78	69	351
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	1 186	849	775	917	838	854	853	863	878	875	4 323
Mercado Novo	#	125	158	170	211	93	115	115	122	129	129	610
Mercado Existente	#	1 057	686	596	705	745	737	738	741	744	744	3 688
Conversão	#	777	403	385	396	558	553	552	553	558	558	2 774
Reconversão	#	240	254	189	293	156	155	155	155	156	156	777
Pequeno terciário	#	40	29	22	16	30	29	29	29	30	30	147
Grande consumo	#	4	5	9	1	1	2	2	4	5	2	15
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	838	854	853	863	878	875	4 323
MP	#	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	1
BP>	#	-	-	-	-	1	2	2	4	4	2	14
BP<	#	-	-	-	-	837	852	851	859	873	873	4 308
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	2 769	1 961	5 543	12 848	29 230	43 872	47 815
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	6 684	12 988	12 988
BP>	MWh	-	-	-	-	182	593	1 440	6 003	13 117	18 400	20 998
BP<	MWh	-	-	-	-	2 587	1 368	4 103	6 844	9 619	12 424	13 829
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	52 718	53 487	54 134	54 778	55 616	56 470	57 323	58 186	59 064	59 939	59 939
MP	#	6	5	7	6	6	6	6	6	7	7	7
BP>	#	153	149	142	133	134	136	138	142	146	148	148
BP<	#	52 559	53 333	53 985	54 639	55 476	56 328	57 179	58 038	58 911	59 784	59 784
Consumo Unitário	MWh/PA	15,6	15,1	14,6	15,3	15,2	14,8	14,7	14,6	14,7	14,7	14,7
MP	MWh/PA	81 836,3	84 950,8	85 379,7	86 428,9	84 735,2	93 631,3	93 631,3	93 631,3	87 427,9	82 110,8	82 110,8
BP>	MWh/PA	742,9	782,8	722,3	730,3	743,3	746,0	746,7	763,3	791,5	811,7	811,7
BP<	MWh/PA	3,2	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Energia Veiculada Total	MWh	812 599	800 793	784 520	831 307	840 279	835 116	838 698	846 002	862 384	877 026	880 970
MP	MWh	532 066	522 229	512 278	561 788	568 411	561 788	561 788	561 788	568 282	574 775	574 775
BP>	MWh	111 802	118 196	105 100	100 411	99 227	101 453	102 300	106 864	113 977	119 320	121 859
BP<	MWh	168 731	160 367	167 142	169 109	172 641	171 874	174 610	177 351	180 125	182 931	184 336
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		41	153	119	914	218	1 095	97	87	97	95	1 469
Redes		m€	-	90	75	788	121	684	-	-	-	684
MP	m€	-	66	67	56	56	684	-	-	-	-	684
BP (Estruturante)	m€	-	24	8	733	121	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	40	289	-	3 300	-	-	-	-	3 300
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	400	94	8 519	1 950	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	km	27	27	27	28	28	31	31	31	31	31	31
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	km	3	3	3	12	14	14	14	14	14	14	14
Outras Infraestruturas	m€	36	45	35	48	47	57	58	59	59	60	294
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estados e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	36	45	35	48	47	57	58	59	59	60	294
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	5	18	8	77	49	353	38	28	37	31	401
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	69	120	149	99	121	64	24	60	77	90	316
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	69	120	149	99	121	64	24	60	77	90	316
Racional Económico												
Densificação de Rede												
N.º de Fogos da VNG	#	-	-	-	-	144 965	144 965	144 965	144 965	144 965	144 965	144 965
C&F Adivos	#	-	-	-	-	54 778	55 616	56 470	57 323	58 186	59 064	59 939
% de Ligados	%	-	-	-	-	38%	38%	39%	40%	40%	41%	41%
PA/Km Rede Secundária (EOP)	#/Km	86	85	84	82	82	82	82	82	82	82	82
PA (EOP)	#	52 718	53 487	54 134	54 778	55 616	56 470	57 323	58 186	59 064	59 939	59 939
Km Rede Secundária (EOP)	km	614	630	647	669	681	691	701	712	723	733	733
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	74	53	46	41	69	86	86	83	80	80	80
PA (Ligados Período)	#	1 186	849	775	917	838	854	853	863	878	875	4 323
Km rede secundária (Construída Período)	km	16	16	17	23	12	10	10	10	11	10	51
Rátios de expansão												
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1 450	2 102	2 453	1 549	1 812	1 744	1 708	1 795	1 842	1 803	1 779
Investimento Expansão	€	1 720	1 785	1 901	1 421	1 518	1 489	1 457	1 549	1 617	1 577	7 600
PAs	€	627	481	433	434	493	506	505	511	516	510	2 547
Redes, Ramais e UAIGs	€	954	1 111	1 250	808	819	818	826	868	909	871	4 292
Contadores e Redutores	€	139	193	218	178	206	165	126	171	192	196	851
Clientes Ligados	#	1 186	849	775	917	838	854	853	863	878	875	4 323
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	13,5	18,2	21,4	15,4	12,1	11,6	11,6	12,1	12,4	11,6	11,9
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	358	354	195	-	548	380	449	136	76	200	161
A- Rentabilidade Investimento	%	8,86%	5,65%	9,61%	-	-	1,18%	3,18%	9,00%	7,87%	6,28%	4,92%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de VNG (A-B)	pp	1,01	(1,00)	2,96	-	-	(3,52)	(1,52)	4,30	3,17	1,58	0,22

Descrição	u.m.	Real 18-21					POIRD 2022									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		864	709	588	578	644	644	681	726	735	707	705	3 972			
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		858	705	586	573	639	673	717	726	695	753	3 922				
Rede e UAGs	m€	638	503	426	408	394	422	451	453	434	485	2 243				
Rede Secundária - BP	m€	579	414	367	355	315	343	366	364	347	396	1 817				
Ramais	m€	59	89	59	54	79	80	85	89	86	89	426				
Rede Secundária - BP	mts	11 737	7 000	6 950	6 873	4 894	5 417	5 712	5 615	5 276	6 021	28 040				
Ramais	#	216	315	194	155	205	204	217	224	217	218	1 080				
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	75	82	89	95	100	106	112	117	122	128	128				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	61	31	48	59	63	70	74	75	70	76	365				
Pontos de Abastecimento	m€	160	171	111	105	182	180	192	198	192	192	1 311				
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Mercado Existente	m€	160	171	111	105	182	180	192	198	192	192	953				
Conversão	m€	143	154	98	91	149	148	158	162	158	158	782				
Reconversão	m€	12	12	7	9	25	24	26	27	26	26	129				
Pequeno terciário	m€	5	5	6	5	8	8	8	9	8	8	41				
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	13	41	41	44	46	45	46	223				
Contadores/Redutores	m€	18	13	8	12	19	27	28	26	22	32	135				
Mercado Novo - Segmento	#	334	358	220	217	369	368	391	402	390	393	1 944				
Mercado Existente	#	329	350	219	214	367	364	387	399	387	391	1 924				
Conversão	#	276	295	184	174	275	273	291	291	291	287	1 445				
Reconversão	#	44	45	23	30	77	76	81	84	81	81	409				
Pequeno terciário	#	9	10	12	10	15	15	15	16	15	15	76				
Grande consumo	#	3	2	-	2	1	3	3	2	1	4	13				
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	369	368	391	402	390	393	1 944				
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1				
BP>	#	-	-	-	-	1	3	3	2	1	3	12				
BP<	#	-	-	-	-	368	365	388	400	389	390	1 931				
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	1 453	1 024	3 399	6 106	8 507	17 459	25 368				
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 904	11 807				
BP>	MWh	-	-	-	-	427	508	1 812	3 389	4 654	8 502	8 044				
BP<	MWh	-	-	-	-	1 026	516	1 586	2 717	3 853	4 964	5 517				
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	3 059	3 411	3 593	3 812	4 181	4 549	4 940	5 342	5 732	6 125	6 125				
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1				
BP>	#	6	9	9	10	11	14	17	19	20	23	23				
BP<	#	3 053	3 402	3 584	3 802	4 170	4 535	4 923	5 323	5 712	6 101	6 101				
Consumo Unitário	MWh/PA	3,6	3,8	3,8	3,8	3,7	3,5	3,8	4,1	4,2	5,4	5,4				
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
BP>	MWh/PA	460,0	522,1	367,4	384,5	314,7	311,1	365,2	402,0	436,0	11 807,0	11 807,0				
BP<	MWh/PA	2,9	2,6	2,9	2,8	2,9	2,5	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7				
Energia Veiculada Total	MWh	10 352	12 171	13 481	14 092	14 756	15 822	18 196	20 903	23 304	32 257	40 169				
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 904	11 807				
BP>	MWh	2 070	3 916	3 307	3 652	3 304	4 355	5 660	7 236	8 502	10 440	11 892				
BP<	MWh	8 282	8 255	10 174	10 440	11 452	11 466	12 536	13 667	14 803	15 914	16 467				
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS	m€	6	4	2	4	4	7	9	9	10	11	45				
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
BP (estruturante)	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	6	6	6	6	0	6	6	6	6	0	6				
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Outras Infraestruturas	m€	3	2	2	4	3	5	5	6	6	7	25				
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	3	2	2	4	3	5	5	6	6	7	25				
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	2	2	-	0	0	2	4	3	4	4	16				
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	0	1	0	1	1	1	0	1	2	2	5				
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	0	1	0	1	1	1	0	1	2	2	5				
Racional Económico																
Densificação de Rede																
N.º de Fogos da VVD	#	-	-	-	23 963	23 963	23 963	23 963	23 963	23 963	23 963	23 963				
CU's Ativos	#	-	-	-	3 812	4 181	4 549	4 940	5 342	5 732	6 125	6 125				
% de Ligados	%	-	-	-	16%	17%	19%	21%	22%	24%	26%	26%				
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	41	42	41	40	42	43	44	46	47	48	48				
PA (EoP)	#	3 059	3 411	3 593	3 812	4 181	4 549	4 940	5 342	5 732	6 125	6 125				
Km Rede Secundária (EoP)	Km	75	82	89	95	100	106	112	117	122	128	128				
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	38	51	32	32	74	68	68	72	74	65	69				
PA (Ligados Período)	#	334	358	220	217	369	368	391	402	390	393	1 944				
Km rede secundária (Construída Período)	Km	12	7	7	7	5	5	6	6	5	6	28				
Riscos de expansão																
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	2 608	2 007	2 706	2 703	1 795	1 913	1 916	1 882	1 857	2 014	1 917				
Investimento Expansão	€	871	719	595	587	662	704	749	757	724	792	3 736				
Pks	€	221	202	160	165	245	250	266	272	262	268	1 318				
Redes, Ramais e UAGs	€	638	503	426	408	394	422	451	453	434	485	2 245				
Contadores e Redutores	€	13	14	9	14	23	31	32	31	29	39	162				
Clientes Ligados	#	334	358	220	217	369	368	391	402	390	393	1 944				
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	35,1	19,6	31,6	31,7	13,5	14,7	14,6	14,0	13,5	15,3	14,4				
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	341	499	887	-	-	456	344	277	279	347	50				
A- Rentabilidade Investimento	%	5,63%	3,68%	1,49%	-	-	3,42%	4,24%	4,25%	3,35%	8,37%	4,68%				
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%				
Prémio de VVD (A-B)	pp	(2,22)	(2,96)	(5,16)	-	-	(1,28)	(0,46)	(0,45)	(1,35)	3,67	(0,02)				

Descrição	u.m.	Real 18-21					PDIRD 2022					I 2023-2027
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		610	319	357	401	373	400	364	386	377	436	2.164
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		605	316	206	352	366	385	355	375	366	421	2.104
Rede e UAGs	m€	390	208	118	214	223	244	217	235	226	275	1.197
Rede Secundária - BP	m€	347	139	73	135	178	197	170	187	178	225	957
Ramais	m€	43	69	44	78	46	47	47	48	48	50	241
Rede Secundária - BP	mts	5.372	2.858	856	2.080	2.796	3.115	2.628	2.878	2.688	3.438	14.747
Ramais	#	158	244	119	224	120	121	120	121	122	123	607
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	25	28	29	31	34	37	40	43	45	49	49
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	42	15	25	37	40	40	37	39	37	43	196
Pontos de Abastecimento	m€	173	93	63	101	102	101	102	102	103	103	711
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	173	93	63	101	102	101	102	102	103	103	509
Conversão	m€	158	75	44	82	84	83	83	83	84	84	415
Reconversão	m€	13	12	13	15	14	14	14	14	14	14	69
Pequeno terciário	m€	2	6	6	4	4	4	4	4	4	4	22
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	14	24	24	25	25	26	26	126
Contadores/Redutores	m€	22	7	8	9	11	17	11	15	12	21	76
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	409	201	133	202	215	217	216	218	219	222	1.092
Mercado Novo	#	27	1	2	3	9	11	11	12	12	12	58
Mercado Existente	#	382	198	129	199	206	204	205	206	207	207	1.038
Conversão	#	321	143	75	145	155	153	154	154	156	156	773
Reconversão	#	57	43	42	47	43	43	43	43	43	43	215
Pequeno terciário	#	4	12	12	7	8	8	8	8	8	8	40
Grande consumo	#	-	2	2	-	-	2	-	1	-	-	6
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	215	217	216	218	219	222	1.092
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	2	-	-	1	-	-	6
BP<	#	-	-	-	-	215	215	216	217	219	219	1.086
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	604	830	1.961	2.712	3.466	8.737	13.702
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	531	1.063	1.210	1.358	6.022	10.685
BP<	MWh	-	-	-	-	604	298	898	1.501	2.108	2.715	3.017
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	2.763	2.956	3.068	3.266	3.481	3.698	3.914	4.132	4.351	4.573	4.573
MP	#	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
BP>	#	11	14	15	14	14	16	16	17	17	20	20
BP<	#	2.745	2.936	3.047	3.246	3.461	3.676	3.892	4.109	4.328	4.547	4.547
Consumo Unitário	MWh/PA	84,7	67,3	61,8	67,7	57,4	58,4	57,1	54,2	51,6	50,2	50,2
MP	MWh/PA	27.643,0	26.108,1	28.046,3	31.118,7	27.692,1	31.149,7	31.149,7	31.149,7	31.149,7	31.149,7	31.149,7
BP>	MWh/PA	1.567,1	1.227,8	667,2	1.276,7	1.248,8	1.205,1	1.238,3	1.209,7	1.182,8	1.339,0	1.339,0
BP<	MWh/PA	3,1	2,6	2,8	3,0	3,0	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Energia Veiculada Total	MWh	217.814	192.455	186.264	214.550	193.799	216.112	217.244	217.994	218.749	224.020	228.985
MP	MWh	193.501	169.702	168.278	186.712	166.153	186.898	186.898	186.898	186.898	186.898	186.898
BP>	MWh	16.455	15.347	9.475	18.512	17.455	19.282	19.813	19.960	20.168	24.772	29.436
BP<	MWh	7.858	7.406	8.311	9.326	10.191	9.933	10.533	11.136	11.743	12.350	12.651
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS	m€	5	2	148	47	4	6	8	7	8	8	38
Redes	m€	-	-	145	43	-	-	-	-	-	-	-
MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP (estruturante)	m€	-	-	145	43	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	1.400	491	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	1	2	2	2	2	2	2	2	
Outras Infraestruturas	m€	3	1	1	2	3	4	5	5	5	5	24
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	3	1	1	2	3	4	5	5	5	5	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	2	1	3	3	1	2	3	2	3	3	14
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	0	0	2	2	3	8	1	3	3	7	23
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	0	0	2	2	3	8	1	3	3	7	23
Racional Económico												
Demarcação de Rede												
% de Fogos da VIZ	#	-	-	-	9.458	9.458	9.458	9.458	9.458	9.458	9.458	9.458
CU's Ativos	#	-	-	-	3.266	3.481	3.698	3.914	4.132	4.351	4.573	4.573
% de Ligados	%	-	-	-	35%	37%	39%	41%	44%	46%	48%	48%
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	109	105	100	99	97	95	94	93	92	90	90
PA (EoP)	m€	2.763	2.956	3.068	3.266	3.481	3.698	3.914	4.132	4.351	4.573	4.573
Km Rede Secundária (EoP)	Km	25	28	31	33	36	39	42	45	47	51	51
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	76	70	59	79	77	70	82	76	81	65	74
PA (Ligados Período)	m€	409	201	133	202	215	217	216	218	219	222	1.092
Km rede secundária (Construída Período)	Km	5	3	2	3	3	3	3	3	3	3	15
Rátiros de expansão												
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.517	1.613	1.625	1.799	1.776	1.909	1.717	1.820	1.754	2.041	1.849
Investimento Expansão	€	621	324	216	363	382	414	371	397	384	453	2.019
PA's	€	215	108	88	138	143	141	138	140	140	140	705
Redes, Ramais e UAGs	€	390	208	118	214	223	244	217	235	226	275	1.197
Contadores e Redutores	€	16	8	10	12	16	29	16	22	19	32	117
Clientes Ligados	€	409	201	133	202	215	217	216	218	219	222	1.092
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	13,1	14,2	17,0	12,7	13,0	14,4	12,2	13,2	12,3	15,5	13,5
Investimento do ano /GN Veiculado do Lote	€/MWh	640	292	21	-	632	250	615	442	628	46	147
A- Rentabilidade Investimento	%	4,21%	7,22%	62,13%	-	-	4,74%	1,97%	2,60%	1,83%	25,06%	7,14%
B- Remuneração sobre Activos (ROR 15/16) pre-tax	%	7,85%	6,65%	6,65%	-	-	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%	4,70%
Prémio de VIZ (A-B)	pp	(3,64)	0,57	55,48	-	-	0,04	(2,73)	(2,10)	(2,87)	20,36	2,44

Anexo 2

Gás natural
e Emissões de CO₂

[Atualização
com referência
a 2021]



portgas



Gás Natural e Emissões de CO₂

Fatores de emissão

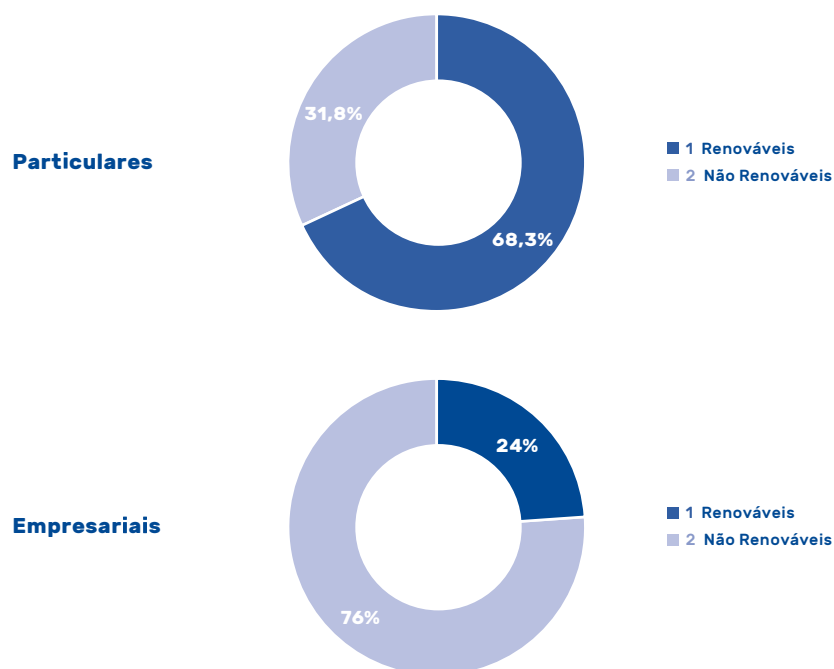
As diferentes fontes de energia tradicionalmente usadas apresentam fatores de emissão de CO₂ significativamente distintos:

Fonte de energia	Emissões CO ₂ (g/kWh)	Informação
Gás Natural	185,6	EDP Gás
GPL	208,1	CELE 2013-2020
Gasóleo	264,1	
Fuelóleo	275,8	
Carvão (Antracite)	345,96	
Coque	345,96	
Eletricidade (empresas e particulares)	274	EDP Comercial - Simulador ERSE

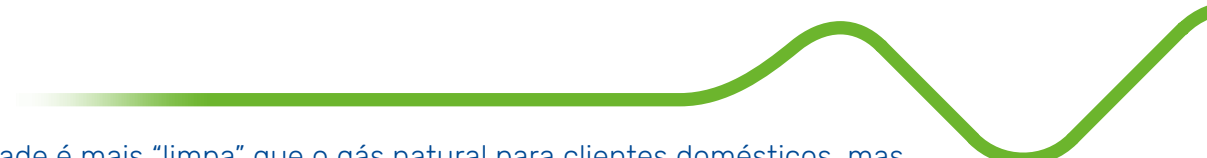
Fatores de emissão de CO₂ por fonte de energia

Considerando as fontes acima apresentadas, torna-se evidente que o gás natural emite menos CO₂ por unidade de energia do que qualquer uma das alternativas, excetuando-se o caso particular da eletricidade.

Para a eletricidade são apresentados (pela ERSE) dois valores distintos: 161 g/kWh para clientes particulares por parte da EDP Comercial e 420 g/kWh para clientes empresariais por parte da Iberdrola (foram considerados os valores de emissões mais baixos, independentemente da comercializadora, tendo em conta o tipo de cliente), considerando o *mix* de produção de agosto de 2019. Esta especificidade resulta da utilização de fontes renováveis na produção de eletricidade, que satisfaz a maior parte da procura de energia de clientes particulares, mas não dos grandes clientes, como apresentado de seguida:



Proporção de energias renováveis e não renováveis no *mix* produtivo de eletricidade, por tipo de cliente



Assim, a eletricidade é mais “limpa” que o gás natural para clientes domésticos, mas não para os grandes clientes, que representam a maior parte da energia consumida, quer no mercado do gás natural quer no da energia elétrica.

Mix alternativo

Com a experiência da Portgás foram computados os *mix* energéticos que os clientes usariam como alternativa ao GN para cada concelho da concessão, permitindo então comparar as emissões de CO₂ esperadas com e sem GN. Assume-se, para os efeitos deste estudo, que 1 kWh de Gás Natural permite atingir, para o consumidor, o mesmo fim que 1 kWh de qualquer das outras fontes consideradas.

As fontes alternativas encontradas foram o GPL, a eletricidade, o gasóleo (para os clientes domésticos) e o fuelóleo (para os grandes clientes).

No segmento **doméstico**, os vários concelhos podem ser agregados em quatro mix-tipo, por apresentarem padrões semelhantes:

- **Mix 1 - 10% Eletricidade, 90% GPL:** Fafe, Felgueiras, Guimarães, Lousada, Paços de Ferreira, Paredes, Penafiel e Vizela;
- **Mix 2 - 10% Gasóleo, 20% Eletricidade, 70% GPL:** Barcelos, Braga, Caminha, Esposende, Paredes de Coura, Ponte de Lima, Valença, Valongo, Viana do Castelo, Vila Nova de Cerveira e Vila Verde;
- **Mix 3 - 35% Eletricidade, 65% GPL:** Gondomar, Maia, Matosinhos, Póvoa de Varzim, Santo Tirso, Trofa, Vila do Conde, Vila Nova de Famalicão e Vila Nova de Gaia;
- **Mix 4 - 50% Eletricidade, 50% GPL:** Porto.

No segmento de **grandes consumos**, a especificidade da indústria e serviços em cada concelho não permite uma agregação tão simples da distribuição da energia por fontes alternativas, sendo apresentada na página seguinte uma tabela com esse detalhe.

Neste segmento, as principais alternativas apresentam-se como o GPL e o fuelóleo. Assim, o fator de emissão da eletricidade para grandes clientes acaba por ser irrelevante, já que esta não é vista como uma fonte alternativa ao GN nos clientes da área de concessão com grandes consumos, de acordo com os dados apurados.

Concelho	Fonte alternativa (%)	
	Fuelóleo	GPL
BARCELOS	80	20
BRAGA	40	60
CAMINHA	-	100
ESPOSENDE	70	30
FAFE	80	20
FELGUEIRAS	50	50
GONDOMAR	80	20
GUIMARÃES	90	10
LOUSADA	-	100
MAIA	60	40
MATOSINHOS	50	50
PAÇOS DE FERREIRA	-	100
PAREDES	-	100
PENAFIEL	-	100
PONTE DE LIMA	10	90
PORTO	10	90
PAREDES DE COURA	30	70
PÓVOA DE VARZIM	-	100
SANTO TIRSO	85	15
TROFA	70	30
VALENÇA	40	60
VALONGO	20	80
VIANA DO CASTELO	50	50
VILA DO CONDE	70	30
VILA NOVA DE CERVEIRA	40	60
VILA NOVA DE FAMALIÇÃO	90	10
VILA NOVA DE GAIA	40	60
VILA VERDE	-	100
VIZELA	90	10

Mix alternativo por concelho, grandes consumos

Mix para a concessão

Calculando a média das fontes alternativas para a concessão, ponderada pelos consumos de cada concelho, tem-se uma ideia mais concreta da preponderância de cada uma dessas fontes no total do *mix* sem gás natural no total da concessão.

Segmento	Fonte alternativa (%)			
	Gasóleo	Fuelóleo	Eletricidade	GPL
DOMÉSTICO	2	-	31	67
GRANDES CONSUMOS	-	76	-	24

Mix alternativo médio da concessão por segmento

Dados Simulador ERSE

O *mix* energético mencionado foi desenvolvido no simulador da ERSE com base nos seguintes pressupostos:

ERSE – Preços de energia

Grande Consumo

Consumo = 32000 kWh

	Mix energético		
	Emissões	Renováveis	Não renováveis
EDP Comercial	439	36,2%	63,8%
Endesa	512	23,8%	76,3%
Galp Power	478	28,2%	71,8%
Iberdrola	420	24,0%	76,0%
EDP SU	185	65,5%	34,6%

Grande Consumo

Consumo = 32000 kWh

	R	NR	R	NR	R	NR	R	NR	NR	Total
	Eólica	Carvão	O Renov	Cog Fossil	Hídrica	Gas Natural	Cog. Renov	RSU	Nuclear	
EDP Comercial	17,8	34,8	3,8	8,6	10	12,5	4,6	1	6,9	100
Endesa	6,2	42,2	2	8,1	11,4	18,6	4,2	0,4	7	100
Galp Power	10,1	40,5	2,4	8,2	11,3	14,5	4,4	0,6	8	100
Iberdrola	6,8	42,5	2	7,3	11,4	18,7	3,8	0,4	7,1	100
EDP SU	46,9	15	8,8	8,6	5,2	5,4	4,6	2,6	3	100

Doméstico (>4 pessoas)

Consumo = 1816,67 kWh

12 meses	Mix energético		
	Emissões	Renováveis	Não renováveis
EDP Comercial	161	68,3%	31,8%
Endesa	512	23,8%	76,3%
Galp Power	478	28,2%	71,8%
Iberdrola	420	24,0%	76,0%
EDP SU	185	65,5%	34,6%

Doméstico (>4 pessoas)

Consumo = 1816,67 kWh

12 meses	R	NR	R	NR	R	NR	R	NR	NR	Total
	Eólica	Carvão	O Renov	Cog Fossil	Hídrica	Gas Natural	Cog. Renov	RSU	Nuclear	
EDP Comercial	49,7	13,1	9,3	8,6	4,7	4,7	4,6	2,8	2,6	100
Endesa	6,2	42,2	2	8,1	11,4	18,6	4,2	0,4	7	100
Galp Power	10,1	40,5	2,4	8,2	11,3	14,5	4,4	0,6	8	100
Iberdrola	6,8	42,5	2	7,3	11,4	18,7	3,8	0,4	7,1	100
EDP SU	46,9	15	8,8	8,6	5,2	5,4	4,6	2,6	3	100

Consumos e emissões

Em 2021 foram veiculados cerca de 7.542 GWh de Gás Natural (valor estimado), correspondendo a 1.399.832 ton de emissões de CO₂ no total. A desagregação por concelho está presente na tabela seguinte:

Concelho	Volumes (GWh)			Emissões CO ₂ GN (ton)
	Doméstico	Grande Consumo	Total	
BARCELOS	29,62	557,04	586,66	108 884
BRAGA	153,43	285,50	438,93	81 466
CAMINHA	6,63	1,02	7,65	1 420
ESPOSENDE	17,29	37,46	54,76	10 163
FAFE	15,54	182,37	197,91	36 731
FELGUEIRAS	14,24	4,56	18,81	3 491
GONDOMAR	69,56	56,87	126,42	23 464
GUIMARÃES	74,23	1 363,22	1 437,45	266 790
LOUSADA	8,15	8,01	16,16	2 999
MAIA	100,50	395,66	496,15	92 086
MATOSINHOS	113,57	340,18	453,75	84 216
PAÇOS DE FERREIRA	9,43	13,00	22,43	4 162
PAREDES	16,89	16,16	33,05	6 135
PENAFIEL	9,31	40,03	49,34	9 157
PONTE DE LIMA	6,23	2,83	9,06	1 682
PORTO	183,38	419,93	603,31	111 975
PAREDES DE COURA	-	-	-	-
PÓVOA DE VARZIM	30,98	12,73	43,71	8 113
SANTO TIRSO	18,80	371,09	389,89	72 364
TROFA	16,20	124,43	140,63	26 101
VALENÇA	4,62	5,08	9,70	1 800
VALONGO	44,17	19,30	63,46	11 778
VIANA DO CASTELO	37,90	109,91	147,81	27 433
VILA DO CONDE	43,80	136,73	180,52	33 505
VILA NOVA DE CERVEIRA	1,89	22,85	24,74	4 592
VILA NOVA DE FAMALIÇÃO	58,86	870,03	928,89	172 403
VILA NOVA DE GAIA	170,47	661,86	832,33	154 481
VILA VERDE	10,69	3,66	14,34	2 662
VIZELA	9,34	204,97	214,31	39 776
Total	1 275,72	6 266,48	7 542,20	1 399 832

Volumes veiculados e CO₂ emitido por concelho

Mix alternativo e CO₂ evitado

Calculando as emissões de CO₂ na situação alternativa sem Gás Natural, usando os *mix* referentes a cada concelho, os valores das emissões são significativamente mais elevados:

Concelho	Emissões CO ₂ GN (ton)	Emissões CO ₂ Mix sem GN (ton)	Emissões CO ₂ evitadas (ton)
BARCELOS	108 884	152 810	43 925
BRAGA	81 466	101 955	20 489
CAMINHA	1 420	1 717	297
ESPOSENDE	10 163	13 495	3 332
FAFE	36 731	51 164	14 432
FELGUEIRAS	3 491	4 163	672
GONDOMAR	23 464	30 993	7 529
GUIMARÃES	266 790	382 683	115 893
LOUSADA	2 999	3 417	417
MAIA	92 086	121 639	29 553
MATOSINHOS	84206	108 559	24 344
PAÇOS DE FERREIRA	4 162	4 729	567
PAREDES	6 135	6 990	855
PENAFIEL	9 157	10 600	1 442
PONTE DE LIMA	1 682	2 054	371
PORTO	111 975	140 121	28 146
PAREDES DE COURA	-	-	-
PÓVOA DE VARZIM	8 113	9 811	1 698
SANTO TIRSO	72 364	102 925	30 561
TROFA	26 101	35 536	9 435
VALENÇA	1 800	2 243	443
VALONGO	11 778	14 297	2 519
VIANA DO CASTELO	27 433	35 191	7 758
VILA DO CONDE	33 505	45 057	11 552
VILA NOVA DE CERVEIRA	4 592	5 803	1 211
VILA NOVA DE FAMALICÃO	172 403	247 672	75 269
VILA NOVA DE GAIA	154 481	247 672	40 583
VILA VERDE	2 662	3 186	523
VIZELA	39 776	57 148	17 372
Total	1 399 832	1 943 627	491 186

Emissões de CO₂ com Gás Natural e *mix* alternativo

Para o total da concessão, as emissões de CO₂ são 39% mais elevadas para o *mix* alternativo em relação à situação com GN, num total de aproximadamente mais de 543.794 toneladas. Este valor corresponde aproximadamente ao CO₂ emitido, em média, por 300 mil automóveis num ano o que corresponde a mais de 5% da frota nacional de veículos ligeiros e a sensivelmente 30% da frota na área da concessão.

A maior parte dessa “poupança” em CO₂ provém do grande consumo, como seria expectável dada a proporção dos volumes desse segmento no total do gás veiculado, e o elevado fator de emissão de CO₂ do fuelóleo (275,8 ton CO₂/GWh).

O concelho de Guimarães assegura por si só 24% do CO₂ evitado no total da concessão. O Grande Consumo é o que pesa mais no que toca a emissões evitadas, não só por ser o que representa maior consumo, mas também por ser o que utiliza fontes mais poluentes no *mix* sem Gás Natural (o grande consumo divide-se por 90% Fuelóleo e 10% GPL). De notar também que os concelhos que têm um menor valor de emissões evitadas são os que registam os menores consumos.

Concelho	Detalhe Emissões CO ₂ evitadas (ton)		Emissões CO ₂ evitadas total (ton)
	Doméstico	Grande Consumo	
BARCELOS	1 223	42 703	43 925
BRAGA	6 334	14 155	20 489
CAMINHA	274	23	297
ESPOSENDE	714	2 618	3 332
FAFE	452	13 980	14 432
FELGUEIRAS	414	257	672
GONDOMAR	3 169	4 359	7 529
GUIMARÃES	2 159	113 733	115 893
LOUSADA	237	180	417
MAIA	4 579	24 974	29 553
MATOSINHOS	5 175	19 169	24 344
PAÇOS DE FERREIRA	274	292	567
PAREDES	491	364	855
PENAFIEL	271	1 172	1 442
PONTE DE LIMA	264	107	371
PORTO	10 169	17977	28 146
PAREDES DE COURA	-	-	-
PÓVOA DE VARZIM	1 412	286	1 698
SANTO TIRSO	857	29 704	30 561
TROFA	738	8 697	9 435
VALENÇA	191	252	443
VALONGO	1 823	695	2 519
VIANA DO CASTELO	1 564	6 194	7 758
VILA DO CONDE	1 996	9 556	11 552
VILA NOVA DE CERVEIRA	78	1 133	1 211
VILA NOVA DE FAMALICÃO	2 682	72 587	75 269
VILA NOVA DE GAIA	7 767	32 815	40 583
VILA VERDE	441	82	523
VIZELA	272	17 100	17 372
Total	56 020	435 166	491 186

CO₂ evitado por segmento e concelho

Anexo 3

Projeções para a Economia
Portuguesa: 2022-2024
Banco de Portugal



portugal



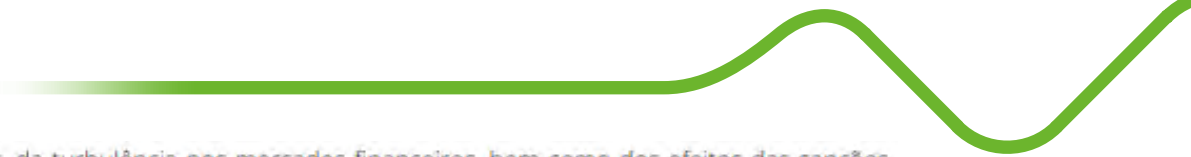
Quadro I.1.1 • Projeções do Banco de Portugal: 2022-2024 | Taxa de variação anual em percentagem (excepto onde indicado)

	Pesos 2021	BE março 2022				BE dezembro 2021			
		2021	2022 ^(p)	2023 ^(p)	2024 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)	2023 ^(p)	2024 ^(p)
Produto interno bruto (PIB)	100,0	4,9	4,9	2,9	2,0	4,8	5,8	3,1	-2,0
Consumo privado	64,2	4,4	3,6	1,9	1,6	5,0	4,8	2,2	1,8
Consumo público	19,2	5,0	1,5	-1,5	-0,1	4,8	1,4	-1,3	-0,1
Formação bruta de capital fixo	19,7	6,1	9,2	6,0	3,9	4,9	7,2	6,6	3,9
Procura interna	103,0	5,0	4,3	2,1	1,8	5,1	4,6	2,4	1,9
Exportações	42,0	13,0	14,2	7,5	3,8	9,6	12,7	7,8	3,9
Importações	45,0	12,8	12,3	5,5	3,3	10,3	9,3	6,2	3,6
Contributo para o crescimento do PIB, líquido de importações (em pp) ^(a)									
Procura interna		2,5	1,6	1,0	1,0	3,1	2,6	1,2	1,1
Exportações de bens		0,9	-0,3	0,5	0,4	1,1	0,2	0,6	0,4
Exportações de serviços		1,5	3,5	1,4	0,7	0,6	3,0	1,2	0,6
Emprego (número de indivíduos) ^(b)		2,1	1,4	0,6	0,4	2,5	1,6	0,5	-0,3
Emprego (horas trabalhadas) ^(b)		5,0	5,1	2,2	0,4	8,3	4,0	0,6	0,3
Taxa de desemprego ^(c)		6,6	5,9	5,7	5,6	6,6	6,0	5,7	5,6
Balança corrente e de capital (% PIB)		0,7	-0,4	1,8	0,7	0,2	1,8	2,6	1,8
Balança de bens e serviços (% PIB)		-2,6	-4,1	-2,7	-2,1	-3,0	-2,1	-1,2	-1,0
Índice harmonizado de preços no consumidor		0,9	4,0	1,6	1,6	0,9	1,8	1,1	1,3
Bens energéticos		7,5	14,2	-2,1	-1,8	7,8	6,3	-1,3	-0,8
Excluindo bens energéticos		0,4	3,1	1,9	2,0	0,4	1,3	1,4	1,5

Fontes: Banco de Portugal e INE. | Notas: (p) – projetado, pp – pontos percentuais, % – percentagem. Data de fecho das projeções macroeconómicas: 10 de março. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias para satisfazer cada componente. Para detalhes sobre a metodologia, incluindo estimativas de conteúdos importados, ver Cardoso e Rua (2021) “O real contributo da procura final para o crescimento do PIB”, Banco de Portugal, *Revista de Estudos Económicos* – Vol. 7, nº. 3. (b) De acordo com o conceito de Contas Nacionais. (c) Em percentagem da população ativa.

A invasão da Ucrânia pela Rússia em finais de fevereiro contribui para intensificar as pressões inflacionistas e para limitar o dinamismo económico na área do euro e em Portugal.

O conflito veio agravar a subida de preços das matérias-primas energéticas e de diversos bens primários. O impacto negativo sobre a atividade decorre também da redução da confiança das famílias



e dos empresários, da turbulência nos mercados financeiros, bem como dos efeitos das sanções impostas à Rússia sobre os fluxos comerciais e financeiros. No exercício de projeção, assume-se que não se verifica uma escalada do conflito e o impacto destes fatores se dissipa no médio prazo.

A atividade económica beneficia de maiores recebimentos de fundos da União Europeia e da manutenção de condições financeiras favoráveis, apesar de o mercado antecipar um aumento gradual das taxas de juro. A projeção assenta também no pressuposto de que os constrangimentos de oferta global se extinguem em 2023.

A economia portuguesa volta a convergir com a área do euro no período 2022-24 e continua a apresentar taxas de inflação inferiores. A taxa de crescimento média do PIB em Portugal no período 2022-24 é superior em 0,6 pp à projetada pelo BCE para a área do euro em março. À semelhança do observado em 2021, a evolução do IHPC é mais moderada em Portugal, traduzindo-se num diferencial de inflação de -0,7 pp em média no período considerado.

As projeções apresentam uma incerteza acrescida e o balanço de riscos é enviesado em alta para a inflação e em baixa para a atividade, especialmente em 2022. Uma deterioração do enquadramento externo da economia portuguesa, determinada pelo escalar do conflito na Ucrânia, constitui o principal fator de risco. Tal implicaria uma intensificação das pressões inflacionistas e um impacto mais negativo sobre a confiança e os fluxos comerciais – incluindo a possibilidade de maiores problemas nas cadeias de fornecimento globais. O impacto da materialização destes riscos é ilustrado na Caixa 1, que descreve um cenário adverso para a economia portuguesa. O aumento de incerteza é parcialmente contrabalançado por uma melhoria da situação epidemiológica.

O crescimento projetado para o PIB é inferior em 0,9 pp em 2022 e em 0,2 pp em 2023 face ao considerado no *Boletim Económico* (BE) de dezembro de 2021, e permanece inalterado em 2024. A revisão do ano corrente reflete o menor crescimento no quarto trimestre de 2021 e indicadores mais fracos no primeiro trimestre, a par do impacto da perda de poder de compra induzida pela subida da inflação e das hipóteses menos favoráveis de enquadramento externo. A inflação foi revista em alta, refletindo os valores elevados recentes e a revisão em alta das hipóteses para o preço do petróleo e outras matérias-primas.

Quadro I.1.1 • Projeções do Banco de Portugal: 2020-22 – Cenário base e cenário adverso | Taxa de variação anual, em percentagem (excepto onde indicado)

	em % do PIB 2018	BE de março de 2020						
		2019	Cenário base			Cenário adverso		
			2020 ^(a)	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.

Nos dois cenários alternativos, as projeções para o crescimento do PIB em 2020 traduzem revisões significativas em baixa face aos valores publicados no *Boletim Económico* de dezembro de 2019 (Gráfico I.1.1). Estas revisões em baixa decorrem da inclusão do impacto estimado da pandemia, que suplanta largamente o ligeiro efeito positivo decorrente da revisão em alta do crescimento da atividade no quarto trimestre de 2019 (Caixa 1 – Uma avaliação das projeções para 2019).¹ As projeções para a taxa de inflação são revistas em baixa face ao exercício de dezembro de 2019 enquanto a trajetória projetada para a taxa de desemprego é revista em alta (Gráfico I.1.2). Relativamente ao saldo das contas externas, os cenários considerados incorporam excedentes mais significativos do que os considerados no Boletim anterior, o que reflete menores défices da balança de bens – associados, em larga medida, às hipóteses do preço do petróleo. Ao nível da balança de serviços, projetam-se excedentes inferiores, num contexto em que este tipo de fluxos é particularmente afetado pela crise.

A incerteza em torno destes cenários é exacerbada tendo em conta a evolução recente da pandemia, as medidas de confinamento adotadas pela generalidade dos países, a elevada perturbação nos mercados financeiros e as medidas de política que têm vindo a ser sucessivamente reforçadas em várias jurisdições. Refira-se que, atendendo às condições de partida e à incerteza que envolve a crise em curso, não podem ser excluídos cenários ainda mais adversos. A pandemia surge numa fase descendente do ciclo económico e subsistem fragilidades ligadas aos elevados níveis de endividamento público e privado em várias economias. Adicionalmente, as recessões envolvem tipicamente uma progressiva desaceleração da atividade que não é totalmente sincronizada entre setores e países, o que permite alguma mitigação dos seus efeitos. Contrariamente, a crise em curso envolve uma cessação generalizada e abrupta da atividade a nível global, o que aumenta o seu potencial disruptivo.

¹ O crescimento do PIB no quarto trimestre de 2019 foi superior ao antecipado em 0,3 pp, o que implicou um efeito desfasado positivo de cerca de 0,1 pp para a taxa de crescimento anual de 2020.

Anexo 4

Relatório Trimestral
Norte Conjuntura, CCDRN
3º Trimestre
2021





- A taxa de desemprego do Norte baixou de 6,3% para 6,2% entre o 2º e 3º trimestres de 2021, situando-se num valor muito próximo ao de Portugal (6,1%). Por seu turno, a taxa de desemprego jovem (16-24 anos) do Norte aumentou de 21,8% para 23,8% durante o mesmo período.
- O número de desempregados há mais de um ano (desemprego de longa duração) do Norte aumentou para 56.100 indivíduos no 3º trimestre de 2021, refletindo um crescimento de 21,2% em relação ao período homólogo de 2020.
- A população empregada do Norte no 3º trimestre de 2021 aumentou em 71,3 mil face ao período homólogo de 2020, sendo que os novos empregos foram criados, maioritariamente, por trabalhadores por conta própria (49,4 mil).
- As exportações de bens do Norte aumentaram 6,5% no 3º trimestre de 2021 em comparação com o mesmo trimestre do ano passado. Em Portugal, o crescimento das exportações de bens foi de 12,2% durante o mesmo período.
- As dormidas nos estabelecimentos de alojamento turístico do Norte foram de 2,7 milhões no 3º trimestre de 2021, mais 43,9% do que no período homólogo de 2020.
- O número total de edifícios licenciados diminuiu 6,6% no Norte e 4,0% em Portugal, em relação ao mesmo trimestre do ano transato.
- A taxa de inflação do Norte aumentou para 1,4% no 3º trimestre de 2021, mais 0,6 pontos percentuais em comparação com o trimestre precedente. A nível nacional a taxa de inflação fixou-se em 1,5% no 3º trimestre de 2021.
- No 3º trimestre de 2021, a dívida acumulada da economia do Norte (empresas e famílias) registou um crescimento de 6,2% face ao mesmo trimestre de 2020.

- 02 Enquadramento Nacional e Internacional
- 03 Mercado de Trabalho
- 17 Indústrias Tradicionais
- 20 Comércio Internacional
- 28 Turismo
- 29 Construção
- 31 Preços ao Consumidor
- 32 Crédito

INDICADORES Norte	2021	2021	2020
	3ºTri	2ºTri	3ºTri
Taxa de desemprego (%)	6,2	6,3	8,1
Emprego <i>vh</i> (%)	4,3	5,3	-0,1
Emprego das indústrias transformadoras <i>vh</i> (%)	1,6	9,4	-2,2
Exportações de bens <i>vh</i> (%)	6,5	43,0	-3,3
Dormidas <i>vh</i> (%)	43,9	265,6	-50,1
Construção: edifícios (obras) licenciados <i>vh</i> (%)	-6,6	24,1	10,6
Preços no consumidor <i>vh</i> (%)	1,4	0,8	0,4
Crédito às empresas (dívida acumulada) <i>vh</i> (%)	10,7	14,4	7,1
Novos empréstimos às empresas <i>vh</i> (%)	-2,7	-36,6	-22,1
Rácio de crédito às empresas vencido (%)	2,6	2,8	3,5



1. Enquadramento nacional e internacional

1.1. Enquadramento nacional

O Produto Interno Bruto (PIB) de Portugal cresceu, em volume, 4,2% no 3º trimestre de 2021 face ao período homólogo do ano passado e 2,9% em relação ao trimestre anterior. Ainda assim, sinal de que a economia nacional não recuperou o nível de atividade económica anterior à crise pandémica, o PIB nacional é inferior em 2,4% ao do 3º trimestre de 2019.

O crescimento económico nacional no 3º trimestre de 2021 derivou, exclusivamente, da dinâmica positiva da procura interna, a qual observou um crescimento real de 4,6%, em termos homólogos. Por seu turno, a procura externa líquida deu um contributo negativo para o crescimento económico nacional, uma vez que as exportações de bens e serviços aumentaram menos do que as importações. No primeiro caso o crescimento foi de 10,2%, que compara com 11,0% no segundo.

As componentes da procura interna tiveram uma evolução positiva no 3º trimestre de 2021. O investimento (incluindo Formação Bruta de Capital

Fixo (FBCF) e variação de existências) registou um aumento de 5,8% no 3º trimestre de 2021 face ao período homólogo do ano transato. Nas outras componentes, o consumo privado aumentou 4,6% e o consumo público cresceu 3,7%.

Numa análise mais fina às componentes da procura interna verifica-se que, dentro do investimento, a FBCF em produtos de propriedade intelectual (+8,2%) foi a tipologia que mais aumentou, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. No caso das máquinas e equipamentos e sistemas de armamento, o crescimento foi mais modesto (+1,0%), enquanto a FBCF em construção aumentou muito ligeiramente (+0,1%). A única redução foi apurada no equipamento de transportes (-3,2%).

Dentro do consumo privado, no 3º trimestre de 2021, os aumentos mais expressivos, em termos homólogos, foram observados nos bens correntes não alimentares e serviços (+7,1%), sendo que o consumo de bens alimentares aumentou ligeiramente em 1,6%. Em sentido oposto, o consumo de bens duradouros diminuiu 5,7%.

Quadro 1 – PIB na ótica da despesa em Portugal (dados em volume) | taxa de variação homóloga,%

	Ano		Trimestre				
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
PIB	2,7	-8,4	-6,3	-6,8	-5,7	16,1	4,2
Procura Interna	3,1	-5,6	-4,4	-3,2	-3,6	15,9	4,6
Consumo Final	3,0	-5,5	-3,3	-4,0	-5,2	16,7	4,4
Consumo Privado	3,3	-7,1	-4,7	-5,6	-7,1	18,8	4,6
Consumo Público	2,1	0,4	2,4	2,2	2,2	9,8	3,7
Investimento	3,3	-5,7	-9,6	0,4	3,8	12,3	5,8
Exportações (Bens e Serviços)	4,1	-18,6	-15,6	-14,4	-9,4	39,8	10,2
Importações (Bens e Serviços)	4,9	-12,1	-11,1	-6,2	-4,3	36,3	11,0

Fonte: INE, Contas Trimestrais Nacionais

1.2. Enquadramento internacional

O PIB em volume da União Europeia (UE27) aumentou 3,9% no 3º trimestre de 2021 face ao período homólogo de 2020, tendo sido uma evolução ligeiramente mais favorável do que a registada na Zona Euro, que viu o PIB em volume crescer 3,7% durante o mesmo período. Ao mesmo tempo, três dos quatro principais parceiros comerciais do Norte registaram taxas de crescimento económico positivas, mas inferiores às de Portugal e da média da UE27. Em Espanha – o

principal parceiro comercial do Norte – o crescimento do PIB em volume foi, em termos homólogos, de 2,7% no 3º trimestre de 2021, um valor que compara com crescimentos de 3,3% em França, 2,6% na Alemanha e 5,0% nos Países Baixos. No conjunto dos quatro principais parceiros comerciais do Norte, o PIB em volume aumentou 3,1% no 3º trimestre de 2021 em comparação com o período homólogo do ano precedente, um valor 1,1 p.p. inferior ao crescimento económico nacional.

Quadro 2 – Taxa de variação homóloga (%) do PIB em volume

	Ano		Trimestre				
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Portugal	2,7	-8,4	-6,3	-6,8	-5,7	16,1	4,2
União Europeia (UE27)	1,8	-6,1	-3,9	-4,1	-1,2	13,7	3,9
Zona Euro	1,6	-6,5	-4,0	-4,4	-1,2	14,2	3,7
Principais parceiros comerciais do Norte (UE27)	1,6	-6,8	-4,4	-4,3	-1,7	13,9	3,1
Espanha	2,1	-10,8	-8,7	-8,8	-4,2	17,5	2,7
França	1,8	-8,0	-3,6	-4,3	1,5	18,8	3,3
Alemanha	1,1	-4,9	-3,7	-2,9	-3,0	10,0	2,6
Países Baixos	1,9	-3,8	-2,6	-3,1	-2,3	10,7	5,0

Fonte: Eurostat

2. Mercado de trabalho

2.1. Emprego

A retoma da atividade económica provocou uma melhoria nos indicadores do mercado de trabalho. A população empregada do Norte aumentou 4,3% no 3º trimestre de 2021 face ao período homólogo do ano transato, o que se traduziu em mais 71.300 indivíduos com emprego. Em Portugal, o crescimento da população empregada foi de 4,7% durante o mesmo período.

Pese embora os efeitos negativos que a crise pandémica provocou, os dados atuais revelam uma importante resiliência e recuperação da Região. Mais precisamente, a população empregada do Norte no 3º trimestre de 2021 aumentou 4,2% face ao período pré-pandemia (3º trimestre de 2019). Em valor absoluto, este crescimento refletiu-se em mais 69.800 indivíduos empregados.

O dinamismo da economia do Norte no 3º trimestre de 2021 provocou, também, um aumento expressivo das taxas de emprego. O valor situou-se em 76,4% no grupo etário dos 20 aos 64 anos, mais 3,4 pontos percentuais (p.p.) face ao período homólogo do ano transato. Este valor no Norte é o mais elevado do corrente século, encontrando-se acima da meta definida no Portugal 2020 (75%).

De igual modo, numa trajetória de crescimento sustentável, a taxa de atividade da população do Norte dos 16 ou mais anos aumentou para 59,7% no 3º trimestre de 2021, um valor que compara com 58,3% no período homólogo do ano precedente. O aumento da taxa de atividade do Norte derivou de um crescimento efetivo da força de trabalho disponível na

Região. Mais concretamente, entre os 3º trimestres de 2020 e de 2021, a população ativa do Norte dos 16 ou mais anos aumentou em 38.900 (+2,2%). Este crescimento da força laboral é importante numa fase em que as empresas do Norte voltaram a aumentar a procura de trabalho.

Apesar de o fenómeno ser menos intenso em comparação com o pico da crise pandémica de 2020, o mercado de trabalho do Norte continua a ser dual em prejuízo dos grupos etários de menor idade. A população empregada dos 16 aos 24 anos diminuiu 6,2% no 3º trimestre de 2021 face ao mesmo período do ano transato. Em sentido oposto, nos outros grupos etários registaram-se crescimentos homólogos, com destaque para o aumento de 11,5% no emprego dos indivíduos dos 55 aos 64 anos.

A segunda principal dualidade do mercado de trabalho reflete-se na evolução assimétrica do emprego por nível de escolaridade, a qual tem vindo a acentuar-se na fase mais recente de crescimento da economia. Por um lado, a população empregada com a escolaridade completa até ao 3º ciclo do ensino básico diminuiu 10,0%, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. Por outro, as populações empregadas com o ensino secundário (incluindo pós-secundário) e superior aumentaram em 11,7% e em 19,1%, respetivamente, durante o mesmo período.

A crise pandémica e a nova fase de recuperação da economia aceleraram, acentuadamente, a procura de trabalho mais qualificado. O número de pessoas empregadas com o ensino superior no Norte foi de 553.700 no 3º trimestre de 2021 (32,0% do emprego total). Há dois anos, antes da crise pandémica, a proporção era de 25,4% no 3º trimestre de 2019.

Figura 1 – População empregada (variação homóloga,%)

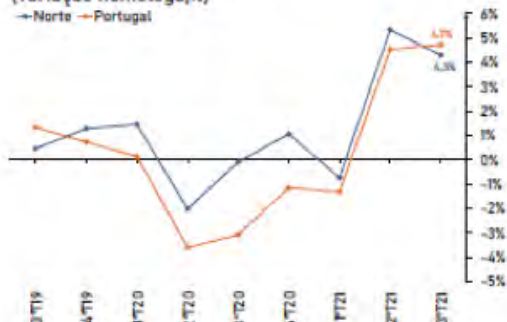


Figura 2 – População empregada nos grupos etários de menor idade (variação homóloga,%)

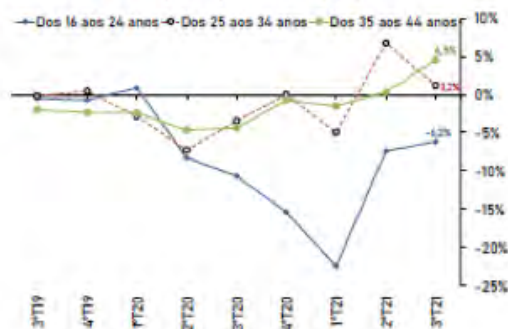


Figura 3 – População empregada nos grupos etários de maior idade (variação homóloga,%)

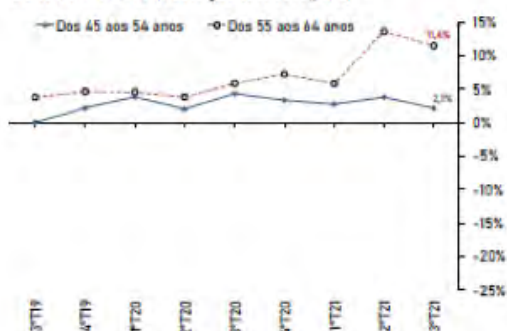


Figura 4 – População empregada por nível de escolaridade (variação homóloga,%)

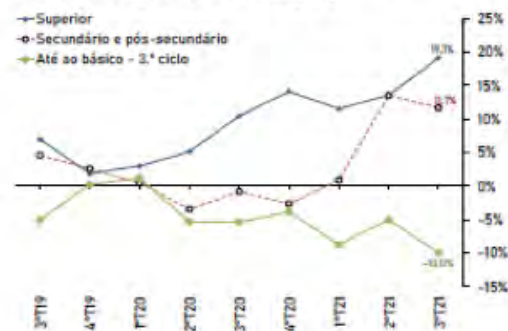


Figura 5 – Taxa de emprego do Norte dos 20 aos 64 anos

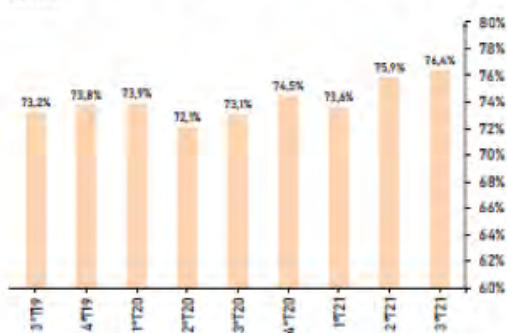
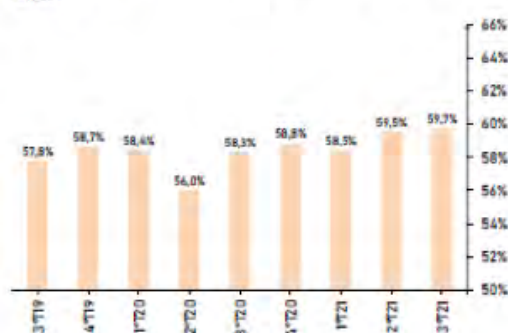


Figura 6 – Taxa de atividade do Norte dos 16 e mais anos



Quadro 3 – População empregada | variação homóloga,% (exceto quando referido)

	Ano		Trimestre				
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Portugal							
População empregada (16 ou mais anos)	1,2	-1,9	-3,1	-1,2	-1,3	4,5	4,7
Norte							
População empregada (16 ou mais anos)	1,0	0,1	-0,1	1,1	-0,7	5,3	4,3
Dos 16 aos 24 anos	2,3	-8,3	-10,7	-15,4	-22,5	-7,4	-6,2
Dos 25 aos 34 anos	-0,2	-3,4	-3,5	0,0	-5,0	6,7	1,2
Dos 35 aos 44 anos	-1,2	-3,1	-4,4	-0,8	-1,5	0,3	4,5
Dos 45 aos 54 anos	1,2	3,3	4,3	3,3	2,7	3,8	2,1
Dos 55 aos 64 anos	3,4	5,3	5,8	7,2	5,8	13,6	11,4
Dos 65 aos 89 anos	14,3	14,7	13,7	7,3	16,4	34,6	22,6
População empregada noutras classes etárias:							
Dos 15 aos 64 anos	0,7	-0,3	-0,5	0,8	-1,3	4,4	3,7
Dos 20 aos 64 anos	0,7	0,0	-2,3	0,2	-1,0	5,4	4,9
População empregada, por nível de escolaridade completo:							
Até ao básico - 3º ciclo	-3,9	-3,4	-5,4	-3,9	-8,8	-5,1	-10,0
Secundário e pós-secundário	3,7	-1,6	-0,9	-2,7	0,9	13,5	11,7
Superior	7,8	8,1	10,4	14,1	11,5	13,5	19,1
Taxa de emprego (20 aos 64 anos) %	73,5	73,4	73,1	74,5	73,6	75,9	76,4
Taxa de atividade (16 ou mais anos) %	58,0	57,9	58,3	58,8	58,5	59,5	59,7

Fonte: INE, Inquérito ao emprego

2.2. Emprego por setores de atividade económica

A conjuntura económica mais favorável no 3º trimestre de 2021 promoveu o crescimento do emprego, sobretudo, em alguns dos principais ramos de atividade do setor dos serviços do Norte, um sinal de que a confiança na economia e na evolução da saúde pública contribuíram para melhorar o desempenho económico desses ramos.

Em destaque, a população empregada no ramo da educação (inclui público e privado) aumentou 32,8% no 3º trimestre de 2021 face ao período homólogo do ano anterior, traduzindo-se na criação líquida de 41 mil postos de trabalho no espaço de um ano. Este foi o maior aumento entre todos os ramos de atividade da Região.

Os restantes ramos de atividade onde predominam serviços públicos também observaram crescimentos do emprego, pese embora a ritmos diferentes. Em particular, a população empregada na Administração Pública, Defesa e Segurança Social Obrigatória aumentou, em termos homólogos, 8,5% no 3º trimestre de 2021, enquanto o crescimento no ramo da

saúde humana e apoio social foi mais modesto (+0,8%).

A evolução do emprego foi, também, positiva na generalidade dos ramos mais intensivos em conhecimento do setor dos serviços privados do Norte. O crescimento da população empregada nas atividades financeiras e de seguros foi, em termos homólogos, de 12,7% no 3º trimestre de 2021, enquanto nas atividades de consultoria, científicas, técnicas (entre outras deste ramo) o aumento foi mais expressivo (15,4%). Com um decréscimo que deverá ser pontual, a população empregada nas atividades de informação e de comunicação diminuiu 10,7% no 3º trimestre de 2021. Esta foi a primeira redução ao fim de seis trimestres consecutivos de crescimento, de modo que o emprego neste ramo situa-se num valor 38,2% superior ao da pré-pandemia (3º trimestre de 2019).

Nos ramos menos intensivos em conhecimento e pertencentes ao setor dos serviços privados registaram-se evoluções antagónicas. De salientar pela positiva, a população empregada no comércio por grosso e a retalho (incluindo reparação de

veículos automóveis e motocicletas) aumentou 13,2% no 3º trimestre de 2021 em relação ao período homólogo de 2020, refletindo a criação líquida de 32.200 novos postos de trabalho.

Em sentido oposto, o ramo do alojamento, restauração e similares continuou numa conjuntura bastante adversa e em contraciclo com a evolução da economia. A população empregada diminuiu 15,9% no 3º trimestre de 2021 face ao período homólogo de 2020, refletindo a destruição de cerca de 11 mil postos de trabalho em termos líquidos. Mais gravoso ainda, testemunho de que a crise pandémica afetou de forma significativa este ramo, o emprego diminuiu em cerca de 18 mil (-23,4%) entre os 3º trimestres de 2019 e de 2021.

Numa trajetória de desagravamento da tendência de queda dos últimos trimestres, a população empregada nas atividades artísticas, de espetáculos, desportivas e recreativas diminuiu 4,5%, em termos

homólogos, no 3º trimestre de 2021, que compara com uma redução muito acentuada de 31,5% no trimestre precedente.

Por seu turno, os principais ramos de atividade do setor secundário do Norte dão sinais de estar a atravessar conjunturas económicas distintas. Por um lado, as indústrias transformadoras viram o emprego aumentar, em termos homólogos, 1,6% no 3º trimestre de 2021. Este aumento foi manifestamente inferior ao observado no trimestre precedente (+9,4%), sendo uma desaceleração que pode indiciar a existência de alguma escassez de mão-de-obra em indústrias com forte aumento da produção. Por outro lado, a população empregada no ramo da construção tem vindo a diminuir, sucessivamente, ao longo de 2021. Em termos homólogos, a redução foi de 7,2% no 3º trimestre de 2021, tendo sido uma queda mais acentuada do que a observada no trimestre precedente (-3,2%).

Figura 7 - População empregada do terciário superior do Norte (variação homóloga,%)

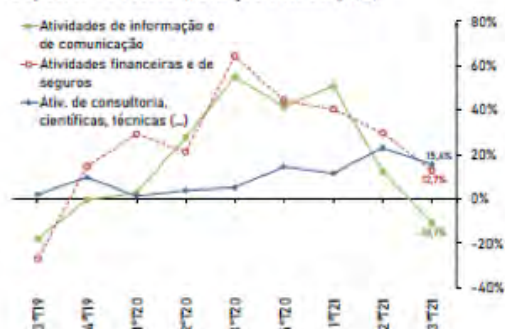


Figura 9 - População empregada em ramos onde predomina o emprego público do Norte (variação homóloga,%)

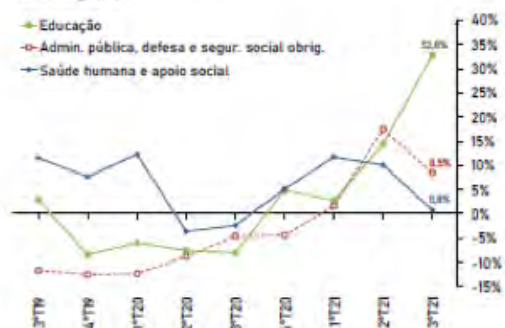


Figura 8 - População empregada nos ramos importantes do Norte (variação homóloga,%)

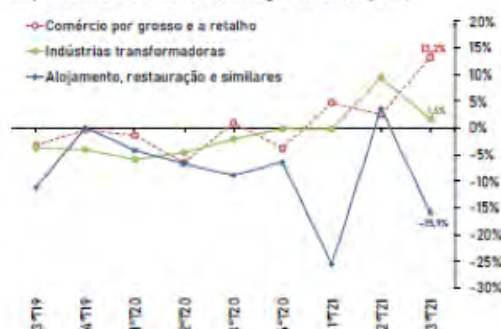
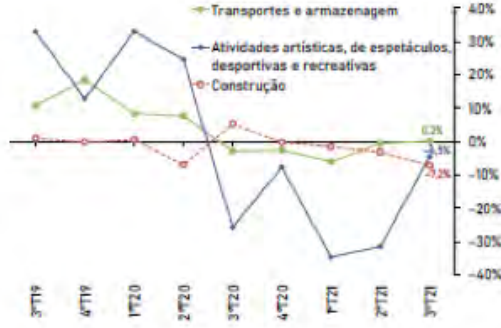


Figura 10 - População empregada noutros ramos importantes do Norte (variação homóloga,%)



Quadro 4 – População empregada do Norte por setores de atividade | valores em milhares

	Ano		%	Trimestre				
	2019	2020	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Norte								
População empregada (16 ou mais anos)	1665,3	1666,9	100%	1657,9	1694,9	1669,2	1720,2	1729,2
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	42,9	48,9	2,9%	49,4	50,4	38,9	37,7	42,3
Indústria, construção, energia e água	581,6	566,3	34,0%	569,3	576,9	557,6	584,2	574,1
Indústrias transformadoras	437,1	422,9	25,4%	423,5	438,4	418,9	448,1	430,1
Construção	122,4	121,9	7,3%	127,9	116,7	123,6	113,6	118,7
Serviços	1040,8	1051,7	63,1%	1039,3	1067,7	1072,8	1098,3	1112,9
Comércio por grosso e a retalho, (...)	252,2	245,1	14,7%	244,8	243,4	263,1	246,8	277,0
Transportes e armazenagem	62,4	63,8	3,8%	64,1	66,0	59,4	61,4	64,2
Alojamento, restauração e similares	74,6	69,7	4,2%	68,6	68,1	55,5	69,9	57,7
Atividades de informação e de comunicação	33,5	43,9	2,6%	49,4	47,0	53,2	49,4	44,1
Atividades financeiras e de seguros	22,5	31,2	1,9%	30,7	37,5	39,3	37,2	34,6
Atividades imobiliárias	19,3	12,5	0,7%	7,8	5	x	12,6	x
Atividades de consultoria, científicas e técnicas	72,3	76,8	4,6%	74,8	84,5	82,4	90,9	86,3
Atividades administrativas e dos serviços de apoio	42,9	48,9	2,9%	49,0	46,7	31,8	43,7	53,1
Administração pública, defesa e segurança social	71,2	65,7	3,9%	66,8	65,6	68,0	74,7	72,5
Educação	142,0	135,9	8,2%	123,9	139,7	142,3	161,9	164,5
Saúde humana e apoio social	148,6	152,6	9,2%	153,5	155,2	175,0	159,5	154,7
Atividades artísticas, de espetáculos, desportivas, (...)	24,6	25,1	1,5%	22,2	25,2	18,4	17,0	21,2
Outros serviços	74,9	82,2	4,9%	83,7	82,9	75,5	73,3	71,6

Fonte: INE, Inquérito ao emprego; 5 - amostra sem representatividade; x - valor desconhecido

Quadro 5 – População empregada do Norte por setores de atividade | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre				
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Norte							
População empregada (16 ou mais anos)	1,0	0,1	-0,1	1,1	-0,7	5,3	4,3
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	-1,8	14,0	15,7	12,0	-12,8	-26,5	-14,4
Indústria, construção, energia e água	0,3	-2,6	-1,3	-0,5	-1,8	6,0	0,8
Indústrias transformadoras	-2,3	-3,3	-2,2	-0,2	-0,2	9,4	1,6
Construção	6,3	-0,4	5,3	-0,3	-1,6	-3,2	-7,2
Serviços	1,5	1,0	-0,1	1,5	0,4	6,6	7,1
Comércio por grosso e a retalho, reparação de veículos	-1,3	-2,8	0,9	-3,9	4,7	2,4	13,2
Transportes e armazenagem	3,1	2,3	-2,9	-2,5	-6,0	-0,6	0,2
Alojamento, restauração e similares	-6,6	-6,6	-8,9	-6,5	-25,6	3,6	-15,9
Atividades de informação e de comunicação	-1,9	31,1	54,9	41,6	50,7	12,3	-10,7
Atividades financeiras e de seguros	-7,8	38,6	64,2	44,2	40,4	29,6	12,7
Atividades imobiliárias	31,8	-35,1	-63,6	5	5	-8,7	x
Atividades de consultoria, científicas e técnicas	4,6	6,2	5,1	14,5	11,5	23,0	15,4
Atividades administrativas e dos serviços de apoio	6,3	14,0	14,0	-1,1	-35,8	-13,3	8,4
Administração pública, defesa e segurança social obrigatória	-3,4	-7,6	-4,6	-4,4	1,6	17,5	8,5
Educação	1,0	-4,3	-8,0	4,9	2,8	14,4	32,8
Saúde humana e apoio social	5,1	2,6	-2,4	5,1	11,7	10,1	0,8
Atividades artísticas, de espetáculos, desportivas e recreativas	10,6	2,1	-25,8	-7,7	-34,8	-31,5	-4,5
Outros serviços	8,8	9,7	7,2	1,7	-13,3	-2,3	-14,5

Fonte: INE, Inquérito ao emprego; 5 - amostra sem representatividade; x - valor desconhecido

2.3. Emprego por categorias profissionais

O número de especialistas das atividades intelectuais e científicas do Norte atingiu o valor de 422,2 mil no 3º trimestre de 2021, refletindo um crescimento de 20,0% face ao trimestre homólogo do ano anterior. Esta classe profissional já representa 24,4% do emprego total do Norte no 3º trimestre de 2021, sendo a categoria que emprega mais pessoas na Região. A crise pandémica e as suas transformações – como a digitalização da economia e da sociedade no seu conjunto – terão contribuído para reforçar a procura de especialistas pertencentes a atividades intelectuais e científicas do Norte.

Ao mesmo tempo, em forte recuperação durante o ano de 2021, o emprego na categoria profissional respeitante aos representantes do poder legislativo e de órgãos executivos, dirigentes, diretores e gestores executivos aumentou, em termos homólogos, 40,1% no 3º trimestre de 2021. Este forte aumento resultou, em parte, de um efeito base associado a um valor bastante reduzido, em contexto de crise pandémica, no 3º trimestre de 2020. Não obstante este facto, existem sinais de confiança na atividade económica da Região que justificam, também, um crescimento desta categoria, de forma que o nível de emprego já se encontra bastante acima do valor pré-crise pandémica. Mais precisamente, entre os 3º trimestres de 2019 e 2021, a população empregada do Norte com esta categoria aumentou em 28,7%.

Não foram apenas as categorias profissionais que demandam recursos humanos mais qualificados que registaram crescimentos do emprego no 3º trimestre de 2021. As de nível de intermédio também registaram

uma dinâmica positiva. Em concreto, os técnicos e profissionais de nível intermédio, assim como o pessoal administrativo aumentaram, respetivamente, 13,3% e 9,3% no 3º trimestre de 2021 face ao mesmo período do ano transato. Na última categoria profissional citada registou-se, inclusive, uma inversão da tendência de queda que se observava há quatro trimestres consecutivos.

Com uma evolução notoriamente diferente das anteriores, algumas categorias profissionais registaram uma redução do emprego, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. As mais significativas foram apuradas nos trabalhadores dos serviços pessoais, de proteção e segurança e vendedores (-13,4%), trabalhadores não qualificados (-6,9%), operadores de instalações e máquinas e trabalhadores da montagem (-6,2%).

Nas restantes categorias, as reduções do emprego no 3º trimestre de 2021 foram menos acentuadas e dizem respeito, sobretudo, a mão-de-obra qualificada em setores de atividade que, registaram, regra geral uma queda significativa do emprego no 3º trimestre de 2021. Designadamente, o número de trabalhadores qualificados da indústria, construção e artífices apenas diminuiu em 0,3%, enquanto os trabalhadores qualificados da agricultura, da pesca e da floresta registaram uma queda muito ligeira de 0,2%.

Daqui conclui-se que a qualificação da mão-de-obra terá sido um fator de resiliência em setores que perderam mão-de-obra de forma acentuada no 3º trimestre de 2021. Importa relembrar que o setor da construção e o setor primário registaram quedas do emprego de 14,4% e de 7,2%, respetivamente.

Figura 11 – Emprego por grupos profissionais do Norte (variação homóloga,%)



Figura 12 – Emprego por grupos profissionais do Norte (variação homóloga,%)



Quadro 6 - População empregada por grupos de profissões (CPP) | valores em milhares

	Ano		% do total 2020	Trimestre				
	2019	2020		3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Norte								
População empregada (16 ou mais)	1665,3	1666,9	100,0%	1657,9	1694,9	1669,2	1720,2	1729,2
Representantes do poder legislativo e de órgãos executivos, dirigentes, diretores e gestores executivos	76,1	74,9	4,5%	72,1	81,5	97,7	103,7	101,0
Especialistas das atividades intelectuais e científicas	301,5	349,0	20,9%	351,7	369,5	373,8	405,5	422,2
Técnicos e profissionais de nível intermédio	179,9	172,1	10,3%	166,5	184,6	203,5	183,9	188,7
Pessoal administrativo	147,9	147,0	8,8%	144,8	148,8	126,0	149,4	158,2
Trabalhadores dos serviços pessoais, de proteção e segurança e vendedores	300,4	309,5	18,6%	316,8	291,7	247,0	263,2	274,5
Agricultores e trabalhadores qualificados da agricultura, da pesca e da floresta	42,2	45,9	2,8%	46,9	44,9	34,4	35,6	46,8
Trabalhadores qualificados da indústria, construção e artífices	281,9	260,2	15,6%	260,9	258,2	257,8	274,8	260,2
Operadores de instalações e máquinas e trabalhadores da montagem	190,2	181,6	10,9%	170,8	196,3	191,5	186,0	160,2
Trabalhadores não qualificados	142,1	122,1	7,3%	122,6	114,9	132,8	114,0	114,1
Forças armadas	3,1	4,6	0,3%	4,8	4,5	4,7	4,1	3,3

Fonte: INE, Inquérito ao emprego

Quadro 7 - População empregada por grupos de profissões (CPP) | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre				
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Norte							
População empregada (16 ou mais)	1,0	0,1	-0,1	1,1	-0,7	5,3	4,3
Representantes do poder legislativo e de órgãos executivos, dirigentes, diretores e gestores executivos	0,8	-1,6	-8,2	-4,9	29,6	47,1	40,1
Especialistas das atividades intelectuais e científicas	3,6	15,8	23,2	21,0	14,0	16,9	20,0
Técnicos e profissionais de nível intermédio	-5,2	-4,3	-11,7	5,3	18,9	10,6	13,3
Pessoal administrativo	13,9	-0,6	-2,9	-3,7	-13,0	-0,1	9,3
Trabalhadores dos serviços pessoais, de proteção e segurança e vendedores	5,5	3,0	4,0	-5,6	-24,9	-12,4	-13,4
Agricultores e trabalhadores qualificados da agricultura, da pesca e da floresta	4,6	8,7	25,7	1,8	-18,5	-28,1	-0,2
Trabalhadores qualificados da indústria, construção e artífices	1,0	-7,7	-6,6	-5,9	-7,0	12,3	-0,3
Operadores de instalações e máquinas e trabalhadores da montagem	-3,4	-4,5	-6,7	3,8	4,7	5,4	-6,2
Trabalhadores não qualificados	-9,1	-14,1	-18,6	-15,8	5,2	-8,5	-6,9

Fonte: INE, Inquérito ao emprego

2.4. Emprego por tipo de contrato de trabalho

A população empregada do Norte no 3º trimestre de 2021 aumentou em 71,3 mil face ao período homólogo de 2020, sendo que os novos empregos foram criados, maioritariamente, por trabalhadores por conta própria (+49,4 mil), uma evolução indicativa de que o dinamismo atual da economia estará a alavancar o crescimento de pequenos negócios. Por seu turno, os restantes empregos criados na Região destinaram-se a trabalhadores por conta de outrem (+17,7 mil) e a outro tipo de trabalhadores (+4,2 mil).

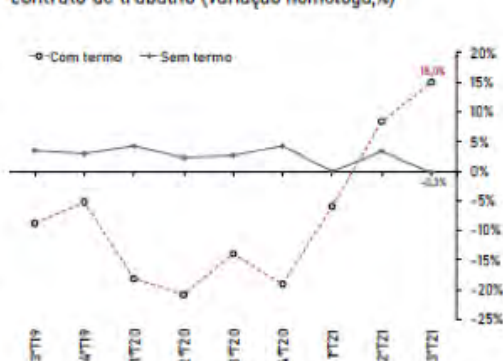
Em termos percentuais, o número de trabalhadores por conta própria aumentou 22,1% no 3º trimestre de

2021 em relação ao período homólogo do ano transato, tendo sido o maior aumento desde o início de 2002. Por seu turno, o número de trabalhadores por conta de outrem aumentou, em termos homólogos, 1,2% no 3º trimestre de 2021, em desaceleração face ao aumento do trimestre precedente. Dentro deste grupo de trabalhadores registaram-se, no entanto, evoluções antagónicas. Por um lado, o número de trabalhadores por conta de outrem com contrato laboral sem termo (tempo indeterminado) registou uma redução ligeira de 0,3%. Por outro, os trabalhadores por conta de outrem com contratos com termo (frequentemente associados a relações laborais mais precárias) registou um aumento significativo de 15,0%.

Figura 13 – Número de trabalhadores por conta própria e por conta de outrem (variação homóloga,%)



Figura 14 – Trabalhadores por conta de outrem, por contrato de trabalho (variação homóloga,%)



Quadro 8 – População empregada por situação na profissão e tipo de contrato | valores em milhares

	Ano		% do total 2020	Trimestre				
	2019	2020		3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Norte								
População empregada (total):	1665,3	1666,9	100,0%	1657,9	1694,9	1669,2	1720,2	1729,2
<i>Trabalhadores por conta de outrem, com contrato:</i>	1424,8	1416,5	85,0%	1426,8	1422,5	1405,5	1453,2	1444,5
Sem termo	1145,4	1183,7	71,0%	1196,2	1199,9	1176,0	1200,9	1193,2
Com termo	239,6	196,2	11,8%	191,6	185,6	194,1	218,3	220,3
Outro tipo (inclui prestação de serviços)	39,9	36,6	2,2%	39,0	37,0	35,4	34,0	31,0
<i>Trabalhadores por conta própria:</i>	234,1	243,2	14,6%	223,8	264,8	247,6	251,8	273,2
Isolados	148,5	159,1	9,5%	145,8	174,1	158,4	150,5	168,5
Empregadores	85,6	84,0	5,0%	78,0	90,7	89,2	101,3	104,7
Outro tipo de trabalhadores	6,3	7,2	0,4%	7,3	7,6	16,1	15,2	11,5
População empregada a tempo completo	1533,7	1542,4	92,5%	1538,2	1572,0	1537,5	1589,8	1598,9
População empregada a tempo parcial	131,6	124,5	7,5%	119,7	122,9	131,7	130,5	130,3

Fonte: INE, Inquérito ao emprego

Quadro 9 - População empregada por situação na profissão e tipo de contrato | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre				
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Norte							
População empregada (total):	1,0	0,1	-0,1	1,1	-0,7	5,3	4,3
<i>Trabalhadores por conta de outrem, com contrato:</i>	1,0	-0,6	0,2	-0,2	-1,2	4,2	1,2
Sem termo	2,2	3,3	2,6	4,2	0,0	3,3	-0,3
Com termo	-2,2	-18,1	-13,9	-19,1	-5,9	8,4	15,0
Outro tipo (inclui prestação de serviços)	-11,0	-8,2	8,3	-17,6	-10,6	10,0	-20,5
<i>Trabalhadores por conta própria:</i>	1,2	3,9	-2,9	7,8	-1,8	8,6	22,1
Isolados	7,6	7,2	1,0	9,6	-4,5	-0,2	15,6
Empregadores	-8,3	-1,8	-9,4	4,5	3,4	24,9	34,2
População empregada a tempo completo	0,9	0,6	0,1	2,0	-0,2	4,7	3,9
População empregada a tempo parcial	2,1	-5,4	-2,0	-9,8	-6,3	13,7	8,9

Fonte: INE, Inquérito ao emprego

2.5. Desemprego

A taxa de desemprego do Norte diminuiu para 6,2% no 3º trimestre de 2021, menos 0,1 p.p. face ao trimestre anterior. Pese embora a ligeira redução entre os dois últimos trimestres, a taxa de desemprego da Região tem vindo a descer situando-se, já, abaixo do valor anterior à crise pandémica. Em termos comparativos, a taxa de desemprego da Região era de 8,1% no trimestre homólogo de 2020 e de 6,8% há precisamente dois anos (3º trimestre de 2019).

A dualidade do mercado de trabalho durante o pico da pandemia de 2020 continuou, no entanto, a persistir em prejuízo da população mais jovem durante 2021. De facto, contrariamente à redução mencionada anteriormente para o total da economia, a taxa de desemprego dos jovens (16-24 anos) aumentou de 21,8% para 23,8% entre os 2º e 3º trimestre de 2021, situando-se num valor superior ao da pré-pandemia (16,8% no 3º trimestre de 2019).

A taxa de desemprego baixou nos restantes grupos etários entre os 2º e 3º trimestres de 2021, com exceção dos indivíduos dos 55 aos 64 anos, que assistiram a um aumento de 4,6% para 6,3% durante esse período. Nas outras faixas populacionais, a taxa de desemprego dos 25 aos 34 anos diminuiu para 6,9% no 3º trimestre de 2021, enquanto nos indivíduos dos 45 aos 54 anos e dos 35 aos 44 anos, os valores baixaram para 4,1% e para 3,6%, respetivamente, situando-se abaixo da média do Norte.

Figura 15 - Taxa de desemprego total (%)

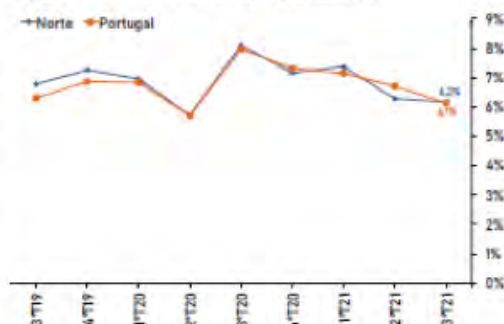
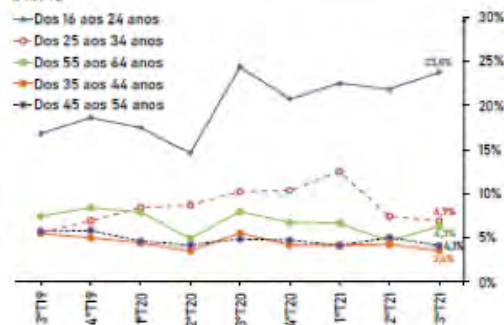


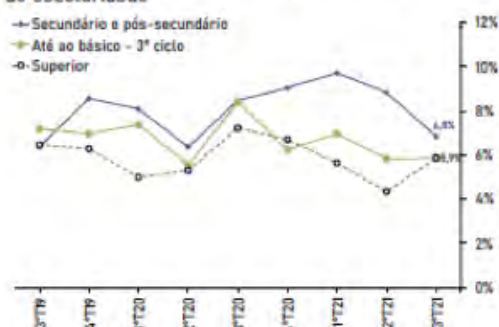
Figura 16 - Taxas de desemprego do Norte, por grupo etário



No 3º trimestre de 2021 registaram-se evoluções antagónicas nas taxas de desemprego por nível de escolaridade. Por um lado, o valor nos indivíduos com ensino secundário e pós-secundário diminuiu para 6,8% (-2,0 p.p. face ao trimestre anterior), enquanto

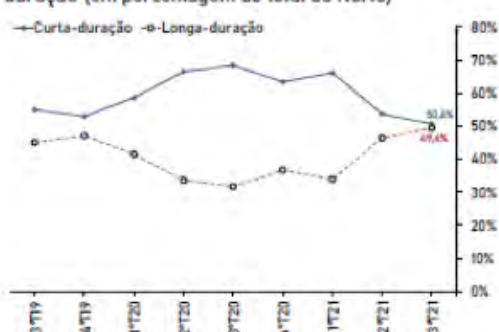
com o ensino superior o valor aumentou para 5,9% (+1,6 p.p. face ao trimestre precedente). Importa referir que existe, frequentemente, um aumento sazonal da taxa de desemprego dos indivíduos com o ensino superior no 3º trimestre em resultado do fim do ano letivo. No caso dos indivíduos com a escolaridade até ao 3º ciclo do ensino básico, o valor aumentou em 0,1 p.p. para 5,9%.

Figura 17 – Taxas de desemprego do Norte, por nível de escolaridade



Por seu turno, o desemprego de longa duração do Norte voltou a aumentar no 3º trimestre de 2021, correspondendo a 49,4% do total dos desempregados. Em valor absoluto, o número aumentou para 56.100 no 3º trimestre de 2021, refletindo mais 4,9% face ao trimestre anterior e mais 21,2% em relação ao trimestre homólogo de 2020.

Figura 18 – Desemprego de curta-duração e de longa-duração (em percentagem do total do Norte)



Quadro 10 – Indicadores de desemprego

	Ano		Trimestre				
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Portugal							
População desempregada (milhares)	339,5	350,8	403,5	373,2	360,1	345,7	318,7
População desempregada (variação homóloga,%)	-7,2	3,3	24,8	5,9	3,4	24,2	-21,0
Taxa de desemprego total (%)	6,6	7,0	8,0	7,3	7,1	6,7	6,1
Norte							
População desempregada (milhares)	122,4	125,3	146,0	130,7	132,7	115,3	113,6
População desempregada (variação homóloga,%)	-8,5	2,4	21,1	-0,4	5,6	16,6	-22,2
Taxa de desemprego total (%)	6,8	7,0	8,1	7,2	7,4	6,3	6,2
Dos 16 aos 24 anos	16,7	19,4	24,4	20,8	22,5	21,8	23,8
Dos 25 aos 34 anos	6,0	9,5	10,2	10,4	12,5	7,4	6,9
Dos 35 aos 44 anos	5,0	4,4	5,5	4,2	4,1	4,2	3,6
Dos 45 e aos 54 anos	6,1	4,6	4,8	4,7	4,1	5,0	4,1
Dos 55 e aos 64 anos	7,9	6,9	8,0	6,7	6,7	4,6	6,3
Dos 16 aos 64 anos	6,9	7,1	8,2	7,3	7,6	6,4	6,4
Dos 20 aos 64 anos	6,7	6,9	8,0	7,1	7,4	6,3	6,1
Taxa de desemprego, por nível de escolaridade completo:							
Até ao básico - 3º ciclo	7,1	6,9	8,4	6,2	7,0	5,8	5,9
Secundário e pós-secundário	7,5	8,0	8,5	9,1	9,7	8,8	6,8
Superior	5,8	6,1	7,2	6,7	5,6	4,3	5,9
Proporção de desempregados de curta-duração (%)	54,8	64,2	68,3	63,4	66,1	53,6	50,6
Proporção de desempregados de longa-duração (%)	45,2	35,8	31,7	36,6	33,9	46,4	49,4

Fonte: INE, Inquérito ao emprego

2.6. Desemprego registado por NUTS III

O desemprego registado diminuiu em todas as sub-regiões do Norte no 3º trimestre de 2021 face ao período homólogo do ano transato. As maiores reduções percentuais, acima de dois dígitos, ocorreram no Alto Minho (-20,4%), Cávado (-14,6%), Ave (-13,9%), Tâmega e Sousa (-13,3%) e Terras de Trás-os-Montes (-12,6%). As menores diminuições, abaixo de dois dígitos, foram na Área Metropolitana do Porto (-8,8%), Douro (-6,4%) e Alto Tâmega (-0,4%).

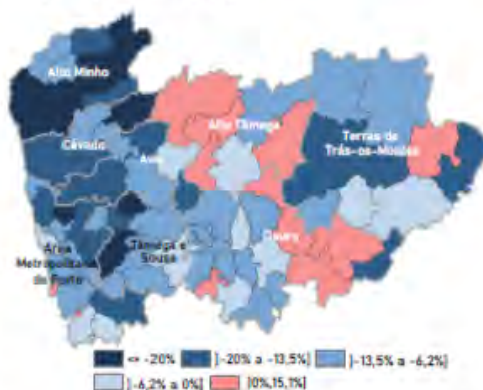
A grande maioria dos concelhos do Norte, mais precisamente 74 num universo de 86, observou uma redução do desemprego registado, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. As maiores reduções percentuais ocorreram nos municípios do Alto Minho, com destaque para Ponte de Lima (-26,9%), Melgaço (-25,8%) e Caminha (-24,4%). No concelho mais populoso desta sub-região, em Viana do Castelo, a redução foi de 21,5%.

Tal como no Alto Minho, todos os municípios do Cávado viram o desemprego registado diminuir, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. As quedas mais expressivas aconteceram em Terras de Bouro (-20,2%), Barcelos (-18,7%), e Braga (-15,0%), sendo que neste último município a redução foi mais acentuada em comparação com a do 2º trimestre de 2021 (-2,1%).

De igual modo, o desemprego registado diminuiu em todos os concelhos da sub-região do Ave, sendo que as reduções mais significativas sucederam em Vizela (-19,8%), Viera do Minho (-17,0%) e Mondim de Basto (-16,0%). Nos principais municípios do ponto de vista económico e populacional, os decréscimos do desemprego registado também foram acentuados. Em Vila Nova de Famalicão diminuiu 15,1% e em Guimarães a redução foi de 15,0%.

A sub-região do Tâmega e Sousa também assistiu a uma redução do desemprego registado em todos os seus concelhos. As quedas mais expressivas, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021, foram em Penafiel (-21,1%), Felgueiras (-20,5%) e Lousada (-16,6%). Em Paços de Ferreira, um concelho importante do ponto de vista económico e populacional, a redução do desemprego registado foi menos acentuada (-9,9%).

19 – Desemprego registado no 3º trimestre de 2021 (variação homóloga,%)



A grande maioria dos concelhos pertencentes à Área Metropolitana do Porto assistiu a uma diminuição do desemprego registado, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. As exceções ocorreram em Espinho e em São João da Madeira, com o desemprego registado a aumentar 5,9% e 0,9%, respetivamente. Em sentido oposto, os maiores decréscimos verificaram-se na Trofa (-24,0%), Paredes (-19,5%) e Valongo (-16,4%). Nos principais concelhos do ponto de vista económico e populacional, a redução do desemprego registado foi mais modesta. Em Vila Nova de Gaia baixou 9,2% e no Porto diminuiu 2,3%.

A evolução do desemprego registado nos territórios de baixa densidade foi mais assimétrica. No Alto Tâmega, apenas os concelhos de Chaves (-6,4%) e de Vila Pouca de Aguiar (-3,6%) assistiram a uma redução do desemprego registado, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. Nos restantes, os aumentos mais expressivos ocorreram em Ribeira da Pena (+15,1%) e Montalegre (+12,5%).

Por seu turno, em Terras de Trás-os-Montes, a maioria dos concelhos observou uma redução do desemprego registado, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. A exceção ocorreu no concelho de Vimioso, com o desemprego registado a aumentar 11,8%. Nos outros concelhos, as reduções mais acentuadas foram em Mirandela (-19,1%), Mirandela do Douro (-16,9%) e em Macedo de Cavaleiros (-16,7%). Em Bragança, a diminuição do desemprego registado foi de 12,3%.

No Douro, apenas 5 concelhos num universo de 19 observaram um aumento do desemprego registado, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. Os aumentos mais expressivos ocorreram em Murça (+9,5%) e em Vila Nova de Foz Côa (+4,6%). Em sentido contrário, as maiores reduções foram registadas em

Armamar (-12,5%), Santa Marta de Penaguião (-12,0%) e Penedono (-11,9%). Nos principais concelhos do ponto de vista económico e populacional, o desemprego registado teve uma diminuição: Vila Real (-9,6%), Peso da Régua (-6,2%) e Lamego (-7,7%).

Figura 20 – Desemprego registado no Alto Minho e no Cávado (variação homóloga,%)

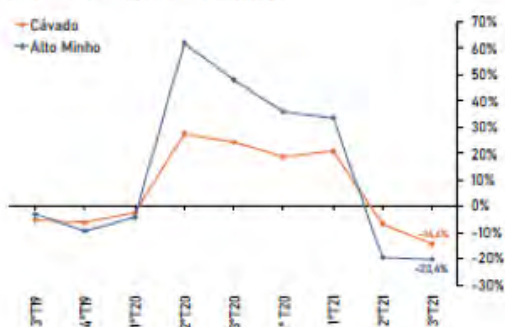


Figura 21 – Desemprego registado na Área Metropolitana do Porto e no Ave (variação homóloga,%)

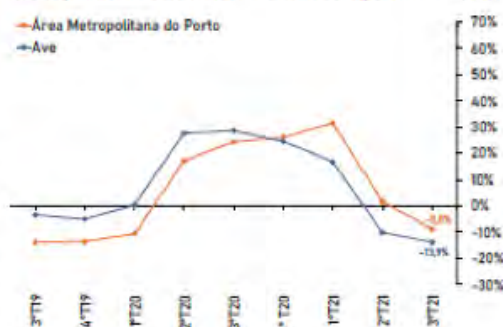


Figura 22 – Desemprego registado no Tâmega e Sousa e no Alto Tâmega (variação homóloga,%)

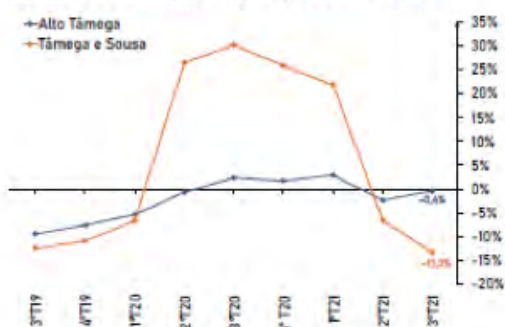
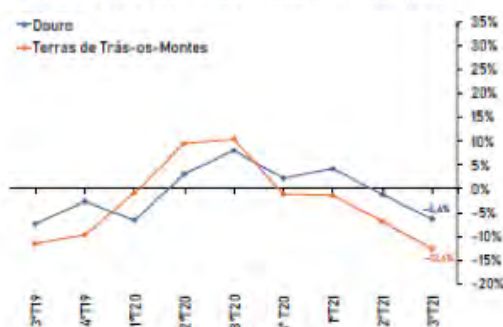


Figura 23 – Desemprego registado no Douro e em Terras de Trás-os-Montes (variação homóloga,%)



Quadro 11 – Número de desempregados registados nos centros de emprego, por NUTS III

	Ano		Trimestre				Mês			
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Norte	128 974	147 352	156 443	150 917	158 698	149 260	139 706	139 940	141 178	138 000
Alto Minho	4 557	6 118	6 686	5 921	6 317	5 735	5 324	5 430	5 293	5 248
Cávado	11 121	12 974	13 617	13 025	13 757	12 936	11 634	11 710	11 695	11 498
Ave	14 127	16 953	17 844	17 266	17 406	15 987	15 359	14 977	15 568	15 532
Área Metropolitana do Porto	66 448	75 446	80 866	78 734	84 229	79 368	73 780	74 336	74 901	72 103
Alto Tâmega	3 143	3 123	3 132	3 039	3 196	3 139	3 119	3 208	3 102	3 046
Tâmega e Sousa	15 700	18 550	19 765	19 096	19 443	18 096	17 130	17 062	17 211	17 116
Douro	10 222	10 370	10 572	10 370	10 548	10 286	9 898	9 887	9 881	9 927
Terras de Trás-os-Montes	3 657	3 818	3 961	3 468	3 802	3 713	3 462	3 330	3 527	3 530

Fonte: Instituto de emprego e formação profissional

Quadro 12 - Desempregados registados nos centros de emprego, por NUTS III | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Norte	-13,4	14,2	24,2	22,3	23,8	-3,0	-10,7	-9,5	-10,7	-11,9
Alto Minho	-12,3	34,3	48,0	35,8	33,6	-19,6	-20,4	-21,3	-20,7	-19,0
Cávado	-8,4	16,7	24,4	18,7	20,8	-6,7	-14,6	-13,5	-16,6	-13,5
Ave	-8,0	20,0	28,6	24,7	16,8	-10,2	-13,9	-14,3	-13,5	-14,0
Área Metropolitana do Porto	-16,1	13,5	24,5	26,1	31,4	1,6	-8,8	-6,7	-8,2	-11,3
Alto Tâmega	-11,2	-0,6	2,3	1,7	2,9	-2,4	-0,4	3,0	0,1	-4,3
Tâmega e Sousa	-14,4	18,2	30,2	25,8	21,7	-6,6	-13,3	-11,4	-14,6	-13,9
Douro	-6,9	1,5	8,0	2,2	4,2	-1,3	-6,4	-7,4	-6,7	-5,0
Terras de Trás-os-Montes	-13,0	4,4	10,4	-1,2	-1,4	-6,9	-12,6	-17,6	-9,0	-11,0

Fonte: Instituto de emprego e formação profissional

Quadro 13 - Desemprego registado nos 20 concelhos mais exportadores do Norte | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Concelhos do Norte										
1º Vila Nova de Famalicão	-8,6	32,0	43,2	39,8	31,0	-11,4	-15,1	-15,9	-15,4	-13,9
2º Braga	-7,1	13,7	20,9	16,4	23,4	-2,1	-15,0	-12,5	-17,4	-14,9
3º Maia	-20,9	14,1	24,6	38,1	42,8	3,2	-8,2	-6,4	-7,1	-11,2
4º Vila Nova de Gaia	-20,1	7,8	21,3	27,4	35,2	6,9	-9,2	-3,7	-8,5	-15,1
5º Santa Maria da Feira	-7,5	20,0	26,3	26,6	25,9	-2,8	-6,9	-7,9	-4,3	-8,4
6º Guimarães	-6,1	19,7	27,5	21,8	13,8	-10,2	-15,0	-14,9	-14,4	-15,8
7º Oliveira de Azeméis	-8,6	47,7	58,7	54,4	49,8	1,7	-4,4	-3,9	-5,2	-4,0
8º Porto	-18,1	11,4	23,7	24,7	33,1	10,4	-2,3	-1,3	-1,8	-3,9
9º Barcelos	-7,6	24,9	34,1	25,2	15,4	-18,9	-18,7	-20,0	-20,2	-15,5
10º Bragança	-5,3	11,0	25,0	-3,5	5,5	-10,1	-12,3	-16,0	-6,3	-14,3
11º Vila do Conde	-3,6	17,7	29,3	20,4	31,4	-10,1	-13,9	-9,6	-13,1	-18,8
12º Viana do Castelo	-15,0	34,0	41,1	34,5	45,1	-16,3	-21,5	-21,3	-22,6	-20,6
13º Trofa	-20,0	19,6	31,6	14,0	32,9	-23,0	-24,0	-27,8	-20,4	-23,8
14º Felgueiras	-0,5	35,1	45,4	45,4	37,1	-15,5	-20,5	-19,7	-22,1	-19,7
15º Matosinhos	-8,5	12,6	20,1	23,0	30,0	2,2	-5,5	-6,7	-6,7	-3,2
16º São João da Madeira	-5,0	42,5	53,1	42,1	52,1	-1,3	0,9	0,7	2,5	-0,6
17º Santo Tirso	-13,7	9,3	16,4	7,0	12,0	-12,9	-14,6	-18,1	-10,2	-15,4
18º Vila Nova de Cerveira	-8,0	36,6	47,5	46,8	37,1	-22,1	-10,0	-12,9	-11,5	-5,3
19º Paços de Ferreira	-15,1	12,9	18,1	24,4	26,4	-4,6	-9,9	-6,6	-11,0	-11,9
20º Paredes	-16,9	13,9	24,1	22,2	17,0	-9,0	-19,5	-19,1	-18,9	-20,4

Fonte: Instituto de emprego e formação profissional

Nota metodológica: O valor do desemprego registado diz respeito ao número de desempregados inscritos no Centro de Emprego, enquanto o valor da população desempregada resulta de um inquérito trimestral realizado pelo INE. Os valores obtidos nos dois indicadores não são iguais, porque o desemprego registado é apurado por via de um registo administrativo nos Centros de Emprego e a população desempregada (conceito do INE) é estimada através de uma amostra representativa. Importa alertar para o facto de que podem existir desempregados que não estão inscritos nos centros de emprego, assim como trabalhadores empregados que ainda constam das estatísticas do desemprego registado.

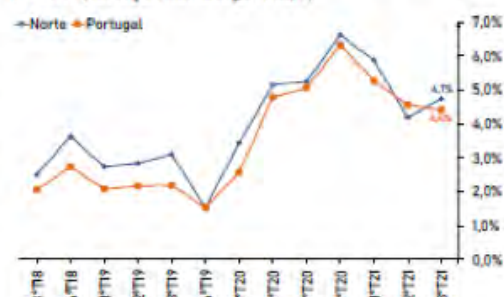
2.7. Salários

O salário mensal líquido dos trabalhadores por conta de outrem do Norte aumentou para 958 euros no 3º trimestre de 2021, refletindo um crescimento real de 4,7% face ao período homólogo de 2020. O crescimento dos salários da Região no 3º trimestre de 2021 ocorreu num contexto favorável marcado por um aumento do emprego e por uma queda da taxa de desemprego, sendo um sinal de dinamismo do mercado de trabalho do Norte. Em Portugal, a evolução também foi positiva, uma vez que o salário mensal líquido aumentou, em termos reais, 4,4% para 1012 euros.

Os principais ramos de atividade observaram um crescimento do salário mensal líquido dos trabalhadores por conta de outrem. Nas indústrias transformadoras, o valor aumentou para 851 euros no 3º trimestre de 2021, mais 6,2% do que no período homólogo de 2020. No setor dos serviços, o salário mensal líquido situou-se em 1005 euros, refletindo um crescimento de 5,2% face ao período homólogo do ano transato. No entanto, em comparação com o trimestre anterior, o valor desceu ligeiramente (-0,9%). Dentro

do setor dos serviços, os salários mais altos do Norte no 3º trimestre de 2021 continuavam a ser os das atividades financeiras e de seguros (1543 euros), atividades de informação e comunicação (1226 euros), educação (1194) e transporte e armazenagem (1126 euros). Por seu turno, os mais reduzidos encontravam-se nos outros serviços, incluindo trabalho doméstico (513 euros), atividades artísticas, de espetáculo, desportivas e recreativas (754 euros), alojamento restauração e similares (769 euros) e setor primário (774 euros).

Figura 24 - Salários dos trabalhadores por conta de outrem (variação homóloga real,%)



Quadro 14 - Salários mensais líquidos dos trabalhadores por conta de outrem (euros)

	Ano		Trimestre				
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21
Portugal	909	951	955	968	982	1003	1012
Norte	853	899	902	905	932	955	958
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	685	659	636	676	717	685	774
Indústria, construção, energia e água	791	821	820	815	836	864	878
Indústrias transformadoras	777	805	801	797	817	832	851
Construção	818	866	874	884	894	936	899
Serviços	895	949	955	965	990	1014	1005
Comércio por grosso e a retalho	770	822	805	830	830	863	861
Transportes e armazenagem	963	1046	1087	1034	1033	1021	1126
Alojamento, restauração e similares	637	664	665	689	736	684	769
Atividades de informação e de comunicação	1223	1263	1332	1212	1305	1276	1226
Atividades financeiras e de seguros	1345	1368	1498	1418	1394	1556	1543
Atividades imobiliárias	828	800	§	§	848	791	906
Atividades de consultoria, científicas, técnicas e similares	1071	1050	1117	880	1020	1138	1025
Atividades administrativas e dos serviços de apoio	681	712	706	757	793	720	840
Administração Pública, Defesa e Segurança Social Obrigatória	1001	1119	1135	1185	1118	1113	1141
Educação	1101	1146	1170	1150	1215	1156	1194
Atividades da saúde humana e apoio social	913	967	951	992	988	1068	1001
Atividades artísticas, de espetáculos, desportivas e recreativas	771	780	675	778	880	728	754
Outros serviços	485	532	544	514	568	615	513

Fonte: INE, Inquérito ao emprego; Simbologia: § - Amostra sem representatividade

3. Indústrias com implementação tradicional no Norte

O Índice de Produção Industrial das indústrias transformadoras nacionais com forte implementação no Norte (fabricação de têxteis, indústria do vestuário, indústria do couro e calçado, veículos automóveis e componentes) observou uma evolução negativa no 3º trimestre de 2021 em comparação com o trimestre homólogo de 2020.

O ramo da fabricação de têxteis viu a produção diminuir 2,8%, enquanto na indústria dos veículos automóveis e componentes a redução foi de 40,7%. Nas indústrias do vestuário e do couro e calçado ainda não há informação para a totalidade do 3º trimestre de 2021. Ainda assim, em agosto de 2021, a produção na indústria do vestuário diminuiu 23,3% face ao mesmo mês de 2020. No caso do couro e calçado, a produção caiu 4,9% em julho de 2021 (último mês disponível) em relação ao período homólogo do ano transato.

Regra geral, os índices de preços na produção continuaram a aumentar moderadamente no 3º trimestre de 2021. A principal exceção foi o crescimento de 4,8% observado, em termos homólogos, nos preços de produção da fabricação têxteis, em aceleração face ao aumento de 2,0% que tinha sido observado no trimestre precedente. Nas restantes indústrias aqui tratadas, os preços de produção aumentaram 0,6% na indústria do vestuário, um valor que compara com +0,3% no couro e calçado e +0,6% na indústria dos veículos automóveis e componentes.

No 3º trimestre de 2021, o volume de negócios das quatro indústrias aqui tratadas teve uma evolução distinta. Os crescimentos, em termos homólogos, observaram-se na fabricação de têxteis (+7,3%), indústria do vestuário (+8,2%) e couro e calçado (+5,7%). Em sentido oposto, a indústria dos veículos automóveis e componentes registou uma redução de 18,9% neste indicador.

A faturação por mercado de destino tem evoluído de forma assimétrica entre as indústrias aqui tratadas. No 3º trimestre de 2021, o volume de negócios para o mercado nacional por parte da fabricação de têxteis aumentou, em termos homólogos, 4,8%, enquanto para o mercado externo o crescimento foi mais acentuado (+9,4%). No caso particular da indústria do

vestuário observou-se uma evolução antagónica: o volume de negócios para o mercado nacional baixou 16,4%, enquanto para o mercado externo aumentou em 21,1%.

Por seu turno, no couro e calçado, ambos os mercados tiveram um crescimento, pese embora a ritmos diferentes. Nesta indústria, o volume de negócios para o mercado nacional aumentou 10,0%, enquanto para o mercado externo o crescimento foi mais modesto (2,9%).

Com uma evolução negativa em ambos os mercados, a faturação da indústria dos veículos automóveis e componentes para o mercado nacional diminuiu em 17,9%, enquanto para o mercado externo a redução foi de 19,1%.

Os indicadores referentes ao mercado de trabalho também tiveram evoluções distintas ao nível das indústrias aqui referidas. Na fabricação de têxteis, o emprego cresceu apenas 0,1% no 3º trimestre de 2021 em comparação com o período homólogo de 2020, que compara com aumentos de 1,4% nas horas de trabalho e de 5,8% nas remunerações.

Na indústria do vestuário, a evolução dos indicadores do mercado de trabalho foi mais positiva. O emprego aumentou 0,7% no 3º trimestre de 2021 em comparação com o período homólogo de 2020, um valor que compara com aumentos de 5,8% nas horas de trabalho e de 8,0% nas remunerações.

Em sentido contrário, o couro e calçado viu todos os indicadores do mercado de trabalho registar uma evolução negativa no 3º trimestre de 2021. Assim, em termos homólogos, o emprego diminuiu 5,1%, as horas de trabalho baixaram 9,3% e as remunerações tiveram uma redução de 1,2%.

Por fim, a maioria dos indicadores do mercado de trabalho evoluíram negativamente na indústria dos veículos automóveis e componentes, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2021. A exceção ocorreu nas remunerações ao observarem um crescimento de 1,2%. Em sentido oposto, o emprego nesta indústria baixou 1,9% e as horas de trabalho diminuíram em 10,9%.

Figura 25 - Produção industrial
 (variação homóloga,%)

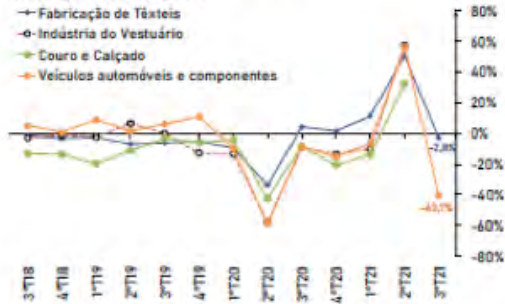


Figura 26 - Volume de negócios - Total
 (variação homóloga,%)

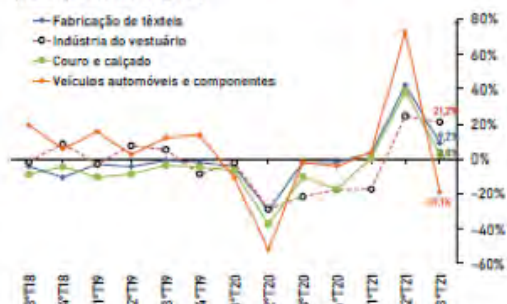


Figura 27 - Emprego
 (variação homóloga,%)

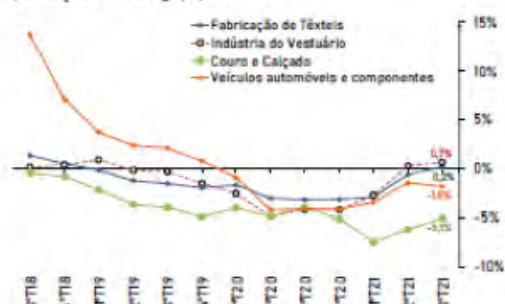


Figura 28 - Horas de trabalho
 (variação homóloga,%)

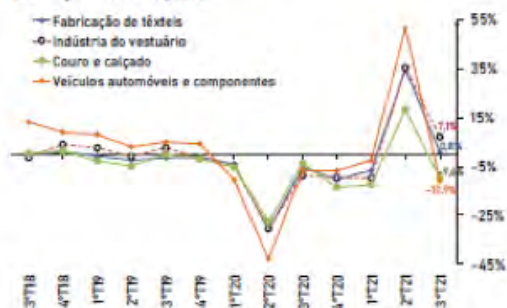


Figura 29 - Remunerações
 (variação homóloga,%)

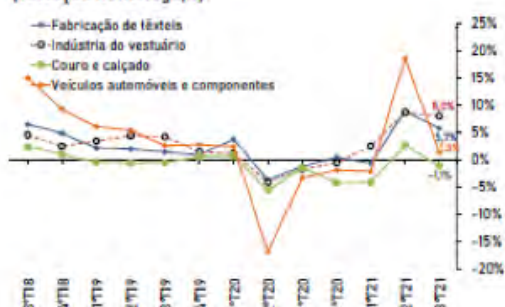
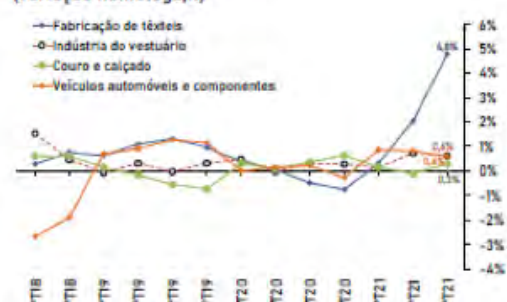


Figura 30 - Preços da produção industrial
 (variação homóloga,%)



Quadro 15 - Indicadores das indústrias com implementação tradicional no Norte | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Fabricação de Têxteis										
Índice de Produção (corr. dias úteis e sazonalidade)	-5,0	-9,4	4,4	1,6	11,6	50,6	-2,8	2,2	-16,1	-2,0
Índice de Preços na Produção	1,0	-0,2	-0,5	-0,8	0,3	2,0	4,8	3,7	4,6	6,0
Índice de Volumes de Negócios Total	-4,8	-10,5	-0,2	2,6	8,2	56,0	7,3	11,4	-2,0	9,3
Índice de Volumes de Negócios Nacional	-7,5	-11,2	2,2	7,6	15,5	76,1	4,8	13,0	-9,5	5,6
Índice de Volumes de Negócios Externo	-2,5	-9,9	-2,1	-1,6	3,0	42,3	9,4	10,3	3,5	12,8
Índice de Emprego	-1,2	-2,7	-3,1	-3,1	-2,9	-0,6	0,1	0,0	0,2	0,3
Índice de Horas Trabalhadas	-1,3	-12,9	-5,5	-10,2	-6,7	34,7	1,4	4,9	-3,0	0,7
Índice de Remunerações	1,5	-0,3	-1,3	0,4	-0,7	9,0	5,8	4,2	8,0	5,0
Indústria do Vestuário										
Índice de Produção (corr. dias úteis e sazonalidade)	-1,9	-24,7	-8,9	-13,6	-10,1	57,3	n.d.	-24,4	-23,3	n.d.
Índice de Preços na Produção	0,1	0,3	0,3	0,3	0,2	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6
Índice de Volumes de Negócios Total	-3,0	-18,4	-18,6	-18,6	-18,2	15,1	8,2	6,8	13,4	5,9
Índice de Volumes de Negócios Nacional	-8,7	-20,2	-12,3	-20,8	-20,7	-4,5	-16,4	-16,6	-20,2	-12,9
Índice de Volumes de Negócios Externo	0,0	-17,6	-21,6	-17,4	-17,2	24,6	21,2	16,4	34,4	17,6
Índice de Emprego	-0,3	-3,9	-4,2	-4,2	-2,7	0,3	0,7	0,5	0,3	1,2
Índice de Horas Trabalhadas	0,5	-13,4	-8,7	-9,6	-9,7	35,4	5,8	11,4	8,2	-1,0
Índice de Remunerações	3,3	-1,4	-1,8	-0,6	2,4	8,7	8,0	0,7	15,3	6,5
Couro e Calçado										
Índice de Produção (corr. dias úteis e sazonalidade)	-10,3	-19,1	-8,3	-20,5	-13,6	32,3	n.d.	-4,9	n.d.	n.d.
Índice de Preços na Produção	-0,3	0,4	0,4	0,7	0,2	-0,1	0,3	0,2	0,3	0,4
Índice de Volumes de Negócios Total	-5,5	-13,2	-6,1	-13,2	-7,4	37,5	5,7	8,5	-3,4	11,6
Índice de Volumes de Negócios Nacional	-3,7	-7,5	1,1	-8,8	-17,2	36,3	10,0	2,8	6,7	21,3
Índice de Volumes de Negócios Externo	-6,9	-17,5	-10,3	-17,2	0,5	38,6	2,9	12,3	-8,9	3,7
Índice de Emprego	-3,7	-4,5	-3,9	-5,1	-7,5	-6,2	-5,1	-6,0	-5,4	-3,8
Índice de Horas Trabalhadas	-2,4	-12,8	-3,8	-13,5	-12,5	18,3	-9,3	-11,1	-9,8	-6,8
Índice de Remunerações	-0,2	-2,7	-1,5	-4,3	-4,2	2,6	-1,2	-1,2	-1,1	-1,5
Veículos Automóveis e Componentes										
Índice de Produção (corr. dias úteis e sazonalidade)	7,0	-22,3	-8,6	-15,2	-6,4	56,4	-40,7	-4,5	-61,5	-42,3
Índice de Preços na Produção	1,0	0,0	0,2	-0,3	0,9	0,8	0,6	0,5	0,6	0,8
Índice de Volumes de Negócios Total	9,2	-19,0	-4,5	-5,6	2,9	70,5	-18,9	10,7	-37,9	-30,0
Índice de Volumes de Negócios Nacional	3,5	-24,5	-14,3	-11,8	-0,9	62,9	-17,9	36,2	-50,7	-36,3
Índice de Volumes de Negócios Externo	10,8	-17,6	-1,8	-4,0	3,8	72,6	-19,1	5,1	-34,9	-28,4
Índice de Emprego	2,2	-3,3	-4,1	-4,2	-3,4	-1,4	-1,9	-1,6	-1,4	-2,7
Índice de Horas Trabalhadas	5,1	-17,1	-6,6	-6,8	-2,4	51,7	-10,9	4,2	-20,2	-18,0
Índice de Remunerações	4,1	-5,2	-3,4	-2,0	-2,2	18,5	1,2	9,4	-2,5	-5,1

n.d. - não disponível

Fonte: Índices de Produção, de Volume de Negócios, de Emprego, de Horas Trabalhadas, de Remunerações e de Preços na Produção na Indústria (INE)

Nota metodológica: Os valores dos indicadores das indústrias referidas neste capítulo dizem respeito ao total nacional. No entanto, uma vez que o Norte concentra uma elevada percentagem dessas indústrias, a evolução nacional é muito semelhante à regional. Esta correspondência é, sobretudo, observada na Fabricação de Têxteis, Indústria do Vestuário e Indústria do Couro e Calçado, uma vez que o Norte é responsável por 87,4% do emprego total nacional. Na indústria dos Veículos Automóveis e Componentes, a importância relativa do Norte no total nacional é inferior às das indústrias referidas anteriormente, de modo que a equivalência entre a evolução nacional e regional deve ser lida com maior cautela. Neste caso, o Norte concentra 55,8% do emprego nacional.

4. Comércio internacional

4.1. Exportações e importações do Norte

O comércio internacional de bens continuou a evoluir de forma positiva no 3º trimestre de 2021, reforçando a trajetória de recuperação já observada no trimestre precedente. As exportações e as importações de bens do Norte aumentaram 6,5% e 18,8%, respetivamente, em relação ao trimestre homólogo de 2020. O crescimento nas trocas comerciais de bens foi também observado na comparação com o período anterior à crise pandémica, com as exportações a aumentarem 3,0% e as importações a registarem uma variação positiva de 9,9%, face ao 3º trimestre de 2019.

No mesmo sentido, em Portugal, as exportações e as importações de bens, no 3º trimestre de 2021, apresentaram acréscimos de 12,2% e 20,4%, pela mesma ordem, em relação ao mesmo trimestre de 2020. Em comparação com o 3º trimestre de 2019, as exportações de bens cresceram 8,8% e as importações aumentaram 5,6%.

O excedente comercial do Norte atingiu 1.000 milhões de euros no 3º trimestre de 2021, o que corresponde a uma diminuição de 28,7% face ao mesmo período de 2020. O saldo da balança comercial do Norte manteve-se positivo, mas num patamar inferior ao observado no período pré-pandemia (1.267 milhões de euros no 3º trimestre de 2019). A nível nacional, o défice da balança comercial agravou-se face ao 3º trimestre de 2020 (+55,2%), atingindo 5.069 milhões de

euros, mas mesmo assim foi menor do que no 3º trimestre de 2019 (5.218 milhões de euros).

Figura 31 – Exportações de bens (variação homóloga,%)

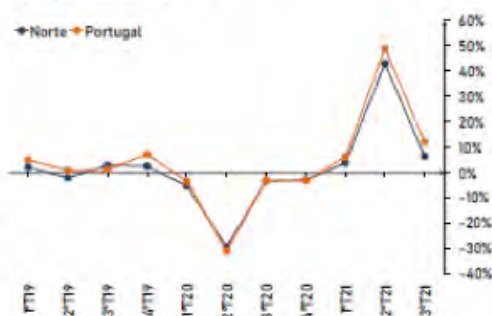
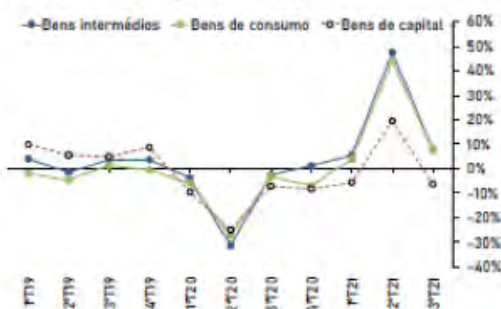


Figura 32 – Exportações do Norte, por grandes grupos económicos (variação homóloga,%)



Quadro 16 – Exportações e importações de bens | valores em milhões de euros

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Portugal										
Exportações	59 903	53 757	13 786	14 899	15 397	15 772	15 463	5 588	4 367	5 508
Importações	79 977	68 146	17 052	18 297	18 163	20 217	20 532	7 155	6 104	7 273
Balança comercial de bens	-20 074	-14 388	-3 266	-3 398	-2 766	-4 445	-5 069	-1 566	-1 738	-1 765
Norte										
Exportações	22 929	20 599	5 406	5 643	5 692	5 815	5 755	2 217	1 578	1 960
Intra-UE	18 529	15 324	4 022	4 100	4 339	4 364	4 279	1 661	1 125	1 493
Extra-UE	4 400	5 276	1 384	1 543	1 352	1 451	1 476	556	453	467
Importações	17 869	16 253	4 002	4 489	4 504	4 936	4 755	1 670	1 372	1 714
Intra-UE	14 035	12 299	3 039	3 471	3 505	3 762	3 502	1 239	993	1 271
Extra-UE	3 834	3 954	963	1 018	998	1 174	1 252	431	379	443
Contributo do Norte para a balança comercial de Portugal	5 060	4 346	1 403	1 154	1 188	879	1 000	547	206	247
Taxa de cobertura das importações pelas exportações (%)	128,3	126,7	135,1	125,7	126,4	117,8	121,0	132,8	115,0	114,4

Fonte: INE, Estatísticas do Comércio Internacional

Quadro 17 – Exportações e importações de bens | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Portugal										
Exportações	3,5	-10,3	-3,0	-3,1	6,3	49,0	12,2	11,0	16,7	9,9
Importações	6,0	-14,8	-12,3	-9,5	-5,7	49,4	20,4	22,0	21,7	17,9
Norte										
Exportações	1,4	-10,2	-3,3	-2,8	3,8	43,0	6,5	7,7	8,3	3,7
Intra-UE	1,3	-17,3	-10,1	-12,1	2,6	46,8	6,4	7,3	6,6	5,3
Extra-UE	1,6	19,9	23,6	35,1	7,8	32,6	6,6	8,9	12,8	-1,1
Importações	3,1	-9,0	-7,5	-1,6	-0,4	52,3	18,8	16,5	22,3	18,3
Intra-UE	1,7	-12,4	-8,9	-4,3	3,6	56,5	15,2	12,4	19,2	15,1
Extra-UE	8,3	3,1	-2,8	8,9	-12,1	40,2	30,0	30,5	31,3	28,5

Fonte: INE, Estatísticas do Comércio Internacional

Numa análise por grandes grupos económicos, no 3º trimestre de 2021, continuaram a observar-se ritmos de recuperação diferenciados entre as três principais categorias de bens – bens de capital, bens intermédios e bens de consumo.

As exportações de bens de capital, que são sobretudo máquinas e outros bens de capital (exceto material de transporte), registaram uma diminuição homóloga de 6,2% em relação ao 3º trimestre de 2020. Quando comparado com o período anterior à crise pandémica, verifica-se uma diminuição ainda mais acentuada, com uma variação negativa de 12,8%, face ao 3º trimestre de 2019.

Pelo contrário, as exportações de bens intermédios, no 3º trimestre de 2021, observaram uma variação homóloga positiva de 8,1% e na comparação com o mesmo trimestre de 2019, também registaram um aumento, correspondente a 5,1%.

De igual modo, as exportações de bens de consumo cresceram 7,7%, no 3º trimestre de 2021, em relação ao trimestre homólogo de 2020. O valor exportado neste grupo económico superou igualmente o valor observado no período anterior à pandemia, tendo apresentado um aumento de 4,2% face ao 3º trimestre de 2019.

Analisando a evolução dos bens exportados, classificados de acordo com a Nomenclatura Combinada, no 3º trimestre de 2021, observaram-se trajetórias de evolução distintas. O valor exportado nas duas classes de bens mais importantes para a competitividade internacional do Norte registaram

diminuições em relação ao período homólogo de 2020 e também quando comparado com o 3º trimestre de 2019.

As exportações da classe de bens que concentra o maior valor das exportações do Norte, composta pelos veículos automóveis, suas partes e acessórios, registaram uma variação homóloga negativa de 16,0%, no 3º trimestre de 2021. Também na comparação com o mesmo trimestre de 2019, o valor exportado deste segmento diminuiu, tendo registado um decréscimo de 6,8%.

No mesmo sentido, o valor das exportações da segunda classe de bens mais importante do Norte, constituída pelas máquinas, aparelhos e materiais elétricos e suas partes, também ainda não atingiu o valor exportado no período anterior à crise pandémica. No 3º trimestre de 2021, as exportações deste segmento recuaram 11,6% face ao trimestre homólogo de 2020 e diminuíram 27,4% em relação ao mesmo período do ano de 2019.

Pelo contrário, as exportações no segmento do vestuário e seus acessórios, de malha (a 3ª classe mais importantes nas exportações de bens do Norte), afirmaram a tendência de crescimento já evidenciada no trimestre anterior. O valor exportado nesta classe de bens com implementação tradicional na Região, no trimestre em análise, cresceu 16,0% face ao 3º trimestre de 2020 e aumentou 9,8% quando comparado com o mesmo período de 2019. De salientar que, no período acumulado de janeiro a outubro de 2021, o valor exportado nesta classe de

bens já superou o valor exportado durante todo o ano de 2020 (+5,8%).

As exportações de calçado, polainas e artefactos semelhantes (a 4ª classe mais importante do Norte), no 3º trimestre de 2021, foram ligeiramente superiores às exportações realizadas no trimestre homólogo de 2020 (+0,3%). Contudo, o valor exportado neste segmento com forte implementação no Norte, registou uma variação negativa de 9,5% face ao 3º trimestre de 2019.

Com uma evolução também desfavorável no 3º trimestre de 2021, as exportações de móveis, mobiliário médico-cirúrgico e colchões (a 5ª classe mais importante do Norte), diminuíram 9,5% face ao período homólogo de 2020 e recuaram 8,5% em relação ao 3º trimestre de 2019.

Por sua vez, as exportações de outros segmentos igualmente importantes para a Região observaram uma evolução positiva no 3º trimestre de 2021, recuperando o valor exportado no período homólogo anterior à crise pandémica. Estas classes de bens e as respetivas variações positivas face ao 3º trimestre de 2019 foram as seguintes: caldeiras, máquinas, aparelhos mecânicos e suas partes (+26,0%); plástico e suas obras (+16,6%); cortiça e suas obras (+6,8%); borracha e suas obras (+7,6%); obras de ferro fundido, ferro ou aço (+34,6%); outros artefactos têxteis confeccionados, sortidos; trapos (+21,7%); bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres (+5,1%); ferro fundido, ferro e aço (+69,4%) e alumínio e suas obras (+20,5%)

Figura 33 - Exportações nas três classes de bens mais importantes do Norte (variação homóloga,%)

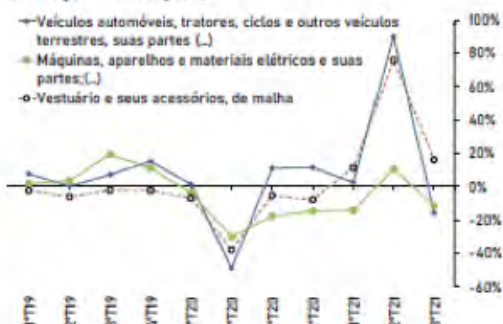


Figura 34 - Exportações nas 4ª, 5ª e 6ª classes de bens mais importantes do Norte (variação homóloga,%)

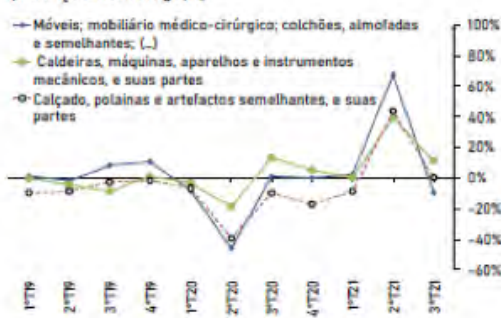
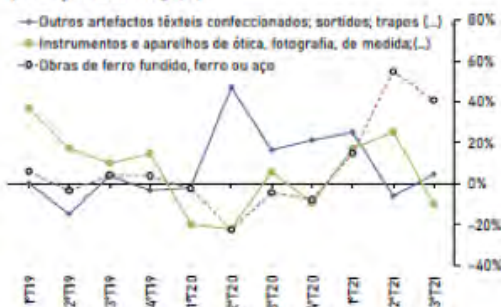


Figura 35 - Exportações nas 7ª, 8ª e 9ª classes de bens mais importantes do Norte (variação homóloga,%)



Figura 36 - Exportações nas 10ª, 11ª e 12ª classes de bens mais importantes do Norte (variação homóloga,%)



Do lado das importações de bens do Norte, a recuperação decorreu a um ritmo ainda mais acentuado do que o observado nas exportações de bens. Recorde-se que, no 3º trimestre de 2021, as importações de bens do Norte aumentaram 18,8% em relação ao trimestre homólogo de 2020, o que compara com um aumento de 6,5% nas exportações de bens.

Pese embora as importações de bens do Norte tenham aumentado em termo globais, numa análise por grandes grupos económicos, a evolução foi diferente em cada uma das categorias de bens – bens de capital, bens intermédios e bens de consumo.

No 3º trimestre de 2021, as importações de bens de capital diminuíram 6,7% face ao período homólogo de 2020, registando a primeira queda em termos homólogos desde o 2º trimestre de 2020 (período correspondente ao pico da crise pandémica, com quedas sem precedentes no comércio internacional). No entanto, na comparação com o 3º trimestre de 2019, as importações de bens de capital do Norte

aumentaram 1,1%, recuperando assim o valor importado no período anterior à pandemia de COVID-19.

No caso das importações de bens intermédios, continuaram a observar-se crescimentos homólogos significativos no 3º trimestre de 2021. Apesar do valor importado neste grupo económico ser inferior ao valor observado no trimestre imediatamente anterior (-5,2% face ao 2º trimestre de 2021), as importações de bens intermédios do Norte registaram aumentos de 26,5% em relação ao 3º trimestre de 2020 e de 14,2% quando comparado com o mesmo trimestre de 2019.

Por sua vez, as importações de bens de consumo do Norte registaram, no 3º trimestre de 2021, um aumento de 10,3% em relação ao trimestre homólogo de 2020. Em comparação com um período de normal funcionamento dos mercados internacionais, o valor importado neste grupo económico também cresceu, tendo registado uma variação positiva de 2,2% face ao 3º trimestre de 2019.

Figura 37 – Importações, por grandes grupos económicos no Norte (variação homóloga, %)

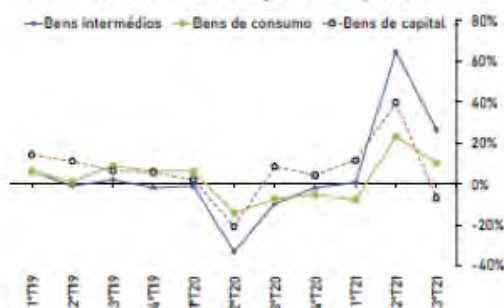


Figura 38 – Importações nas três classes de bens mais importantes do Norte (variação homóloga, %)

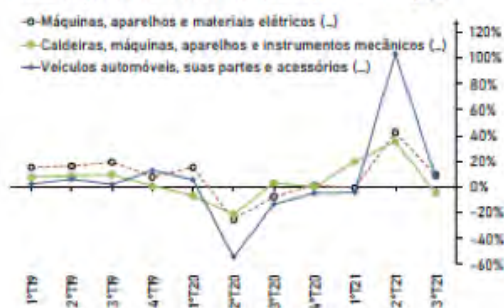
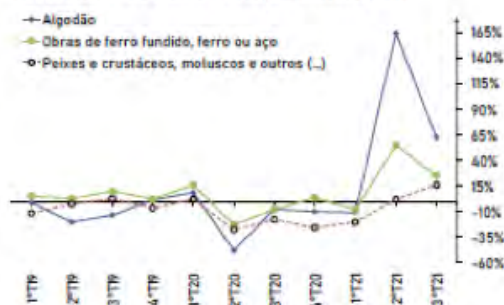


Figura 39 – Importações nas 4ª, 5ª e 6ª classes de bens mais importantes do Norte (variação homóloga, %)



Figura 40 – Importações nas 3 classes de bens mais importantes do Norte (variação homóloga, %)



Quadro 18 – Exportações e importações de bens do Norte, por Grandes Grupos Económicos e por Nomenclatura combinada | valores em milhões de euros

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Exportações do Norte, por Grandes Grupos Económicos										
Bens de capital	2560	2242	549	648	536	570	515	197	181	191
Bens intermédios	11747	10633	2684	2948	3070	3088	2901	1 074	997	1 017
Bens de consumo	8595	7689	2162	2036	2078	2145	2329	704	705	736
Exportações do Norte, por Nomenclatura Combinada										
Veículos automóveis, suas partes e acessórios, (...)	2538	2365	626	730	698	625	525	198	133	194
Máquinas, aparelhos e materiais elétricos, (...)	2160	1798	451	488	419	407	399	139	106	153
Vestuário e seus acessórios, de malha	1974	1688	459	458	522	530	533	233	166	133
Calçado, polainas e artefactos semelhantes, (...)	1667	1383	461	300	363	323	463	198	143	121
Móveis; mobiliário médico-cirúrgico; colchões, (...)	1459	1259	337	375	351	342	305	117	81	108
Caldeiras, máquinas, aparelhos, (...)	1197	1182	300	343	293	344	333	120	93	120
Plástico e suas obras	995	961	239	255	272	293	274	99	74	100
Cortiça e suas obras	886	853	193	208	226	255	224	100	46	79
Borracha e suas obras	989	841	231	249	260	280	281	105	71	105
Obras de ferro fundido, ferro ou aço	856	775	195	203	238	264	275	102	72	100
Outros artefactos têxteis confeccionados; sortidos, (...)	577	693	181	193	167	175	189	76	56	57
Instrumentos e aparelhos de ótica, fotografia, (...)	765	674	176	194	189	179	159	61	43	55
Bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres	608	599	166	182	139	164	170	58	45	66
Vestuário e seus acessórios, exceto de malha	700	514	140	117	140	127	154	60	48	46
Ferro fundido, ferro e aço	486	375	81	119	154	150	175	61	60	54
Alumínio e suas obras	388	372	102	101	107	122	111	45	24	42
Importações do Norte, por Grandes Grupos Económicos										
Bens de capital	2243	2211	565	680	599	599	527	187	191	221
Bens intermédios	11480	10129	2465	2755	2932	3288	3119	1116	1085	1087
Bens de consumo	3687	3493	903	924	850	917	996	307	309	300
Importações do Norte, por Nomenclatura Combinada										
Máquinas, aparelhos e materiais elétricos, (...)	2137	2044	501	607	544	554	547	183	160	204
Caldeiras, máquinas, aparelhos, (...)	1908	1789	467	521	509	508	445	154	135	156
Veículos automóveis, suas partes e acessórios, (...)	1544	1283	293	394	393	375	315	118	90	106
Plástico e suas obras	1293	1216	305	315	356	420	393	138	112	142
Ferro fundido, ferro e aço	830	761	189	194	265	326	357	113	114	130
Produtos diversos das indústrias químicas	578	579	131	184	169	176	139	49	31	59
Algodão	483	410	91	118	117	183	148	55	31	62
Obras de ferro fundido, ferro ou aço	388	377	86	103	104	116	108	40	28	40
Peixes e crustáceos, moluscos e outros invertebrados	458	374	87	95	80	94	101	36	34	31
Móveis; mobiliário médico-cirúrgico; colchões, (...)	415	367	94	106	91	88	88	30	25	33
Borracha e suas obras	362	327	78	95	100	109	116	43	31	43
Alumínio e suas obras	366	308	78	85	95	112	115	43	28	44
Carnes e miudezas, comestíveis	308	297	77	75	71	76	86	27	30	28
Papel e cartão; obras de pasta de celulose, (...)	312	275	69	70	74	88	91	31	26	33
Instrumentos e aparelhos de ótica, fotografia, (...)	268	270	67	78	73	81	75	26	22	27

Fonte: INE, Estatísticas do Comércio Internacional

Quadro 19 – Exportações e importações de bens do Norte, por Grandes Grupos Económicos e por Nomenclatura combinada | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Exportações do Norte, por Grandes Grupos Económicos										
Bens de capital	7,3	-12,5	-7,1	-8,2	-5,5	19,4	-6,2	-4,1	-3,4	-10,0
Bens intermédios	2,4	-9,5	-2,7	1,3	5,6	47,5	8,1	10,5	12,8	2,6
Bens de consumo	-1,5	-10,5	-3,2	-6,8	3,9	43,9	7,7	7,2	6,3	9,8
Exportações do Norte, por Nomenclatura Combinada										
Veículos automóveis, suas partes e acessórios, (...)	7,2	-6,8	10,9	11,4	2,5	89,9	-16,0	-7,7	-10,7	-25,9
Máquinas, aparelhos e materiais elétricos, (...)	8,6	-16,8	-17,8	-14,8	-14,4	10,4	-11,6	-13,5	-12,5	-9,1
Vestuário e seus acessórios, de malha	-3,4	-14,5	-5,3	-7,9	11,2	75,6	16,0	19,5	16,7	9,4
Calçado, polainas e artefactos semelhantes, (...)	-5,7	-17,1	-9,7	-17,2	-8,5	43,6	0,3	5,6	-8,2	3,0
Móveis; mobiliário médico-cirúrgico; colchões, (...)	4,3	-13,7	1,1	0,1	2,4	67,4	-9,5	-12,3	0,5	-13,1
Caldeiras, máquinas, aparelhos, (...)	-3,0	-1,2	13,3	5,2	0,2	39,4	11,2	6,5	21,7	8,8
Plástico e suas obras	2,0	-3,4	1,6	6,4	6,5	38,0	14,7	10,5	20,4	15,1
Cortiça e suas obras	0,0	-3,7	-8,2	-2,5	-1,0	14,2	16,3	19,6	17,8	11,5
Borracha e suas obras	1,4	-14,9	-11,5	7,9	14,0	111,1	21,6	26,2	14,4	22,3
Obras de ferro fundido, ferro ou aço	2,4	-9,4	-4,4	-7,8	14,9	55,0	40,9	39,3	37,1	45,4
Outros artefactos têxteis confeccionados; sortidos, (...)	-3,5	20,2	16,4	21,4	25,2	-6,1	4,6	5,1	0,2	8,5
Instrumentos e aparelhos de ótica, fotografia, (...)	19,3	-11,9	5,8	-9,3	17,1	25,4	-9,8	-2,3	-9,3	-17,2
Bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres	4,1	-1,5	3,1	4,6	11,2	30,9	2,0	-7,6	9,1	7,0
Vestuário e seus acessórios, exceto de malha	3,0	-26,6	-21,5	-30,8	-16,8	44,5	9,5	10,7	6,6	11,1
Ferro fundido, ferro e aço	-0,2	-22,8	-21,4	6,6	81,1	66,7	115,5	98,4	198,6	77,7
Alumínio e suas obras	-4,7	-4,1	9,8	10,6	17,9	54,6	9,8	13,2	-1,1	13,4
Importações do Norte, por Grandes Grupos Económicos										
Bens de capital	9,0	-1,4	8,4	4,2	11,5	39,7	-6,7	-12,8	-0,9	-5,2
Bens intermédios	1,3	-11,8	-9,7	-2,0	0,7	64,6	26,5	23,6	32,9	24,9
Bens de consumo	5,6	-5,3	-7,3	-5,3	-7,7	23,1	10,3	11,4	8,1	11,2
Importações do Norte, por Nomenclatura Combinada										
Máquinas, aparelhos e materiais elétricos, (...)	14,2	-4,3	-7,6	1,2	-0,7	42,3	9,2	2,2	16,3	10,6
Caldeiras, máquinas, aparelhos, (...)	6,4	-6,2	3,1	0,1	19,7	35,1	-4,6	-10,1	1,7	-4,1
Veículos automóveis, suas partes e acessórios, (...)	5,9	-16,9	-13,2	-4,8	-4,4	103,3	7,8	18,9	15,0	-6,8
Plástico e suas obras	-3,2	-6,0	-1,1	5,2	7,6	58,8	28,7	18,9	37,6	32,4
Ferro fundido, ferro e aço	0,3	-8,2	-13,9	0,8	27,4	91,0	88,4	55,3	90,1	128,7
Produtos diversos das indústrias químicas	-1,2	0,0	6,9	49,0	-2,6	96,9	6,1	6,3	7,4	5,3
Algodão	-9,1	-15,1	-7,6	-9,7	-10,8	164,9	62,8	85,3	58,0	49,0
Obras de ferro fundido, ferro ou aço	5,0	-2,6	-7,8	3,7	-7,9	55,0	25,3	18,1	34,0	27,2
Peixes e crustáceos, moluscos e outros invertebrados	-4,6	-18,4	-17,7	-25,6	-20,3	1,9	16,3	26,0	26,9	-1,2
Móveis; mobiliário médico-cirúrgico; colchões, (...)	1,5	-11,5	-3,8	-5,6	-20,7	70,1	-6,4	-18,9	15,1	-6,7
Borracha e suas obras	2,6	-9,7	-12,1	8,7	3,8	87,9	49,3	71,4	48,2	32,8
Alumínio e suas obras	-0,3	-15,9	-8,1	-5,4	11,9	86,9	48,8	43,4	54,9	50,5
Carnes e miudezas, comestíveis	3,9	-3,7	-8,1	-6,2	-11,1	17,8	11,8	6,9	12,1	16,7
Papel e cartão; obras de pasta de celulose, (...)	0,2	-11,8	-11,5	-9,8	-0,1	43,5	31,8	29,1	37,8	29,8
Instrumentos e aparelhos de ótica, fotografia, (...)	5,0	0,9	6,6	11,9	7,0	44,7	11,3	-5,2	17,2	27,6

Fonte: INE, Estatísticas do Comércio Internacional

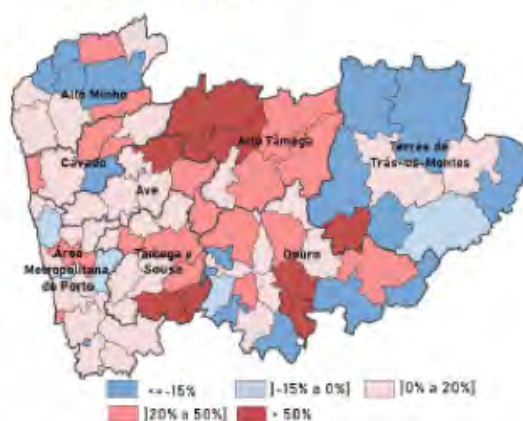
4.2. Exportações de bens nas sub-regiões do Norte

No 3º trimestre de 2021, as exportações de bens evoluíram de forma assimétrica nas diferentes sub-regiões do Norte. Algumas sub-regiões observaram aumentos homólogos mais acentuados do que o crescimento médio registado no Norte (+6,5%). Nesta situação, encontravam-se as sub-regiões do Alto Tâmega (+26,3%), Ave (+13,7%), Tâmega e Sousa (+12,1%) e Área Metropolitana do Porto (+8,2%). As exportações a partir da sub-região do Douro também subiram em relação ao 3º trimestre de 2020, embora tenham aumentado apenas ligeiramente (+0,4%). Pelo contrário, com uma variação negativa face ao 3º trimestre de 2020, encontravam-se as sub-regiões de Terras de Trás-os-Montes (-15,4%), Alto Minho (-2,7%) e Cávado (-1,7%).

Em comparação com um período anterior à crise pandémica, a maior parte das sub-regiões do Norte recuperaram o valor observado há dois anos atrás. Apenas registaram variações negativas face ao 3º trimestre de 2019 as sub-regiões do Douro (-3,9%) e do Cávado (-0,9%).

Saliente-se, ainda pela positiva, que o valor exportado a partir da sub-região do Ave, no período acumulado de janeiro a outubro de 2021, já é superior ao valor observado para o total do ano de 2020, sendo revelador de uma forte recuperação.

Figura 41 - Exportações de bens no 3º trimestre de 2021 (variação homóloga,%)



Quadro 20 - Exportações de bens por NUTS III do Norte

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Valores em milhões de euros										
Norte	22929	20599	5406	5643	5692	5815	5755	2217	1578	1960
Alto Minho	1958	1741	467	504	498	474	454	165	127	162
Cávado	2841	2572	668	707	702	698	657	270	188	199
Ave	3956	3457	944	961	1010	1066	1074	422	290	361
Área Metropolitana do Porto	11480	10421	2661	2817	2829	2930	2880	1089	768	1023
Alto Tâmega	66	51	12	19	11	15	15	5	4	5
Tâmega e Sousa	1710	1452	430	359	387	405	482	196	148	138
Douro	116	109	25	34	26	26	25	8	7	10
Terras de Trás-os-Montes	803	797	198	242	229	201	168	62	44	62
Variações homólogas,%										
Norte	1,4	-10,2	-3,3	-2,8	3,8	43,0	6,5	7,7	8,3	3,7
Alto Minho	2,2	-11,1	5,1	1,1	1,2	70,6	-2,7	1,5	5,4	-11,6
Cávado	5,5	-9,5	0,9	-9,9	3,0	35,6	-1,7	5,3	-1,4	-10,1
Ave	-2,5	-12,6	-5,2	0,3	10,2	67,7	13,7	15,3	10,4	14,5
Área Metropolitana do Porto	1,2	-9,2	-5,4	-1,4	3,4	32,8	8,2	7,4	10,6	7,4
Alto Tâmega	-7,5	-22,7	9,9	-36,9	-6,4	67,9	26,3	10,8	30,4	41,0
Tâmega e Sousa	1,1	-15,1	-8,8	-13,9	1,0	44,9	12,1	12,0	10,4	14,0
Douro	12,6	-6,0	-4,3	-11,8	4,7	6,4	0,4	-7,5	-4,1	11,5
Terras de Trás-os-Montes	8,2	-0,7	18,5	7,8	-3,5	66,8	-15,4	-13,6	2,5	-26,1

Fonte: INE, Estatísticas do Comércio Internacional

Analisando os 20 municípios com maior participação no comércio internacional do Norte, observou-se uma variação homóloga positiva nas exportações de bens da maior parte dos concelhos. As exceções ocorreram em Vila Nova de Cerveira (-16,9%), Braga (-15,9%), Bragança (-15,0%), São João da Madeira (-15,0%), Paredes (-5,1%), Vila do Conde (-1,8%) e Porto (-0,7%), que viram as exportações de bens diminuir no 3º trimestre de 2021 em comparação com o período homólogo de 2020.

Em sentido oposto, os aumentos das exportações no 3º trimestre de 2021 em comparação com o período homólogo de 2020, ocorreram na Maia (+24,8%), Paços de Ferreira (+15,3%), Vila Nova de Famalicão (+14,7%), Santo Tirso (+14,3%), Guimarães (+12,4%), Oliveira de Azeméis (+11,5%), Matosinhos (+10,2%),

Santa Maria da Feira (+8,8%), Trofa (+6,4%), Felgueiras (+6,1%) e Vila Nova de Gaia (+6,0%).

Nos restantes municípios menos exportadores do Norte também se observaram dinâmicas exportadoras distintas. Neste grupo e considerando os principais concelhos do ponto de vista económico e populacional, os aumentos mais acentuados nas exportações de bens no 3º trimestre de 2021 em relação ao mesmo trimestre de 2020 foram registados em Lousada (+42,4%), Vila Real (+34,4%), Amarante (+32,4%), Chaves (+23,7%), Marco de Canavezes (+17,4%), Peso da Régua (+17,1%) e Fafe (+15,6%). Em sentido oposto, as principais reduções ocorreram em Arcos de Valdevez (-15,5%) e Valença (-16,6%).

Quadro 21 – Exportações nos 20 concelhos mais exportadores do Norte | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Concelhos do Norte										
1º Vila Nova de Famalicão	-0,6	-14,0	-8,3	2,1	8,3	76,0	14,7	21,0	8,2	13,3
2º Braga	8,7	-12,1	0,3	-15,2	-6,1	27,6	-15,9	-9,5	-14,3	-23,0
3º Maia	0,4	-10,3	-3,0	4,4	17,2	51,4	24,8	24,6	37,2	15,4
4º Vila Nova de Gaia	0,8	-12,8	-12,1	-3,2	3,3	25,7	6,0	0,6	5,7	11,9
5º Santa Maria da Feira	-0,9	-4,7	-6,4	-0,4	3,2	22,3	8,8	12,7	4,1	7,1
6º Guimarães	-3,8	-10,0	-4,3	-1,0	13,1	53,3	12,4	14,1	9,9	12,6
7º Oliveira de Azeméis	-1,7	-2,3	15,1	11,2	10,0	57,9	11,5	15,7	23,6	0,1
8º Porto	-3,4	-11,4	-11,7	-15,0	1,0	6,8	-0,7	-4,0	-8,6	9,1
9º Barcelos	-2,8	-4,5	3,1	-2,7	16,9	41,5	16,8	21,4	10,9	16,0
10º Bragança	7,9	-1,2	18,2	9,3	-2,0	68,2	-15,0	-12,9	3,6	-26,1
11º Vila do Conde	3,9	0,2	-5,5	-8,7	-8,6	4,4	-1,8	-4,1	1,5	-2,3
12º Viana do Castelo	-5,9	-4,7	8,1	-1,9	-2,8	56,1	11,5	7,9	18,3	9,5
13º Trofa	14,4	-2,0	4,8	4,3	0,8	37,0	6,4	-4,9	5,2	20,2
14º Matosinhos	9,3	-26,3	-29,3	-14,6	-15,5	18,4	10,2	3,9	16,9	11,7
15º Felgueiras	-2,4	-13,2	-5,2	-11,0	2,2	52,9	6,1	10,5	2,6	3,8
16º São João da Madeira	0,8	-14,6	-3,3	0,0	-6,5	74,6	-15,0	-10,8	-4,0	-25,2
17º Santo Tirso	-4,6	-3,7	-2,0	3,0	6,4	23,4	14,3	11,1	18,4	15,0
18º Vila Nova de Cerveira	4,8	-21,4	-2,1	-2,8	-0,8	93,3	-16,9	1,4	-14,1	-30,5
19º Paços de Ferreira	3,8	-16,9	-6,9	-14,2	-0,8	40,7	15,3	1,6	26,6	23,6
20º Paredes	2,6	-11,5	3,2	0,3	4,8	54,2	-5,1	-2,3	-4,8	-8,1

Fonte: INE, Estatísticas do Comércio Internacional

5. Turismo

No 3º trimestre de 2021, a atividade turística do Norte continuou a sua trajetória de recuperação, com os principais indicadores turísticos a evoluir favoravelmente em relação ao período homólogo do ano transato. Pese embora o desempenho positivo observado ao longo dos últimos meses, o setor do turismo ainda não superou o efeito adverso da crise pandémica, mantendo níveis inferiores ao período pré-COVID-19.

Os estabelecimentos de alojamento turístico do Norte registaram 1,4 milhões de hóspedes no 3º trimestre de 2021, o que corresponde a um crescimento de 37,9%, em termos homólogos. Contudo, em comparação com o mesmo período do ano de 2019, o número de hóspedes ainda se mantém inferior, tendo registado uma diminuição de 28,2%.

Apresentando a mesma tendência de evolução, as dormidas nos estabelecimentos turísticos do Norte, no 3º trimestre de 2021, situaram-se em 2,7 milhões, o que se traduz num aumento homólogo de 43,9%. Já em relação ao 3º trimestre de 2019, as dormidas observaram um decréscimo de 28,2%.

Os sinais de retoma observados na atividade turística no 3º trimestre de 2021, comparativamente com o ano anterior, foram induzidos pela recuperação do mercado externo na Região e pela maior vitalidade no mercado interno. Na verdade, as dormidas de não residentes registaram o maior valor desde o início da pandemia, representando 43,8% do total das dormidas no Norte. Ainda assim, o mercado interno continuou a ser o que mais contribuiu para a presença de turistas

na Região. No 3º trimestre de 2021, registaram-se 1,5 milhões de dormidas de residentes em Portugal, nos estabelecimentos turísticos do Norte. Trata-se do maior valor desde que há registos, correspondendo a um acréscimo de 18,2% face ao 3º trimestre de 2020 e de 5,5%, quando comparado com o mesmo trimestre de 2019.

Note-se que, no 3º trimestre de 2021, a estada média dos turistas nos estabelecimentos turísticos do Norte (1,96 noites) aumentou 4,3% em relação ao trimestre homólogo de 2020 (1,88 noites), sendo idêntica à registada no mesmo período de 2019 (1,96 noites).

Por sua vez, a taxa líquida de ocupação-cama no Norte passou de 30,7% no 3º trimestre de 2020 para 39,6% no 3º trimestre de 2021. No mesmo trimestre do ano de 2019, a taxa líquida de ocupação foi de 54,5%.

Do lado das receitas, os principais indicadores seguiram a mesma trajetória de evolução. Os proveitos totais dos estabelecimentos de alojamento turístico do Norte atingiram 151,9 milhões de euros no 3º trimestre de 2021, um valor superior em 48,8% ao valor observado no trimestre homólogo de 2020. Em comparação com o 3º trimestre de 2019, os proveitos totais apresentaram um decréscimo de 32,9%.

O rendimento médio por quarto disponível também foi superior ao verificado no trimestre homólogo do ano anterior, situando-se em 37,7 euros, no 3º trimestre de 2021. A diferença em relação à receita verificada há dois anos atrás (57,8 euros) é mais um sinal revelador da difícil recuperação que o setor do turismo enfrenta, perante o impacto negativo provocado pela crise pandémica.

Figura 42 – Número de dormidas e de hóspedes nos estabelecimentos turísticos do Norte

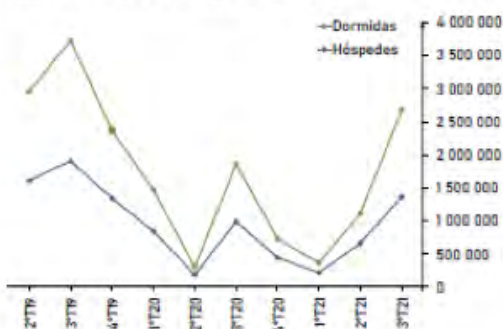
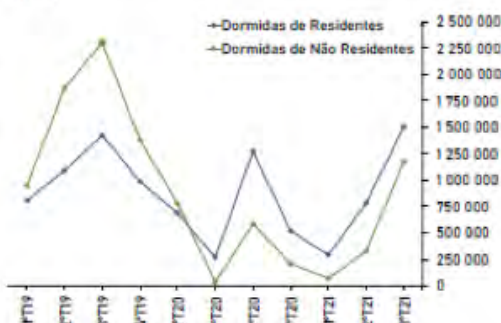


Figura 43 – Dormidas de hóspedes residentes e de não residentes nos estabelecimentos turísticos do Norte



Quadro 22 - Indicadores de turismo

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Portugal										
Hóspedes (em milhares)	27 142	10 431	4 256	1 838	786	2 795	6 249	1 646	2 544	2 059
Dormidas (em milhares)	70 159	25 798	11 248	4 174	1 792	6 379	17 668	4 551	7 518	5 599
Dormidas de residentes (em milhares)	21 107	13 599	7 192	2 290	1 197	3 897	9 458	2 677	4 215	2 566
Dormidas de não residentes (em milhares)	49 052	12 200	4 056	1 884	595	2 482	8 210	1 874	3 304	3 033
Proporção de dormidas de residentes (%)	30,1	52,7	63,9	54,9	66,8	61,1	53,5	58,8	56,1	45,8
Norte										
Hóspedes (em milhares)	5 873	2 470	991	445	220	663	1 367	362	557	448
Dormidas (em milhares)	10 811	4 366	1 860	732	365	1 114	2 677	703	1 136	838
Dormidas de residentes (em milhares)	4 314	2 750	1 273	520	293	784	1 505	429	641	435
Dormidas de não residentes (em milhares)	6 497	1 616	587	212	71	331	1 172	274	495	403
Proporção de dormidas de residentes (%)	39,9	63,0	68,4	71,0	80,4	70,3	56,2	61,0	56,4	51,9
Proveitos totais (milhares de euros)	642 935	231 355	102 092	38 110	15 445	64 375	151 876	38 438	64 967	48 472
Proveitos de aposento (milhares de euros)	497 124	174 219	78 807	27 316	11 947	47 252	118 174	29 430	51 437	37 307
Proveitos de aposento por quarto (euros)	42,9	19,2	28,2	11,4	6,9	19,3	37,7	28,4	48,0	36,4
Taxa líquida de ocupação-cama (%)	42,6	22,3	30,7	14,2	10,0	21,2	39,6	31,4	49,1	37,9

Fonte: INE, Inquérito à Permanência de Hóspedes na Hotelaria e Outros Alojamentos

Quadro 23 - Indicadores de turismo | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Portugal										
Hóspedes	7,9	-61,6	-53,1	-68,5	-78,7	329,9	46,8	60,4	35,5	52,3
Dormidas	4,6	-63,2	-55,9	-70,1	-80,0	347,4	57,1	73,0	47,9	58,4
Dormidas de residentes	6,5	-35,6	-12,0	-44,3	-59,1	226,4	31,5	50,8	24,2	26,8
Dormidas de não residentes	3,8	-75,1	-76,6	-80,8	-90,1	971,0	102,4	119,0	95,5	100,7
Norte										
Hóspedes	11,1	-57,9	-48,0	-66,8	-73,9	253,5	37,9	42,6	30,4	44,5
Dormidas	10,6	-59,6	-50,1	-69,1	-75,2	265,6	43,9	50,8	36,0	50,1
Dormidas de residentes	6,8	-36,3	-10,7	-47,4	-57,4	191,7	18,2	28,7	11,9	18,6
Dormidas de não residentes	13,2	-75,1	-74,5	-84,6	-90,9	814,8	99,7	106,1	88,5	110,7
Proveitos totais	14,8	-64,0	-54,9	-73,0	-79,9	353,1	48,8	52,2	41,2	57,2
Proveitos de aposento	15,3	-65,0	-56,0	-74,1	-79,1	331,5	50,0	52,8	42,0	60,0

Fonte: INE, Inquérito à Permanência de Hóspedes na Hotelaria e Outros Alojamentos

6. Construção

O licenciamento de edifícios, no 3º trimestre de 2021, inverteu a tendência de crescimento que vinha a observar ao longo dos últimos trimestres. O número total de edifícios licenciados diminuiu 6,6% no Norte e 4,0% em Portugal, em relação ao mesmo trimestre do ano transato.

No Norte, esta diminuição no número de licenças emitidas foi transversal para as diferentes

modalidades de obras realizadas. No 3º trimestre de 2021, o licenciamento de edifícios para construções novas diminuiu 1,7%, em termos homólogos, que compara com um decréscimo bastante mais acentuado de 18,4% no licenciamento de outras obras (maioritariamente reabilitação).

Os edifícios licenciados com destino a habitação familiar registaram, no 3º trimestre de 2021, uma diminuição homóloga de 5,0%, depois de terem

apresentado variações homólogas positivas nos trimestres anteriores, correspondentes a 11,0% (no 1º trimestre de 2021) e 19,3% (no 2º trimestre de 2021). Relativamente ao licenciamento de edifícios para o exercício das diferentes atividades económicas, também se observou um decréscimo em comparação com o trimestre homólogo de 2020, correspondente a menos 11,5%.

Note-se que, no 3º trimestre de 2021, no Norte, apenas o licenciamento de edifícios para construções novas

destinados a habitação familiar registou uma variação positiva (2,0%), face ao mesmo trimestre do ano anterior.

Por sua vez, o valor da avaliação bancária, realizada no âmbito de pedidos de crédito para aquisição de habitação, mantém uma trajetória de crescimento. No 3º trimestre de 2021, o valor mediano da avaliação bancária no Norte situou-se em 1.051 euros por metro quadrado, o que traduz um aumento de 5,5% face ao trimestre homólogo de 2020.

Figura 44 - Edifícios licenciados (variação homóloga,%)

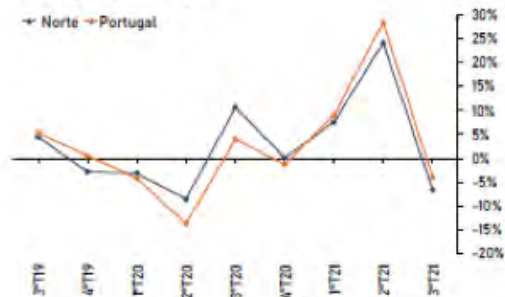
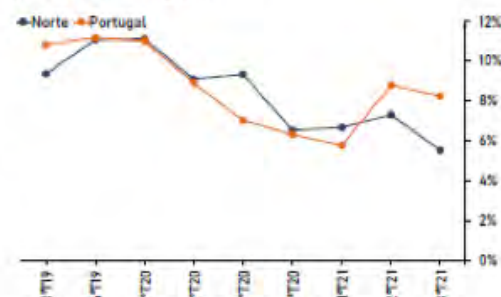


Figura 45 - Avaliação bancária à habitação (variação homóloga,%)



Quadro 24 - Indicadores de construção e de avaliação bancária

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Portugal										
Edifícios licenciados (total de obras) vh(%)	5,5	-3,9	4,0	-1,3	8,9	28,3	-4,0	-12,5	1,0	1,2
Avaliação bancária de habitação										
Valor médio do m ² (euros)	1 038	1 124	1 128	1 144	1 174	1 212	1 221	1 221	1 221	1 236
Valor médio do m ² vh(%)	10,5	8,3	7,0	6,3	5,8	8,8	8,2	8,3	8,2	9,6
Norte										
Edifícios licenciados (total de obras) vh(%)	4,1	-0,4	10,6	0,0	7,5	24,1	-6,6	-14,3	-3,1	-0,7
Construções novas vh(%)	6,4	1,4	10,2	0,9	11,9	25,2	-1,7	-7,4	-0,6	4,1
Outras obras (maioritariamente reabilitação) vh(%)	-1,2	-4,9	11,7	-2,2	-3,7	21,0	-18,4	-30,5	-8,8	-12,8
Avaliação bancária de habitação										
Valor médio do m ² (euros)	900	981	996	994	1 024	1 043	1 051	1 051	1 050	1 068
Valor médio do m ² vh(%)	9,8	9,0	9,3	6,5	6,7	7,3	5,5	5,5	5,0	7,7
Edifícios licenciados para habitação vh(%)	8,5	3,3	16,2	1,2	11,0	19,3	-5,0	-13,1	-3,7	3,6
Edifícios licenciados para atividades económicas vh(%)	-5,7	-9,8	-3,2	-2,9	-1,8	40,9	-11,5	-17,6	-1,2	-12,8

Fonte: INE, inquérito aos projetos de obras de edificação e de demolição de edifício

7. Preços no consumidor

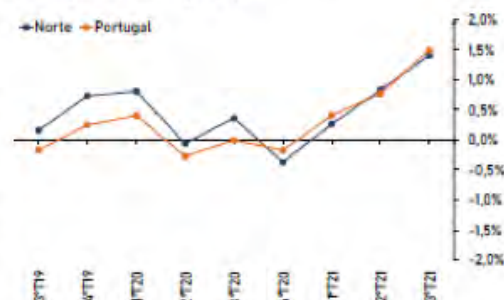
No 3º trimestre de 2021, a taxa de inflação do Norte aumentou em 0,6 p.p. em relação ao trimestre precedente, situando-se em 1,4%. A nível nacional, também se observou um crescimento em comparação com o 2º trimestre de 2021 (+0,7 p.p.), com a taxa de inflação a fixar-se em 1,5%.

Os produtos energéticos registaram a maior variação positiva nos preços, no 3º trimestre de 2021, apresentando um crescimento homólogo de 9,4% no Norte, em linha com a evolução já observada no trimestre anterior. Seguidamente, as classes de bens que registaram os aumentos de preços mais significativos foram os transportes (+5,7%), a saúde (+2,7%) e a habitação, água, eletricidade, gás e outros combustíveis (+2,1%).

Por sua vez, no 3º trimestre de 2021, as classes de bens que observaram diminuições de preços ao

consumidor mais acentuadas no Norte foram o vestuário e calçado (-2,0%), os restaurantes e hotéis (-1,0%) e a educação (-0,6%).

Figura 46 - Preços no consumidor (variações homólogas,%)



Quadro 25 - Preços no consumidor | variação homóloga (%)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Portugal										
Inflação	0,3	0,0	0,0	-0,2	0,4	0,8	1,5	1,5	1,5	1,5
Produtos alimentares não transformados	0,9	4,0	4,4	3,7	1,5	-0,4	0,1	0,5	0,2	-0,4
Produtos energéticos	-1,8	-5,0	-5,3	-5,6	-1,7	9,0	9,5	8,7	9,3	10,5
Norte										
Inflação	0,6	0,2	0,4	-0,4	0,3	0,8	1,4	1,4	1,4	1,4
Produtos alimentares não transformados	1,1	3,8	4,2	3,0	0,9	-0,4	0,2	0,6	0,3	-0,2
Produtos energéticos	-1,9	-4,8	-5,0	-5,4	-1,5	9,1	9,4	8,5	9,2	10,5
Classes de despesa:										
Produtos alimentares e bebidas não alcoólicas	0,5	2,1	2,4	1,6	0,5	-0,3	0,7	0,6	0,7	0,8
Bebidas alcoólicas e tabaco	2,1	0,1	-0,8	0,0	0,2	1,2	1,4	1,9	1,4	0,9
Vestuário e calçado	-1,6	-3,2	0,6	-5,6	-3,4	5,2	-2,0	-0,5	-3,1	-2,3
Habitação, água, eletricidade, gás e outros combustíveis	-0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	1,2	2,1	1,5	2,3	2,4
Acessórios para o lar, equipamento doméstico e outros	0,1	-0,2	-0,6	-0,9	-0,6	-1,0	-0,1	-0,9	-0,2	0,7
Saúde	1,0	1,9	1,9	3,0	3,6	3,1	2,7	2,5	2,7	2,8
Transportes	1,5	-1,6	-2,4	-3,0	-0,3	4,9	5,7	5,1	5,6	6,5
Comunicações	-2,5	-2,2	-0,9	-1,3	-0,7	-0,1	0,8	0,7	0,8	1,0
Lazer, recreação e cultura	-0,1	-2,2	-1,9	-1,2	0,4	0,6	0,1	0,5	-0,4	0,2
Educação	1,1	-0,1	0,1	-0,7	-1,2	-1,3	-0,6	-0,8	-0,6	-0,5
Restaurantes e hotéis	2,0	2,5	1,3	0,8	-0,2	-5,8	-1,0	-1,0	-1,5	-0,6
Bens e serviços diversos	1,7	1,3	1,5	1,2	1,1	1,4	1,4	1,7	1,4	1,1

Fonte: INE, Índice de preços no consumidor

8. Crédito

No 3º trimestre de 2021, a dívida acumulada da economia do Norte (empresas e famílias) continuou a aumentar, tendo registado um crescimento de 6,2% face ao mesmo trimestre de 2020. Para tal, contribuiu, sobretudo, a evolução do montante de crédito concedido às empresas, mantendo a tendência que se tem observado no atual contexto de pandemia, que aumentou 10,7%, em relação ao 3º trimestre de 2020.

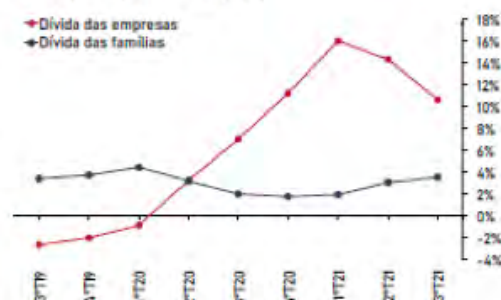
A dívida das empresas do Norte ao sistema bancário e a outras instituições monetárias tem sido justificada pelo adiamento das amortizações de capital com recurso às moratórias de crédito, e não pelo recurso a novos empréstimos. No 3º trimestre de 2021, o montante dos novos créditos concedidos às empresas diminuiu 2,7%, em termos homólogos. Note-se, porém, que nos empréstimos de valor superior a 1 milhão de euros, observou-se uma variação positiva (2,2%), em comparação com o mesmo trimestre de 2020.

Ao mesmo tempo, as moratórias de crédito também permitiram controlar o incumprimento bancário das empresas. No 3º trimestre de 2021, o rácio de crédito vencido das empresas do Norte manteve uma trajetória decrescente, tendo sido de 2,6%, um valor inferior em 0,2 p.p. ao registado no trimestre anterior.

A dívida das famílias do Norte (que inclui habitação, consumo e outros fins) tem observado uma tendência de crescimento moderado ao longo dos últimos trimestres, tendo aumentado 3,6% no 3º trimestre de 2021, em termos homólogos. A dívida das famílias com crédito à habitação cresceu 2,3% face ao mesmo trimestre de 2020. De salientar, no entanto, a evolução do crédito ao consumo e outro fins que no 3º trimestre de 2021 aumentou 8,2% face ao mesmo trimestre de 2020.

O rácio de crédito vencido das famílias do Norte manteve-se semelhante ao observado no trimestre anterior, situando-se num aumento de 1,2% no 3º trimestre de 2021.

Figura 47 – Dívida das famílias e das empresas do Norte (variação homóloga,%)



Quadro 26 - Crédito | (variações homólogas %, exceto quando referido de outra forma)

	Ano		Trimestre					Mês		
	2019	2020	3ºT20	4ºT20	1ºT21	2ºT21	3ºT21	Jul.21	Ago.21	Set.21
Portugal										
Crédito à economia (dívida acumulada)	-0,6	1,9	2,1	3,3	5,1	5,0	4,5	4,6	4,4	4,4
Crédito às empresas (dívida acumulada)	-4,2	1,6	3,4	6,8	10,9	8,8	6,3	6,9	6,2	5,7
Crédito às famílias (dívida acumulada)	1,6	2,1	1,3	1,4	1,8	2,8	3,4	3,3	3,3	3,5
Rácio de crédito às empresas vencido (%)	6,9	4,1	4,0	3,6	3,3	3,1	2,8	2,9	2,9	2,6
Rácio de crédito às famílias vencido (%)	2,6	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6
Norte										
Crédito à economia (dívida acumulada)	0,3	3,7	3,9	5,2	7,0	7,2	6,2	6,3	6,2	6,1
Crédito às empresas (dívida acumulada)	-3,7	5,2	7,1	11,3	16,0	14,4	10,7	11,2	10,7	10,1
Crédito às famílias (dívida acumulada)	2,7	2,9	2,0	1,8	2,0	3,1	3,6	3,5	3,5	3,7
Crédito à habitação (dívida acumulada)	0,5	1,7	1,8	2,1	3,1	3,2	2,3	2,1	2,3	2,5
Crédito ao consumo e outros fins (dívida acumulada)	11,6	7,4	2,7	0,6	-1,9	2,8	8,2	8,5	8,2	8,0
Novos empréstimos às empresas, dos quais:	8,8	1,3	-22,1	-24,9	-9,2	-36,6	-2,7	-12,5	-2,1	8,9
Montante até 1 milhão de euros	5,1	4,0	-10,5	-28,0	-11,2	-41,9	-4,7	-18,3	6,5	4,5
Montante superior a 1 milhão de euros	17,2	-4,3	-40,8	-19,4	-4,8	-23,0	2,2	7,3	-15,9	19,7
Rácio de crédito às empresas vencido (%)	5,1	3,5	3,5	3,2	2,9	2,8	2,6	2,7	2,7	2,5
Rácio de crédito às famílias vencido (%)	1,8	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Fonte: Banco de Portugal

NORTE CONJUNTURA

CENTRO DE ESTUDOS DO TERRITÓRIO E DA REGIÃO

Direção de Serviços de Desenvolvimento Regional

Coordenação técnica: Vasco Leite

Equipa técnica: Ana Correia e Josefina Gomes

Contactos: Gabinete de Marketing e Comunicação: gabinete.comunicação@ccdr-n.pt

Anexo 5

Projeto
de Abastecimento
de Paredes
de Coura



portgás



Projeto de abastecimento de Paredes de Coura

A proposta de PDIRD 2020 previa o abastecimento do 29.º concelho da área de concessão da Portgás - Paredes de Coura, a partir de final do ano 2021 com uma projeção de investimento a iniciar no mesmo ano, num montante global de 2,8M€ para o horizonte 2021-2025.

Desenvolvimento do projeto

O projeto arrancou conforme previsto tendo sido iniciada a construção da infraestrutura de abastecimento do concelho de acordo com o Plano Diretor da Rede de Distribuição de Gás Natural aprovado. No momento de arranque do projeto foi identificada a necessidade de antecipação de ligação de um grande consumidor industrial, com projeção de abastecimento para 2024. Esta unidade industrial de biotecnologia, que atua no ramo das vacinas, solicitou à Portgás uma data de abastecimento incompatível com o plano de construção do gasoduto de rede primária (preconizado no PDIRD 2020).

Considerando o interesse nacional do projeto de abastecimento a esta zona industrial, e especificamente a ligação do cliente industrial em particular, a Portgás enquanto Operador de Rede de Distribuição, teve que encontrar uma solução capaz de garantir o abastecimento do cliente, mas sem pôr em causa o desenvolvimento do projeto de abastecimento do concelho nas condições tecnicamente definidas, garantindo a solução de segurança e fiabilidade determinadas. Assim, para assegurar o abastecimento do cliente supra referido, com sentido de urgência mas também com solução técnica adequada, foram desenvolvidas duas ações em paralelo:

- Construção de gasoduto de média pressão ligado à RNT (rede primária) para assegurar a solução de abastecimento estruturada e permanente ao concelho;
- Aluguer de uma UAG temporária para assegurar o abastecimento da zona industrial e do cliente em particular, até conclusão do gasoduto de média pressão (ligado à rede de transporte).

Consequentemente, a Portgás submeteu uma autorização de instalação de uma Unidade Autónoma de Gás Natural Liquefeito (UAGNL) de rede para abastecimento temporário na zona industrial de Paredes de Coura, garantindo assim o abastecimento do cliente industrial.

Neste sentido, a Portgás desenvolveu uma consulta a mercado para contratualizar um serviço integral de conceção, construção e operação, em regime de aluguer operacional, de uma UAGNL de rede de distribuição temporária para abastecimento da zona industrial, enquanto não for desenvolvida e comissionada a solução de gasoduto, assegurando desta forma a data-compromisso com o cliente final, com um tempo de implementação significativamente inferior (em termos de licenciamento e construção).

Esta solução temporária, a construir no local adjacente à unidade industrial foi devidamente coordenada com o município, tendo sido inclusivamente cedida por parte deste a utilização de terrenos de forma gratuita, para o período em que a UAGNL esteja em funcionamento. Note-se que este equipamento será posteriormente descomissionado e desmantelado aquando do comissionamento do gasoduto. A Portgás está a desenvolver protocolos com o município e cliente para comparticipação dos custos operacionais desta solução temporária, que serão materializados entre as entidades.

Abastecimento definitivo (gasoduto e ligação à Rede de Transporte)

Na proposta de plano de investimento expressa no âmbito do último PDIRG, foi fortalecida a solução técnica de abastecimento através de um projeto de média pressão e outro de baixa pressão, tendo sido ambos inclusivamente objeto de licenciamento junto da DGEG. Neste contexto, foi elaborado e submetido o Plano Diretor da Rede de Distribuição de Gás Natural de Paredes de Coura (Média Pressão) à DGEG, bem como Plano Diretor da Rede de Distribuição de Gás Natural de Paredes de Coura (Baixa Pressão). Estas soluções foram fortemente condicionadas pela alteração de contexto favorável ao robustecimento da capacidade de veiculação de gás do projeto, e pelo aumento de consumo não doméstico previsto pelo desenvolvimento das zonas industriais, decorrentes de estratégia do município para aumentar o desenvolvimento do concelho.

O projeto de abastecimento prevê a ligação em média pressão a uma nova estação da REN Gasodutos (GRMS), culminando num Posto de Regulação e Medida de 2ª Classe na Zona Industrial de Formariz (onde se localizam os clientes com maior consumo) e subsequente desenvolvimento de rede de baixa pressão até ao centro da vila.

As redes de baixa pressão e média pressão estão em construção, perspetivando-se a sua conclusão no quarto trimestre de 2022, pese embora o forte impacto da disrupção logística decorrente da pandemia da COVID-19 e da guerra no leste da Europa. Nesse momento será descomissionada e desativada a UAGNL.

O cliente industrial referido foi ligado no passado dia 12 de janeiro de 2022, estando a consumir gás desde essa altura, embora com consumos ainda residuais face às previsões, que alinham com uma fase de operação normal. Os consumos registados têm servido essencialmente para a instalação dos equipamentos e respetivos testes funcionais, verificando-se crescimento do consumo diário com o avançar da instalação da unidade fabril.

Avaliação económica e financeira do projeto

A definição de projeto acima descrita e o racional de natureza técnica e comercial subjacente permite sintetizar as várias tipologias de investimento proposto bem como os dados comerciais associados:

PLANO DE INVESTIMENTO	PDIRD 21-25		Real 2021
	u.m.	2021	
Rede Secundária - BP	m€	148	180
Ramais	m€	3	-
Rede Secundária - BP	mts	2 500	2 871
Ramais	#	9	-
Pontos de Abastecimento - Existente	m€	9	-
Pontos de Abastecimento - Grande consumo	m€	-	-
Pontos de Abastecimento - Existente	#	17	-
Pontos de Abastecimento - Grande consumo	#	-	1

A projeção de PDIRD 2020 encontra-se assim em fase de concretização e em linha com o preconizado anteriormente.

A projeção apresentada para o horizonte de PDIRD 2022 garante o plano de desenvolvimento preconizado em PDIRD 2020 e aprovado no Plano Diretor da Rede Distribuição para Paredes de Coura, sendo sintetizado no quadro abaixo.

PDIRD 2022 Investimento	2023 a 2027	
	m€	kms/#
Rede	1 014	-
Rede Secundária Via Pública	821	13
Rede Secundária Estruturante	0	0
Rede Primária	0	0
Ramais - #	193	488
PA	601	
PA	529	879
Contadores e Red.	71	-
Outros	170	n.a.
Total:	1 785	-
Energia Veiculada (MWh)		50 470
TIR		24,23%

Uma vez estando garantido o abastecimento de Paredes de Coura como 29.º concelho da concessão com infraestrutura de distribuição de gás, os planos de expansão da RND para este município serão contemplados de forma corrente como para qualquer outro concelho da concessão.

Anexo 6

Detalhe
dos “Outros
Investimentos
em Infraestruturas”



portugal

Detalhe dos "Outros Investimentos em Infraestruturas"

A análise realizada à globalidade da infraestrutura da concessão da Portgás vem evidenciar que as infraestruturas apresentam capacidade para sustentar um incremento de consumo em toda a área de concessão nos próximos anos, denotando-se uma evolução positiva nos sistemas onde foram concebidas medidas corretivas no último Plano Diretor, não obstante, e fruto da evolução do contexto, existem sistemas e subsistemas com evolução negativa na matriz de risco, alvo de análise suplementar.

Ao nível da rede de média pressão a análise realizada permite concluir que a única GRMS que pode ser desativada sem quaisquer implicações no abastecimento do operador de rede é a GRMS de Braga. Todas as outras GRMS não apresentam redundâncias nos períodos de maior consumo, não obstante a REN Gasodutos apresentar investimentos para colmatar algumas lacunas identificadas previamente, existe capacidade de incrementar a resiliência do operador da rede de transporte na interface com a infraestrutura da Portgás com investimentos ao nível do ORT e das suas GRMS.

Em resumo, o planeamento estratégico tem como objetivo fundamental a maximização da performance das redes, minimizando custos de investimento (através de maior rigor na fase de previsão de investimentos e de soluções técnicas), promovendo um ativo sustentável com otimização do TOTEX ao longo do seu ciclo de vida e mitigando os riscos de operação técnica e comercial, assegurando a capacidade para desenvolvimento de negócio.

Neste Plano Diretor da Infraestrutura de 2021 foi prevista a interligação das duas GRMS de Vila Nova de Gaia permitindo assim a redundância das mesmas, que se encontram atualmente isoladas, constituindo um risco acrescido na continuidade de abastecimento, em caso de falha de algum equipamento ou em caso de necessidade de colocar alguma destas GRMS fora de serviço.

Decorrente dos pedidos de injeção de gases de baixo teor de carbono submetidos, será necessário efetuar um conjunto de melhorias nas infraestruturas existentes no Vale do Ave que permitam acomodar as quantidades indicadas pelos promotores. Dada a inexistência de informações vinculativas, ainda não foi possível concluir as análises necessárias, contudo a previsão de construção destas melhorias aponta para o período 2026-27.

Os projetos propostos são, portanto, resumidos no quadro abaixo:

Projeto	Âmbito
SEPS2021016/SBCL2018029	Ligação dos subsistemas G06/G09 com G08-Esposende/Barcelos
SPNF2019010	Ligação entre os subsistemas D22 e D23
SSTS2021014	Ligação entre os subsistemas D16 e D02
SVCD2021028	Ligação entre os subsistemas D15 e D25
SVNF2021046	Reforço com anel no subsistema D18/E04/E05
PVNG2021052	Visa a ligação em Rede Primária das duas GRMS de Vila Nova de Gaia Ligação em RP entre as GRMS de Gaia e Avintes
Vale do Ave	Reforços de interligações no Vale do Ave (Rede Secundária)

Anexo 7

Detalhe
dos Projetos de
“Descarbonização
e Digitalização
de Ativos”



portgas

Detalhe dos Projetos de “Descarbonização e Digitalização de Ativos”

Assumindo o seu compromisso com os desígnios de neutralidade carbónica do Governo Português, decorrente de políticas públicas como a Estratégia Nacional do Hidrogénio que estabeleceu metas de incorporação de gases de origem renovável e baixo teor em carbono nas infraestruturas de gás (volumes de 1% a 5% até 2025 e 10% a 15% até 2030 nas redes do SNG), e o regulamento da distribuição que indica a admissibilidade de uma quota máxima de conteúdo de hidrogénio na RNDG até 20 % em volume, a Portgás desenvolveu uma estratégia de Descarbonização e Digitalização, explanada ao longo do documento, e que se detalha neste anexo. Neste sentido, de forma a capacitar competências e os seus ativos para a veiculação de gases de origem renovável, a empresa desenvolveu uma estratégia de mitigação de riscos de assegurar os níveis de fiabilidade e qualidade de serviço, decorrentes da sua missão de serviço público confiado pelo Estado Português.

Note-se, como referido, que o Decreto-Lei n.º 62/2020 refere no preâmbulo que *“Os operadores das infraestruturas ... da rede nacional de distribuição ficam agora confiados da missão de desenvolver as suas concessões e os investimentos necessários para a crescente incorporação de gases de origem renovável, em linha com as necessidades do mercado e de combate às alterações climáticas”*. Além da atribuição de vários deveres e direitos (e.g. *“A incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono”* e *“A contribuição para a progressiva descarbonização do SNG, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050”*), a alínea g) do número 2 do Artigo 17.º do referido Decreto-Lei estabelece como obrigação de serviço público das concessionárias *“A capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases”*.

Neste contexto, e refletindo a atual maturidade científica sobre a incorporação de novos gases em regime de mistura com gás natural, no âmbito de projetos de investigação, desenvolvimento e inovação, a Portgás identificou como prioritários investimentos que permitam não só assegurar a compatibilidade das infraestruturas existentes aos novos desígnios de política energética, como potenciar projetos-piloto para aquisição e internalização de competências no plano nacional, possibilitando a integração paulatina dos referidos gases de baixo teor de carbono, biometano, hidrogénio e gás sintético, nas suas infraestruturas.

Desta forma a Portgás assume-se na sua missão, enquanto Operador de Rede de Distribuição, como responsável pela dinamização de projetos potenciadores da transição energética, pelo desenvolvimento de parcerias entre operadores de mercado, quer do lado da produção de gás de origem renovável como do lado dos comercializadores, assegurando que os seus ativos servem os desígnios do contrato de concessão, de desenvolvimento de mercado num racional de sustentabilidade económico-financeira de longo prazo, garantindo a sua perenidade.

Detalham-se aqui projetos de materialidade distinta que traduzem a operacionalização da estratégia da Empresa, assegurando a internalização de conhecimento na área dos gases de origem renovável, como o biometano e hidrogénio.

Na tabela seguinte são apresentados os valores de investimento para os diferentes projetos de “Descarbonização e Digitalização de Ativos”, com montante total projetado de 19,0M€:

Descarbonização e digitalização de ativos	2021 (R)	2022 (O)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2026 (P)	2027 (P)	Σ 2023-2027
Sustainable Gas	334	2 435	1 830	2 593	2 295	2 395	2 395	11 508
Asset Replacement for H2 compatibility	34	600	-	600	800	800	800	3 000
Gas Quality Monitoring	68	400	400	400	400	400	400	2 000
H2 & Bio Grid	232	1 435	1 430	1 593	1 095	1 195	1 195	6 508
Smart Gas Company	29	710	385	585	410	360	360	2 100
Smart Regulation	-	300	-	300	300	300	300	1 200
Smart metering BP>	-	150	200	-	-	-	-	200
Smart metering BP<	29	50	100	200	-	-	-	300
Asset Pressure Monitoring	-	150	25	25	50	-	-	100
Gas Odorant Control	-	60	60	60	60	60	60	300
R&D Projects	-	-	500	1 000	1 500	1 500	900	5 400
Desenvolvimento de Sistema Integrado de Gestão de Sistema	-	-	500	1 000	1 500	1 500	900	5 400
TOTAL	363	3 145	2 715	4 178	4 205	4 255	3 655	19 008

Os benefícios esperados com os projetos apresentados são resumidos na tabela seguinte:

	Sustainable gas				Smart gas company			R&D Projects	
	Asset Replacement for H2 compatibility (MP Network Regulation and Metering Stations)	Gas Quality Monitoring	H2&Bio Grid	Smart Regulation	Smart Metering BP>	Smart Metering BP<	Asset Pressure Monitoring (LP Network Regulation Stations)	Gas Odorant Control	Desenvolvimento de Sistema Integrado de Gestão de Sistema
Redução emissões de carbono no setor energético	X	X	X				X	X	X
Redução de dependência energética	X	X	X				X	X	X
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	X	X	X	X			X	X	X
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	X	X	X						
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X	X	X		X	X	X	X	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	X	X	X				X	X	X
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final					X	X			X
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	X	X	X		X	X		X	
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos		X	X	X	X	X	X	X	X
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	X	X	X						X

Projeto: **Sustainable Gas: Asset Replacement for H2 compatibility (MP Network Regulation and Metering Stations)**

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	-	600 000	800 000	800 000	800 000	3 000 000

No PDIRD 2018, e mais tarde no PDIRD 2020, a Portgás preconizou um plano de substituição de Postos de Redução de Medida (PRM) por via da sua obsolescência tecnológica e consequente necessidade de renovação destes ativos, tendo sido desenvolvidos internamente novos referenciais normativos e projetos detalhados de execução com uma transversalização entre a engenharia de conceção e operação/manutenção dos ativos em questão, garantindo maior robustez e resiliência das soluções, assim como a manutibilidade e operacionalidade destes ativos.

No contexto de grande alteração regulamentar com vista à incorporação de gases de fontes renováveis de energia, como o biometano e hidrogénio, a Portgás interrompeu o plano de substituição para avaliar, por um lado, a adequabilidade dos seus normativos internos à injeção destes gases, bem como, avaliar os requisitos para assegurar uma compatibilidade integral com hidrogénio, garantindo assim a compatibilidade destes ativos com as necessidades futuras. Neste contexto, propõe-se reiniciar o programa de substituição em 2023 a um ritmo de cinco PRM por ano, sendo que no ano de 2023 não está prevista a materialização financeira. Nestes novos postos será incorporada tecnologia que permita capacidade de ação remota e garanta a compatibilidade com misturas de gases com baixo teor de carbono.

Este projeto estava previsto nos PDIRD 2018 e 2020, e embora tenham vindo a ser realizadas atividades preparatórias, aguardou níveis de maturidade mais robustos nas vertentes tecnológica e normativa, tendo a execução de investimentos sido protelada para 2024.

Benefícios do Projeto

	Sustainable Gas: Asset Replacement for H2 compatibility (MP Network Regulation and Metering Stations)
Redução emissões de carbono no setor energético	X
Redução de dependência energética	X
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	X
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	X
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	X
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	X
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	X

Projeto: **Sustainable Gas: Gas Quality Monitoring**

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	2 000 000

No âmbito da descarbonização da infraestrutura, e face à iminência de injeção de gases de fontes renováveis de energia, o desafio da garantia da qualidade do gás vai trazer desafios adicionais ao operador de rede de distribuição. A complexidade dos sistemas e subsistemas de rede de elevada densificação e interligação – a Portgás detém 88% do seu gás veiculado em subsistemas emalhados – e a monitorização da qualidade de gás em múltiplos pontos de controlo da infraestrutura revelam-se como desafios técnicos, mas uma condição necessária, à garantia da qualidade de serviço. Nesta proposta a Portgás

pretende incrementar de forma paulatina o nível de monitorização de parâmetros-chave da mistura gasosa que veiculará nas suas infraestruturas, nomeadamente o índice de *Wobbe*, densidade e concentração de alguns elementos-chave, integrando cromatógrafos de baixa complexidade em pontos nevrálgicos dos subsistemas, com integração em tempo real com o SCADA. Esta monitorização capacitará os sistemas de modelação para inferir sobre as possibilidades de mistura dos gases de baixo teor de carbono ao longo dos subsistemas, com informação de maior rigor.

Este projeto já estava previsto no PDIRD 2020, contudo, fruto das dificuldades resultantes do período de pandemia Covid-19, a realização dos primeiros investimentos está agora prevista no plano de negócios de 2022, com a aquisição e instalação das duas primeiras unidades, que se estenderá ao longo do período do PDIRD 2022.


Benefício do Projeto

	Sustainable Gas: Gas Quality Monitoring
Redução emissões de carbono no setor energético	X
Redução de dependência energética	X
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	X
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	X
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	X
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	X
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	X
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	X
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	X

Projeto: **Sustainable Gas: H2&Bio Grid**

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	1 430 000	1 593 000	1 095 000	1 195 000	1 195 000	6 508 000

Dada a similitude dos desafios resultantes da injeção de hidrogénio e do biometano, foi decidido agregar os projetos PDIRD 2020 – *Sustainable Gas: Bio-Grid Projects* e *Sustainable Gas: H2-Grid Projects* num só, tendo esse projeto aglutinador sido renomeado para *Sustainable Gas: H2&Bio Grid*.



No contexto da injeção de hidrogénio e biometano nas infraestruturas de distribuição foi desenvolvido um conjunto de projetos, sob a tutela “H2&Bio Grid”, que visam o desenvolvimento de tecnologias e competências na ótica do distribuidor para a veiculação de gases renováveis nas redes de distribuição. É certo que a injeção de biometano na infraestrutura não apresenta gap de competências tão elevado como no caso do hidrogénio. Pese embora não sejam identificadas questões de compatibilidade das infraestruturas de gás, identifica-se a necessidade de investigação e desenvolvimento de requisitos de controlo de injeção do biometano nos ativos de gás natural, nomeadamente na garantia de qualidade da mistura no ponto de injeção e no fluxo a jusante, bem como o controlo e despacho técnico de energia, uma vez que as estações de produção apresentam sensibilidade forte à variação dos volumes de injeção. De forma a responder às dificuldades explanadas, foi identificado um conjunto de desafios cujos principais objetivos são:

- Avaliação da compatibilidade dos ativos existentes de média pressão, constituídos maioritariamente por tecnologias de aço ao carbono, bem como o desenvolvimento de requisitos de compatibilidade e qualificação dos materiais;
- Avaliação da compatibilidade dos ativos existentes de baixa pressão a injeção gradual de hidrogénio constituídos maioritariamente por resinas de polietileno de alta densidade, bem como o desenvolvimento de requisitos de compatibilidade e qualificação dos materiais;
- Avaliação da compatibilidade dos equipamentos de queima existentes com a injeção gradual de hidrogénio nas infraestruturas da Portgás;
- Avaliação da compatibilidade das instalações de gás existentes com a injeção gradual de hidrogénio nas infraestruturas da Portgás, bem com o desenvolvimento de requisitos a implementar em novos ativos;
- Avaliação da compatibilidade em termos de desempenho da função dos diferentes equipamentos da rede de distribuição de gás existentes com a injeção gradual de hidrogénio, como é o exemplo, redutores, filtros, manómetros, sensores, entre outros, bem com o desenvolvimento de requisitos a implementar em novos ativos;
- Desenvolver os requisitos técnicos para assegurar a injeção de biometano nas infraestruturas de gás natural e o controlo de qualidade da mistura;
- Identificação dos impactos na segurança ocupacional e da operação em contexto de introdução de hidrogénio na infraestrutura, desenvolvendo requisitos de segurança e operação nas diversas utilizações de gás bem como nas intervenções sobre os ativos de forma a assegurar os padrões de qualidade de serviço;
- Identificar os impactos na capacidade e planeamento de redes de distribuição no âmbito da veiculação de hidrogénio em contexto de *blending* nos ativos de gás, desenvolvendo metodologias adequadas de gestão de capacidade, planeamento e gestão de despacho técnico de gases de origem renovável;

- Avaliação da compatibilidade e adequabilidade dos sistemas de medição atuais nos pontos de consumo, assegurando o desenvolvimento de mecanismos de controlo de balanços de energia no âmbito da gestão de sistema;
- Desenvolver requisitos tecnológicos de injeção de hidrogénio nas infraestruturas, assegurando a gestão de capacidade de injeção na rede de média e baixa pressão através de *blending* no gás natural;
- Desenvolvimento de metodologias e sistemas de suporte que assegurem o controlo de qualidade de gás bem como o “*Gas Tracking*” ao longo de todo o sistema de distribuição;

O racional da proposta de investimentos pretende assegurar a transição dos ativos de distribuição para a incorporação de gases renováveis, garantindo o desenvolvimento de competências com parceiros tecnológicos, académicos e institucionais, possibilitando o desenvolvimento do mercado nacional, onde a Portugal assume cerca de 30% da quota dos ativos de distribuição (ativo financeiro) e 30% do volume veiculado a clientes finais.

Este projeto previsto no PDIRD 2020, teve início em 2021 e prolongar-se-á no horizonte PDIRD 2022.

Benefícios do Projeto

	Sustainable Gas: H2 & Bio Grid
Redução emissões de carbono no setor energético	X
Redução de dependência energética	X
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	X
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	X
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	X
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	X
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	X
Mantiver parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	X

Projeto: **Smart Gas Company: Smart Regulation**

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	-	300 000	300 000	300 000	300 000	1 200 000

No seguimento do projeto “Porto *Smart Gas Grid*”, onde foi testado pela primeira vez no país um sistema de automação e controlo de PRM, e face aos resultados obtidos, propõe-se a extensão do sistema de controlo a todos os PRM de forma a possibilitar a atuação remota e em tempo real, ou de forma programada, de parâmetros fundamentais como a pressão de serviço, manobra de válvulas e comutação de linhas de regulação.

Este projeto visa responder à necessidade de criação de condições para um novo conceito de distribuição de gás, nomeadamente no horizonte da descarbonização da infraestrutura com a injeção de novos gases nos ativos de gás, efetuando desta forma o despacho dos novos gases com baixo teor de carbono. Os PRM serão um elemento fundamental de controlo de despacho desta energia na rede, regulando em tempo real as pressões de serviço que permitirão acomodar e maximizar a incorporação destes gases na infraestrutura de distribuição, ajudando assim à descarbonização do setor.

Este projeto já estava previsto no PDIRD 2020. Todavia, e embora tenham vindo a ser realizadas várias atividades preparatórias, ainda não se materializou em termos de investimento, aguardando níveis de maturidade mais robustos nas vertentes tecnológica e de referenciais normativos, pelo que a execução de investimentos foi protelada para 2024.

Benefícios do Projeto

Smart gas company: Smart Regulation


Redução emissões de carbono no setor energético	
Redução de dependência energética	
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	X
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	X
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	

Projeto: *Smart Gas Company: Smart Metering BP*>

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	200 000	-	-	-	-	200 000

Em países onde o *smartmeter* atualmente se afigura como um standard na medição de gás natural, exemplo de Itália, o desenvolvimento do projeto partiu de um *framework* regulamentar que privilegiou um progressivo rollout dos contadores de maior dimensão (mercado não doméstico) e alargando o seu espectro para pilotos regionais em *mass market*.

Neste projeto, a Portgás propõe o alargamento a todo o setor BP> (1.047 clientes) da solução de *smartmetering* para 911 pontos de consumo enquanto standard tecnológico, e os restantes 136 pontos de consumo com telecontagem técnica, garantindo a capitalização de vantagens claras para o SNG:

- 
- Faturação mensal da totalidade dos consumos reais BP> (entre 10.000 e 100.000 m³/ano), reduzindo as estimativas neste segmento e ajustando a faturação ao período mensal;
 - Incremento do conhecimento dos volumes veiculados, em base diária e horária, em 4,3% do total de energia veiculada correspondendo à incorporação de aproximadamente 862 pontos de consumo nesta filosofia;
 - Melhoria dos Balanços da infraestrutura, passando a utilizar dados reais com detalhe horário em 85% do total da energia veiculada no dia “n+1”, capitalizando informação disponível através dos sistemas de informação;
 - Melhoria da adequabilidade da cadeia de medida pela existência de dados horários e integração dos consumos reais nos modelos de rede;
 - Incremento do controlo antifraude nesta tipologia de clientes;
 - Melhoria da informação do perfil de consumo dos clientes empresariais em função do setor de atividade;
 - Melhoria da informação disponibilizada ao mercado, com alocação dos consumos nas repartições de forma mais real, reduzindo as diferenças da comunicação diária das informações mensais;
 - Diminuição da “energia em contador”, tornando o fecho de contas mensal mais ajustado à realidade;
 - Melhoria dos perfis de consumo dos clientes do BP>, ao segregar de forma real os consumos não domésticos;
 - Melhoria das previsões de energia veiculada no global, melhoria das previsões nos clientes não domésticos e melhor ajustamento a variáveis externas como a temperatura ambiente.

Este projeto já estava previsto no PDIRD 2018. Todavia, embora estejam a ser realizadas várias atividades preparatórias, em termos de investimento ainda não se materializou. Este adiamento resulta das constatações levantadas em alguns projetos piloto realizados pela Portgás nomeadamente, dificuldades que permitiram robustecer os requisitos a aplicar neste *rollout*. Está previsto no plano de negócios de 2022 o início do investimento, com a aquisição e instalação das primeiras unidades, completando-se o projeto no horizonte do PDIRD 2022 (nomeadamente no ano de 2023).

Benefícios do Projeto

Smart gas company: Smart Metering BP>

Redução emissões de carbono no setor energético	
Redução de dependência energética	
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	X
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	X
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	X
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	

Projeto: **Smart Gas Company: Smart Metering BP<**

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	100 000	200 000	-	-	-	300 000

A instalação de *smartmeters* numa zona geográfica circunscrita capacita análises de comportamento a perfis de consumo, necessários essencialmente no setor doméstico. Na perspetiva da Portgás é possível realizar um *rollout* faseado por concelho, sendo que neste caso o investimento necessário para cobrir os diferentes concelhos é muito díspar, nomeadamente entre os principais centros urbanos da área de concessão e os concelhos menos povoados. A título de exemplo, Vila Nova de Cerveira apresenta cerca de 700 clientes, enquanto que Vila Nova de Gaia já conta com mais de 51.000 clientes.

Este projeto tem como objetivo a instalação de smartmeters em pontos de abastecimento com consumos de BP<, garantindo as seguintes condições:

- Identificação e quantificação das vantagens para o SNG nomeadamente: gestão de sistemas de distribuição, melhoria nos sistemas de balanço, redução de fraudes, conjunto de operações remotas e análises de dados que respeitem o RGPD, mas que permitam previsões de consumo e manutenções (vantagens para empresa distribuidora e SNG);
- Identificação do impacto na organização: perfis de competências com o futuro digital da distribuição de gás.

No projeto propõe-se dois cenários distintos:

1. *Rollout* para os concelhos de Vila Nova de Cerveira e Valença, abastecidos pelo mesmo PRM, totalizando menos de 3.500 clientes com um perfil muito similar ao consumo médio unitário da concessão, realizando um projeto numa zona circunscrita de potencial expansão mais limitada, e potenciando uma incubadora de outros projetos de inovação associados à *Smart Gas Grid*, nomeadamente a injeção de biometano, dada a idiossincrasia da região pela forte penetração do setor primário. No caso de Paredes de Coura, concelho onde o abastecimento de gás natural se iniciou em 2022, a introdução destes equipamentos desde a fase inicial potencia uma comunicação de município *smart* neste vetor energético, sendo que, deste modo, esta solução de medição se afigura neste novo contexto como *standard* tecnológico.

Número de clientes	Nº de Concelhos	Concelhos
< 2k	3	Paredes de Coura, Valença, Vila Nova de Cerveira
2k - 5k	9	Caminha, Lousada, Paços de Ferreira, Penafiel, Ponte de Lima, Santo Tirso, Trofa, Vila Verde, Vizela
5k - 15k	7	Barcelos, Esposende, Fafe, Felgueiras, Paredes, Póvoa de Varzim, Viana do Castelo
15k - 30k	6	Gondomar, Guimarães, Maia, Valongo, Vila do Conde, Vila Nova de Famalicão
> 30k	4	Braga, Matosinhos, Porto, Vila Nova de Gaia
Total	29	

Intervalos de Pontos de Abastecimento entre concelhos

2. *Rollout* para um conjunto de clientes representativo de toda a concessão, de forma a contribuir para um incremento do perfil de consumo dos clientes, nos vários escalões (N1, N2, N3 e N4). De acordo com um estudo realizado pela Faculdade de Economia da Universidade do Porto a amostra deverá ser de cerca de 2.500 clientes, para garantir representatividade da população de clientes da concessão.

Este projeto já estava previsto no PDIRD 2018. Todavia, embora estejam a ser realizadas várias atividades preparatórias, em termos de investimento ainda não se materializou. Este adiamento resulta das constatações levantadas em alguns projetos piloto que foram realizados pela Portgás onde foram identificadas dificuldades que permitiram robustecer os requisitos a aplicar neste *rollout*. Está previsto no plano de negócios o ano de 2022 para a realização dos primeiros investimentos, com a aquisição e instalação das primeiras unidades, a completar no ano de 2024.

Benefícios do Projeto

Smart gas company: Smart Metering BP<

Redução emissões de carbono no setor energético	
Redução de dependência energética	
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	X
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	X
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	X
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	

Projeto: **Smart Gas Company: Asset Pressure Monitoring (LP Network Regulation Stations)**

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	25 000	25 000	50 000	-	-	100 000

No âmbito do incremento de monitorização e controlo de acessos à infraestrutura e aos seus ativos críticos, pretende-se com este projeto alargar a monitorização em tempo real para um subconjunto de ativos da rede secundária – os Postos de Redução de Pressão – de forma a incorporar dados de pressão e estado do ativo em tempo real para o sistema SCADA. Esta medida é particularmente relevante numa gestão dinâmica de rede, resultado da incorporação dos novos gases e da operacionalização da iniciativa, que permite a gestão remota dos pontos de injeção de gases na rede.

Este projeto já estava incluído no PDIRD 2020, estando previsto no plano de negócios de 2022 como o ano para a realização de investimentos adicionais, com a aquisição e instalação de um conjunto de novas unidades. Prevê-se a conclusão do projeto no ano de 2025.

Benefícios do Projeto

Smart gas company: Asset Pressure Monitoring (LP Network Regulation Stations)

Redução emissões de carbono no setor energético	X
Redução de dependência energética	X
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	X
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	X
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	X
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	

Projeto: **Smart Gas Company: Gas Odorant Control**

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	300 000

No âmbito do processo de descarbonização, que incluirá a injeção de gases de baixo teor de carbono, e com o objetivo de assegurar o controlo de odorante na infraestrutura de distribuição, a Portgás realizará o *rollout* de um projeto piloto atualmente em curso no âmbito do SGIDI, de forma a assegurar a qualidade e segurança na operação da rede de gás, monitorizando e controlando em tempo real a concentração de odorante em vários pontos-chave da infraestrutura.

Para assegurar o controlo mínimo do conjunto da rede de distribuição, propõe-se a dotação de cada subsistema interligado à rede de transporte, com um sistema de controlo de odorante, em local devidamente determinado em função dos fluxos de gás no respetivo subsistema.

Este projeto já estava previsto no PDIRD 2020, estando previsto no plano de negócios de 2022 como o ano para a realização de investimentos adicionais, com a aquisição e instalação de um conjunto de novas unidades. Prevê-se a conclusão do projeto no ano de 2027.

Benefícios do Projeto

	Smart gas company: Gas Odorant Control
Redução emissões de carbono no setor energético	X
Redução de dependência energética	X
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	X
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	X
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	X
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	X
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	

Projeto: **R&D Projects: Desenvolvimento de Sistema Integrado de Gestão de Sistema**

€	2023	2024	2025	2026	2027	Total
	500 000	1 000 000	1 500 000	1 500 000	900 000	5 400 000

Com a incorporação de gases de origem renovável na rede de distribuição, a gestão do sistema de gás atingirá uma complexidade muito superior à atual. Este aumento de complexidade poderá tornar obsoletos os sistemas de comando e controlo (SCADA) atuais. Será necessária uma aproximação às dinâmicas, hoje encontradas, por exemplo, nos sistemas SCADA mais complexos do setor elétrico. Esta aproximação só será possível através de uma nova abordagem centralizada que permita a gestão de vários pontos de injeção de gás e que controle por exemplo, para além de novos fluxos, as características do gás, o seu poder calorífico, conjuntamente com o comando e controlo de órgãos de rede que permitam atuar em *time-frames* mais reduzidos.

Este projeto visa desenvolver um sistema integrado que permita gerir a distribuição e maximizar a injeção de gases renováveis na rede, a otimização da utilização das infraestruturas e a manutenção preditiva dos ativos.

O desenvolvimento deste sistema estratégico de comando e controlo permitirá a orquestração e integração de ciclos de vida operacional multi-domínio, multi-vendor e multi-camada, fornecendo interfaces para sistemas OSS/BSS (*operations support system and business support system*), orquestradores de ciclo de vida de serviços, ou aplicações de terceiros, suportadas em tecnologias modernas, robustas e resilientes capazes de integrar técnicas de Inteligência Artificial e tecnologias de *Big Data* adaptadas às empresas de distribuição de energia.

A integração de diferentes plataformas, nomeadamente AVE *Client* (telecontagem), *smart meters*, SIG (Sistemas de Informação Geográfico) e SCADA num único sistema, incorpora melhorias significativas nos processos envolvidos, diminuindo o esforço administrativo e permitindo a gestão do sistema em tempo real, culminando numa melhor capacidade de resposta e de análise de dados no que concerne à sensorização, controlo e atuação sobre a rede.

Um sistema integrado, modular e escalável disporá (com facilidade e rapidez) de acesso a informação rigorosa e atualizada, possibilitando um adequado controlo e acompanhamento, garantindo a interoperabilidade entre sistemas (no sentido em que são colocados a comunicar e a interagir, independentemente da abordagem tecnológica de suporte) possibilitando:

- a) Alarmística, sensorização e recolha de dados da rede;
- b) Controlo, comando e despacho ao nível da distribuição (injeção e consumo);
- c) Previsões de consumo em tempo real;
- d) Garantia do controlo da qualidade do gás;
- e) Balanços da rede de média e baixa pressão, com utilização de dados reais e integração de todos os sistemas e subsistemas, identificando de zonas em desbalanço;
- f) Determinação e controlo de zonas geográficas onde se verifiquem perdas não técnicas com identificação de padrões de comportamento dos pontos de consumo e identificação de eventuais fraudes;
- g) Capacidade de aprendizagem e atualização automática (AI);
- h) Obtenção de mapas de controlo de indicadores “dashboards” com visualização gráfica e dinâmica das diversas vertentes de análise.

Esta abordagem, na exata medida em que é aqui apresentada, não estava prevista nos PDIRD anteriores, mas revela-se hoje de importância capital numa nova abordagem de gestão da distribuição no SNG, com vista à sua descarbonização.

Benefícios do Projeto

	R&D Projects: Desenvolvimento de Sistema Integrado de Gestão de Sistema
Redução emissões de carbono no setor energético	X
Redução de dependência energética	X
Adaptação das infraestruturas existentes para novas misturas de gases	X
Construção da infraestrutura capaz de receber hidrogénio	
Criação de conhecimento em tecnologias inovadoras para a indústria nacional	X
Valorização e aproveitamento de recursos endógenos	X
Incrementar a digitalização dos processos e a capacidade de faturação real ao consumidor final	X
Contribuição para o desenvolvimento do quadro regulamentar	
Promover projetos piloto na integração de sistemas energéticos	X
Robustecer parcerias com terceiras partes que aceleram a descarbonização da economia	X



Anexo 8

Eixo V. N. Cerveira
- Caminha





Eixo V. N. Cerveira – Caminha

As contingências da pandemia associadas às características morfológicas do terreno, às questões arqueológicas, e pontos especiais no traçado do projeto, contemporizaram este projeto, que será agora concluído no ano de 2022.

O eixo inicialmente previsto encontra-se assim em execução, estando este projeto inclusivamente já a ser trabalhado no sentido da complementaridade com necessidades de extensão agora identificadas, e solicitadas por diversas partes interessadas, nomeadamente autarquias e juntas de freguesia que se estimularam mais com as obras que observaram terem iniciado.

Está também ainda em execução o plano de interligações de redes que durante o desenvolvimento do projeto foram preconizadas.

Apesar das contingências e revisões solicitadas ao projeto inicial, não se preveem desvios orçamentais significativos. O plano de investimento inicial preconizava um investimento de cerca de 1,45M€ até final de 2021, traduzidos na construção de 20,5km de rede secundária e na captação de 300 novos pontos de abastecimento. Estas projeções são mantidas, sendo o único desvio verificado em termos temporais, ou seja, a realizar até final de 2022.

Rua Linhas de Torres, 41
4350-214 Porto
www.portgas.pt

