

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição

PDIRDGN 2020
Período 2021-2025

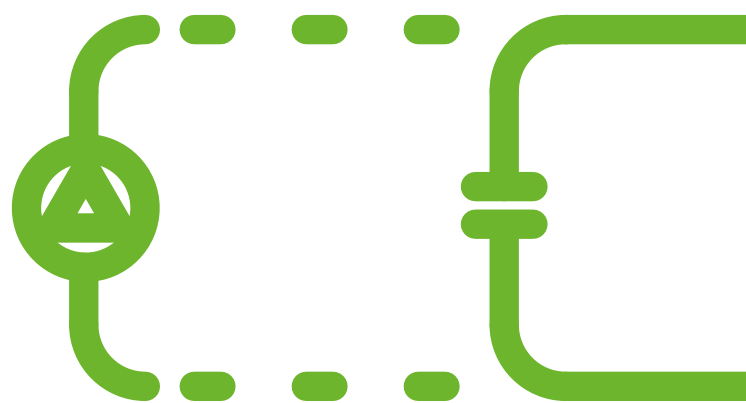


portgás

Versão 2
09 julho 2020



Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição



portgalis

0. Tabela de Versões





0. Tabela de versões

Versão	Conteúdo	Capítulo	Data
1	Proposta inicial		30/04/2020
2	Elementos adicionais - pedido da DGEG		09/07/2020
	Projeto para abastecimento do concelho de Paredes de Coura	Anexo 5 8.2.1; 8.2.5. a 8.2.7. Anexo 1 - Ficha de projeto	
	Investimentos em "descarbonização e digitalização de ativos"	8.2.3. Anexo 7	
	Volume total de Investimentos - Comparabilidade PDIRDGN	Anexo 8	
	Reativação de contadores - clarificação da natureza	Pág. 120	
	Eixo V. N Cerveira - Caminha	Anexo 9	

Anexo 0	3
Tabela de versões	5
1. Sumário Executivo	19
2. Enquadramento	29
2.1. Enquadramento regulatório	29
2.2. Caracterização da Atividade de Distribuição de Gás	30
3. Evolução do Sistema de Distribuição de Gás Natural	37
3.1. Digitalização	40
3.2. Descarbonização	44
3.2.1. Política energética no Plano Europeu e Português	48
3.2.2. Cenarização de políticas públicas alternativas ao RNC2050 e PNEC2030	48
4. Caracterização das infraestruturas de distribuição de gás	55
4.1. Dados atuais da concessão	59
4.1.1. Rede e pontos de abastecimento	59
4.1.2. Energia veiculada	61
4.1.3. Investimento realizado	62
4.2. Dados da concessão por concelho	65
4.3. Qualidade de Serviço	70
5. Planeamento e Organização	75
5.1. Modelo de Desenvolvimento de Negócio	75
5.2. Planeamento da Infraestrutura	78
5.3. Gestão da Sustentabilidade como fator crítico de sucesso	81
5.3.1. Sistema Integrado de Qualidade Ambiente e Segurança (SIGQAS)	82
5.3.2. Sistema de Gestão de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (SGIDI)	83
5.4. Desenvolvimento de Projetos de Inovação	84
5.5. Avaliação do potencial de gás de origem renovável	88
6. Avaliação de Contexto	97
6.1. Conjuntura Macroeconómica	97
6.1.1. Caracterização	97
6.1.2. Análise prospetiva	97
6.2. Contexto Regional	99
6.2.1. Caracterização	99
6.2.2. Análise prospetiva	101

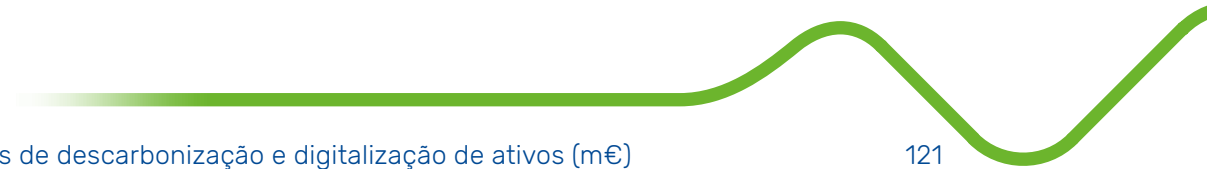
7.	Previsão de pontos de abastecimento e energia veiculada	107
7.1.	Projeção de pontos de abastecimento	107
7.2.	Projeção de consumos e energia	108
8.	Plano de Investimento	115
8.1.	Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento	115
8.2.	Caracterização do plano de investimento	115
8.2.1.	Investimento em Desenvolvimento de Negócio	117
8.2.2.	Outros Investimentos em Infraestruturas	119
8.2.3.	Descarbonização e digitalização de ativos	120
8.2.4.	Outros investimentos	122
8.2.5.	Avaliação técnico-económica	123
8.2.5.1.	Impacto do plano de investimento proposto nas tarifas	129
8.2.6.	Impacto nos proveitos permitidos dos outros investimentos de infraestruturas	130
8.2.7.	Análises de sensibilidade	131
8.2.7.1.	Análise de sensibilidade ao consumo unitário	132
8.2.7.2.	Análise de sensibilidade à proposta de tarifas 2020-2021	132
9.	Benefícios associados ao investimento previsto	137
9.1.	Previsão do sector no médio-longo prazo	137
9.2.	Vantagens do Gás Natural	139
9.3.	Descarbonização e Digitalização de ativos	142
9.4.	Posicionamento concorrencial	143
Anexo 1	Fichas de Projeto de Investimento por Concelho	149
Anexo 2	Gás Natural e Emissões de CO ₂	181
Anexo 3	Projeções para a Economia Portuguesa: 2020-2022, Banco de Portugal	191
Anexo 4	Relatório Trimestral Norte Conjuntura, CCDRN	195
Anexo 5	Projeto de Abastecimento de Paredes de Coura	219
Anexo 6	Detalhe dos “Outros Investimento em Infraestruturas”	229
Anexo 7	Detalhe dos Projetos de “Descarbonização e Digitalização da Infraestrutura”	233
Anexo 8	Volume Total do Investimentos – Comparabilidade entre PDIRDGN 2018 e PDIRDGN 2020	243
Anexo 9	Eixo V. N. Cerveira - Caminha	249

Índice de Figuras

Figura 1: World Energy Trilemma	38
Figura 2: Mapeamento da capacidade de armazenamento das tecnologias (duração e potência)	39
Figura 3: Explorative scenarios Trinomics for EU	45
Figura 4: Annual energy system costs in the EU28	46
Figura 5: AFRY recommendations to Portuguese policy makers	49
Figura 6: Mapa da área de concessão	56
Figura 7: Níveis de pressão de abastecimento	57
Figura 8: Cadastro da Concessão da Portgás	58
Figura 9: Esquema da Rede Primária e Secundária da área de Concessão	59
Figura 10: Esquema da atuação no investimento da Portgás	77
Figura 11: Matriz de Risco – Capacidade disponível	79
Figura 12: Matriz de risco da rede secundária – Cenário atual	80
Figura 13: Política e drivers estratégicos de IDI da Portgás	84
Figura 14: Roadmap IDI 2019	86
Figura 15: Potencial de biometano (do conjunto total de substratos) por município	89
Figura 16: Hydrogen costs from solar PV and onshore wind systems in the long term	90
Figura 17: Tolerance of selected existing elements of the natural gas network to hydrogen blend	91
Figura 18: Cenários de evolução da procura total de gás natural – RMSA-GN 2019	138
Figura 19: Dados técnicos REN Gasodutos 2019	139
Figura 20: Projeção de consumo da distribuição de gás – Cenário alternativo Afry	142
Figura 21: Dados de sector de gás natural em vários países europeus	144
Figura 22: Regulação vs Concorrência nos setores elétrico e gás natural	145

Índice de Quadros

Quadro 1: Variação Total do Investimento PDIRD 2019-2023 vs PDIRD 2021-2025 (m€)	21
Quadro 2: Impacto demográfico e geográfico da concessão	55
Quadro 3: Evolução da extensão das redes de distribuição da PORTGÁS (km)	60
Quadro 4: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)	60
Quadro 5: Novos Pontos de Abastecimento no período por segmento de mercado (#)	60
Quadro 6: Evolução dos rácios de PA (#) por km de rede secundária (km)	61
Quadro 7: Número total de ramais na concessão (#)	61
Quadro 8:: Histórico de energia veiculada por nível de pressão (GWh)	61
Quadro 9: Investimento anual no período 2016-2020 (m€)	63
Quadro 10: Comparação entre Real de 2017 e ano de 2017 do PDIRDGN 2016	64
Quadro 11: Comparação entre Real de 2018 e ano de 2018 do PDIRDGN 2016	65
Quadro 12: Caracterização de área de concessão em 2019	66
Quadro 13: Classes de interrupção	70
Quadro 14: Indicadores gerais de qualidade de serviço técnico	70
Quadro 15: Padrões para a rede de distribuição	71
Quadro 16: Indicadores gerais de qualidade de serviço comercial	71
Quadro 17: Potencial biometano em Portugal	88
Quadro 18: Potencial de biometano na área de concessão da Portgás	89
Quadro 19: Previsões macroeconómicas para Portugal, Banco de Portugal (2020)	97
Quadro 20: Captação de novos Pontos de Abastecimento por segmento no período (#)	107
Quadro 21: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)	108
Quadro 22: Taxa de penetração ativa (%)	108
Quadro 23: Energia veiculada por nível de pressão (GWh)	109
Quadro 24: Volumes unitários por nível de pressão (MWh/PA)	109
Quadro 25: Tipologia de Investimento (m€)	116
Quadro 26: Investimento global (m€)	116
Quadro 27: Investimento Total período 2021-2023 – PDIRDGN 2018 vs PDIRDGN 2020 (m€)	117
Quadro 28: Investimento de expansão em rede e pontos de abastecimento (m€)	117
Quadro 29: Crescimento de rede (m) e pontos de abastecimento (#)	118
Quadro 30: Contadores (desenvolvimento de negócio) e redutores	118
Quadro 31: Indicadores de investimento	119
Quadro 32: Outros investimentos em infraestruturas (m€)	119
Quadro 33: Extensão da rede primária e secundária estruturante (kms)	120
Quadro 34: Contadores – reativações (m€)	120



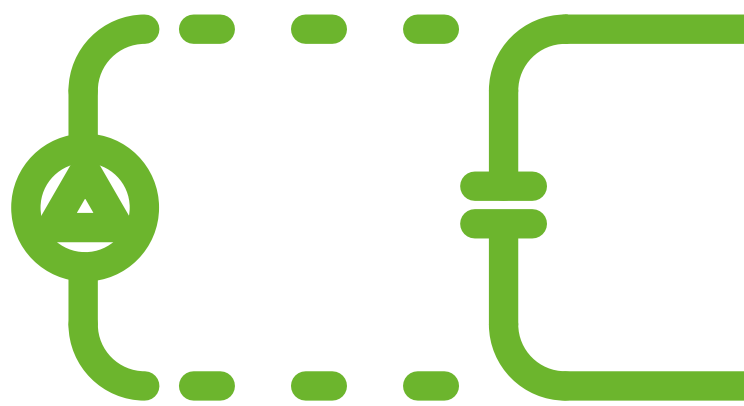
Quadro 35: Projetos de descarbonização e digitalização de ativos (m€)	121
Quadro 36: Desagregação de outros investimentos (m€)	122
Quadro 37: Investimento em renovação de contadores por imposição legal (m€)	122
Quadro 38: Energia veiculada adicional (GWh)	124
Quadro 39: investimento em desenvolvimento negócio e rentabilidade por concelho, com tarifas do ano-gás 19-20	125
Quadro 40: Resumo operacional e rentabilidade de Desenvolvimento de Negócio, Outras Infraestruturas e Outros Investimentos, com tarifas do ano-gás 19-20	126
Quadro 41: Resumo operacional e rentabilidade total do PDIRDGN 2021-25, com tarifas do ano-gás 19-20	126
Quadro 42: Plano de Investimento Concessão (m€)	128
Quadro 43: Resultados da metodologia de seriação aplicada	129
Quadro 44: Apuramento da “Tarifa” média (RMUV)	130
Quadro 45: Análise de sensibilidade da rentabilidade em relação ao volume unitário	132
Quadro 46: Resumo operacional e rentabilidade por concelho, com proposta de tarifas para ano-gás 18-19	133
Quadro 47: Resumo operacional e rentabilidade total do PDIRDGN 2021-25, com proposta de tarifas para ano-gás 20-21	133
Quadro 48: Perspetiva energética	146

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Investimento médio anual PDIRDGN 2019-2023 e Investimento Anual PDIRDGN 2021-2025	22
Gráfico 2: Evolução do consumo histórico dos 50 maiores clientes por sector económico	62
Gráfico 3: Área dos concelhos da concessão (km ²)	66
Gráfico 4: Número de fogos por km de via pública, 2019 (#/km)	67
Gráfico 5: PAs ativos por km de rede secundária, 2019 (#/km)	67
Gráfico 6: Extensão da rede secundária, 2019 (km)	67
Gráfico 7: Extensão da rede secundária por extensão de rede de via pública, 2019 (%)	68
Gráfico 8: PAs ativos por concelho, 2019 (#)	68
Gráfico 9: Taxa de penetração ativa – PAs ativos /nº fogos – 2019 (%)	69
Gráfico 10: Caracterização das Freguesias por concelho quanto à disponibilidade de Gás Natural	69
Gráfico 11: Nova construção em Portugal 2015-2019	100
Gráfico 12: Resumo e mapeamento do investimento nos projetos de Descarbonização dos Ativos de Distribuição	122
Gráfico 13: Evolução proveitos permitidos em dois cenários de investimento	131



Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição





portgals

Siglas e Abreviaturas



Siglas e abreviaturas

AP	Alta Pressão
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BP	Baixa Pressão
CUI	Código Universal de Instalação
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
Portgás	REN Portgás Distribuição, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EU	União Europeia
FMI	Fundo Monetário Internacional
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
GRMS	<i>Gas Regulating and Metering Station</i>
GSM	<i>Global System for Mobile Communications</i>
GTG	Gestor Técnico Global do SNGN
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	Ponto de Abastecimento
PDCA	Plan, Do, Check and Act
PDIRDGN	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Gás Natural
PDIR GN	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
PFM	Posto de Filtragem e Medida
PRM	Posto de Regulação e Medida
RARII	Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Setor do Gás Natural
RMSA-GN	Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento de Gás Natural
RN	Região Norte
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
RoR	<i>Rate of Return</i>
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SLA	<i>Service Level Agreement</i>
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
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
da Rede 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 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, cloud-like shape at the top right; and a small, stylized green shape on the left side.

1. Sumário Executivo



1. Sumário Executivo

Este documento constitui-se como um instrumento de explicitação da política de desenvolvimento da Portgás no período compreendido entre 2021 e 2025 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 investimento quantificável mediante a elaboração de um orçamento correspondente.

O desenvolvimento da RNDGN no plano para 2021-2025 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.

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;
- Políticas Públicas do Setor de Energia, nomeadamente no PNEC2030 bem como as linhas definidas no RNC2050;
- Cenários de procura de gás e a 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);
- Reuniões realizadas pela Portgás com instituições regionais (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 níveis de segurança e fiabilidade das infraestruturas inerentes ao cumprimento estrito do contrato de concessão, assegurando os níveis de qualidade de serviço definidos e 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 Natural (SNGN).



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, por esta via, reduzindo as emissões e potenciando a competitividade da economia;
- Desenvolvimento de projetos de investigação, desenvolvimento 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 limpa e económica para as famílias e comunidade em geral.

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

- Descarbonização e digitalização dos ativos de distribuição de gás natural, 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 2030 e 2050, num total de investimento para o período 2021-2025 de 11,95 M€ (ver anexo 7).
- Abastecimento do 29.º concelho da área de concessão da Portgás - Paredes de Coura, com projeção de investimento e previsão de abastecimento a partir de 2021, num total de investimento previsto para o período 2021-2025 de 2,9M€ (ver anexo 5).
- 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 4,4 M€ de investimento para o período entre 2021 e 2025 (ver anexo 6).

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 com compatibilidade de veiculação de gás de origem renovável, incrementando o nível de sensorização e automação nas infraestruturas de forma a assegurar o controlo da segurança e qualidade de serviço, o cumprimento dos requisitos regulamentares e a gestão do sistema.
- **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 126,6M€ nos cinco anos de projeção de PDIRDGN, da forma seguinte:

Investimento	PDIRD 2019-2023		PDIRD 2021-2025		Variação	
	Valor (m€)	%	Valor (m€)	%	Valor (m€)	%
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	97.062	80%	94.885	75%	-2.177	-2%
Outros Investimentos em Infraestruturas	10.394	9%	9.302	7%	-1.092	-11%
Descarbonização e Digitalização de Ativos	0	0%	11.950	9%	11.950	100%
Outros Investimentos	14.471	12%	10.508	8%	-3.963	-27%
TOTAL	121.928	100%	126.644	100%	4.717	4%

Quadro 1: Variação Total do Investimento PDIRD 2019-2023 vs PDIRD 2021-2025 (m€)

Esta proposta de PDIRDGN representa um decréscimo de 5,9% face ao plano de investimento do PDIRDGN 2018, para um total de 114,7M€ comparáveis. Se considerado o investimento em Descarbonização e Digitalização de ativos, de 11,9M€, assiste-se a um crescimento do investimento global de 4%.

Esta evolução traduz um menor esforço relativo de investimento nas várias tipologias de investimento, mantendo o desafio de desenvolvimento de negócio e de cumprimento do 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 SNGN.

De referir que os investimentos em Descarbonização e Digitalização de ativos estão suportados em projetos com potencial de cobertura por incentivos no âmbito do desenvolvimento de utilização de gases renováveis, que a empresa antecipa poderem atingir 5,9M€ no horizonte de PDIRDGN 2020. A concretizarem-se, reduzirão o esforço de investimento da empresa e, conseqüentemente, o impacto em SNGN, colocando o valor de investimento líquido proposto em 120,7M€.

Comparando os três anos comuns aprovados no PDIRDGN 2018 – 2021, 2022 e 2023, o plano apresentado propõe a aprovação no PDIRDGN 2020 de 5,9M€ (8%) adicionais. A diferença, face ao investimento do PDIRDGN 2018, fica justificada, sobretudo, pelo valor associado ao investimento em Descarbonização e Digitalização de ativos, não existente no plano anterior.

O investimento previsto traduz um capex médio anual de 25,3M€, que contrapõe com o verificado no período 2019-2023 de 24,4M€. Sem efeito da Descarbonização e Digitalização de ativos, o capex médio anual seria de 22,9M€.

M€

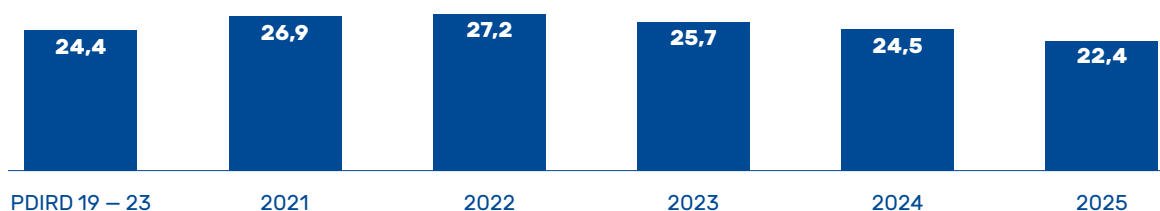
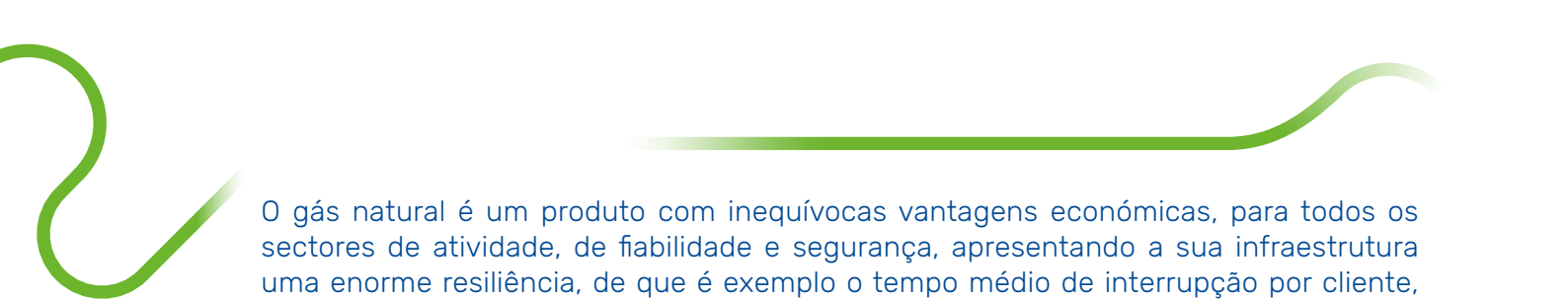


Gráfico 1: Investimento médio anual PDIRDGN 2019-2023 e Investimento Anual PDIRDGN 2021-2025

Investimento em Desenvolvimento de Negócio

O plano de investimento em desenvolvimento de negócio proposto é de 94,9 M€ e permitirá o crescimento sustentado do SNGN, nomeadamente nas suas vertentes de captação de novos pontos de abastecimento, prevendo-se ultrapassar os 450 mil pontos no final do período (taxa de crescimento anual de 3,0%), de energia veiculada, com projeção de veiculação de 8,2 TWh em 2025 (taxa de crescimento médio anual de 1,6%), e de desenvolvimento da infraestrutura de rede, com construção de 652 km (taxa de crescimento médio anual de -2,0%).

O esforço de densificação da rede mantém-se como uma prioridade, traduzido na evolução do rácio de pontos de abastecimento por km de rede, de 79 PA/km em 2019, para os 81 PA/km em 2025 (80 PA/km no horizonte PDIRDGN 2020).



O gás natural é um produto com inequívocas vantagens económicas, para todos os sectores de atividade, de fiabilidade e segurança, apresentando a sua infraestrutura uma enorme resiliência, de que é exemplo o tempo médio de interrupção por cliente, tipicamente inferior a 2,4min¹, rácio muito inferior a outras *utilities*.

O plano de investimento proposto potencia a redução da fatura energética das famílias e pequenos negócios em 15,3M€² o que perfaz uma poupança anual média de 3,1 M€.

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 dos ativos de distribuição, concebida no quadro da visão estratégica da Portgás para o contributo ativo da infraestrutura 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 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 11,95 M€ no horizonte 2021 a 2025, e face à natureza da sua conceção e parcerias institucionais (nacionais e internacionais), considera-se existir capacidade de captação de fundos estruturais comunitários ou nacionais para comparticipação no investimento proposto, num total que se antecipa poder atingir 5,9M€, permitindo reduzir o esforço de investimento da empresa e o impacto no SNGN. A concretizar-se esta expectativa, o investimento líquido colocar-se-á em 6M€.

¹ calculado considerando todas as interrupções que afetaram os clientes - controláveis e não controláveis, acidentais ou previstas

² 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 BPK de 3,0 MWh/ano



Outros Investimentos em Infraestruturas

O plano de 9,3M€ comporta a materialização de um conjunto de projetos com o objetivo de incrementar a qualidade e resiliência da infraestrutura numa perspectiva 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 2020-2021, realizado em 2019, e garantia de redundâncias para alguns sistemas que foram desenvolvidos com alimentação radial.

Outros Investimentos

O investimento previsto é de 10,5M€ e permitirá a renovação do parque de contadores em limite de vida em cumprimento de imposição legal (DL 45/2017, que revogou o Decreto -Lei n.º 71/2011, de 16 de junho), 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 e clientes, elevando os níveis de eficiência operacional na relação com todos os agentes de mercado e entidades do SNGN.





Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição



.portugal

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, then loops back up and to the right, crossing itself. Several smaller green circles of varying sizes are scattered throughout the design, some overlapping the lines.



2. Enquadramento

2.1. Enquadramento regulatório

Nos termos do disposto no art.º 12º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, constitui responsabilidade dos operadores da rede de distribuição de gás natural a elaboração de um Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural (PDIRDGN) 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 natural, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás natural, alinhados com a política energética.

Os PDIRDGN 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.


Enquanto empresa concessionária de serviço público, e de acordo com o art.º 8º do Decreto-Lei 231/2012, constituem obrigações da Portgás:

- a) A segurança, regularidade e qualidade do abastecimento;
- b) A garantia de acesso dos utilizadores, de forma não discriminatória e transparente, às infraestruturas e serviços concessionados, nos termos previstos na regulamentação aplicável e nos contratos de concessão;
- c) A garantia de ligação dos clientes às redes nos termos previstos nos contratos de concessão ou nos títulos das licenças e na regulamentação da ERSE;
- 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 e a contribuição para o desenvolvimento equilibrado do território;
- f) A segurança das infraestruturas e instalações concessionadas.

Cumprindo com o disposto no artigo 12.º- C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a Portgás procedeu à elaboração do PDIRDGN 2020, para o período de projeção 2021-2025, apresentando-o, assim, à DGEG.

Por sua vez, a DGEG comunicará à ERSE as propostas recebidas, cabendo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do artigo 12.º- C do Decreto-Lei referido, promover uma consulta pública aos seus conteúdos.

Findo o período da consulta pública, nos termos dos números 5 e 6 do mesmo artigo 12.º- A, competirá à ERSE emitir um parecer sobre as propostas de PDIRDGN.



Importa por fim, referir, que nos termos do disposto no n.º 10 do artigo 12.º-C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, o PDIRDGN 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.

2.2. Caracterização da Atividade de Distribuição de Gás

Atualmente existem onze operadores de rede de distribuição de gás natural em atividade no SNGN. Seis operadores são empresas concessionadas - Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás, e estão ligados à rede de transporte. Os restantes cinco são empresas licenciadas - Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás, e as suas redes são isoladas da rede de transporte e são 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 SNGN, 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 natural 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 SNGN 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 natural na respetiva rede de distribuição, assegurando a sua ininterruptibilidade 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, mais segura e com menor índice de emissões de CO₂, 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 SNGN;
 - 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.

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 natural, 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 natural na parte correspondente à área de concessão, designadamente:

- O conjunto de condutas de distribuição de gás natural, 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 filtragem 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 natural;
- As instalações e equipamentos de telecomunicações, telemedida e telecomando afetos à gestão das instalações de distribuição e entrega de gás natural aos clientes finais.

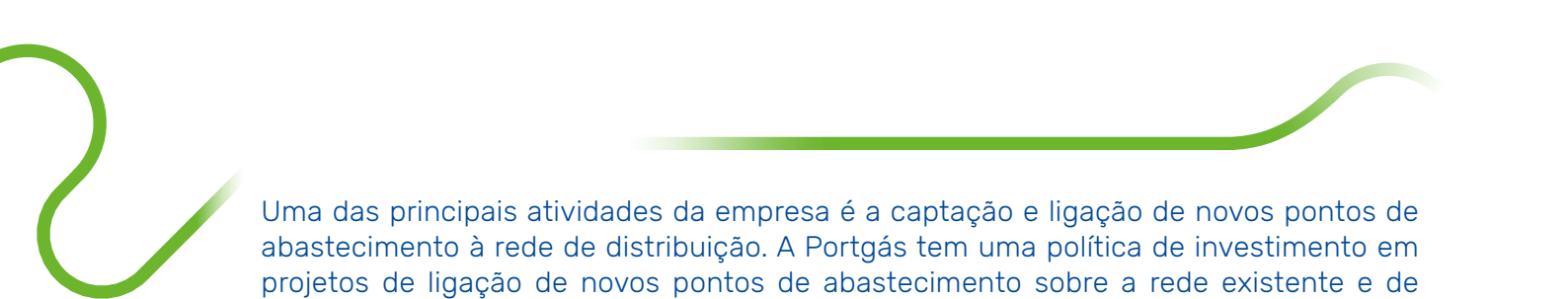
Com vista a cumprir a missão que lhe foi confiada pelo Estado português, formalizada com a atribuição da concessão, onde cada uma das partes assumiu um conjunto de compromissos, a Portgás tem vindo a desenvolver os seus processos e sistemas visando proporcionar aos utilizadores da rede nacional de distribuição de gás natural, 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 5.700 km em 2019, 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 natural, 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.

A empresa está atualmente certificada nos referenciais de Ambiente (ISO 14001:2015), Segurança (ISO 45001:2018), pela Qualidade (ISO 9001:2015), e pela Investigação, Desenvolvimento e Inovação (NP4457:2007) como expressão da permanente procura da melhoria contínua dos processos de negócio através da implementação das melhores 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 natural.



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 natural e garantir o retorno do investimento no SNGN.

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 natural, 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 PDIRDGN 2020 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.



**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição**



.portgals



3. Evolução do Sistema de Distribuição de Gás Natural



3. Evolução do Sistema de Distribuição de Gás Natural

A projeção de investimento no âmbito do PDIRDGN 2020 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 contribuírem 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.

A pressão social para que a neutralidade carbónica seja uma realidade até 2050 nunca foi tão expressiva, nomeadamente na União Europeia, tendo sido criadas metas específicas para definição de políticas públicas de redução de emissões de gases de efeito de estufa em todos os setores da economia até 2030 e 2050 em toda a Europa.

Das eleições europeias de 2019 resultou a Comissão liderada pela Presidente Ursula von der Leyen que, na tomada de posse, apresentou os 6 eixos prioritários para o período de 2019 – 2024. Dois eixos estão em destaque na estratégia da Comissão e estão diretamente ligadas ao futuro da Portgás:

- *A European Green Deal* (O Pacto Ecológico Europeu);
- *A Europe fit for the age of digital* (Uma Europa Preparada para a Era Digital).

Nestes dois eixos, que estão no domínio de intervenção designado “energia limpa”, refere-se de forma explícita que se irá promover a descarbonização do setor do gás, bem como a integração inteligente a outros setores.

O desafio obriga os diferentes agentes do SNGN a analisar o sistema energético de uma forma ampla e integrada, sendo a solução de acoplamento do sistema elétrico com o de gás natural uma via segura no processo de transformação a montante das comunidades, com impacto nestas, não provocando disrupções no uso de energia.

As estratégias de políticas energéticas implicam associar a necessidade de digitalizar e de descarbonizar a economia, em particular o setor energético, assegurando 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.

Embora se considere que o sistema energético português tem uma forte resiliência, o relatório do “*World Energy Council*” (*World Energy Trilemma - Index 2018*) atribui à segurança de fornecimento (*energy security*) uma classificação “B”, em que “A” é a nota máxima e “C” é a nota mínima.

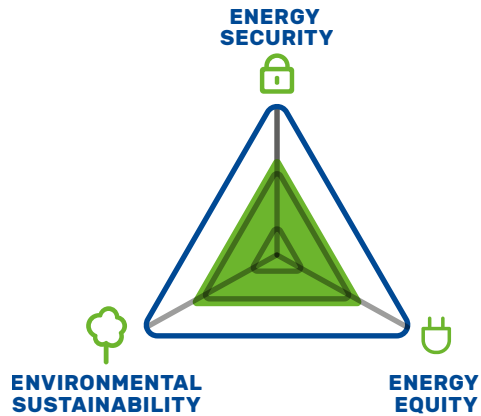


Figura 1: World Energy Trilemma

O relatório confirma que as fontes renováveis de energia, como as conhecemos até hoje, têm aspetos positivos, como sejam as reduzidas emissões, mas também incorporam desafios, nomeadamente a sua intermitência. É neste contexto que se deve avaliar o sistema energético de forma integrada, considerando os objetivos estabelecidos como um desígnio, e identificando soluções que, para além de responder aos objetivos estabelecidos, permitam assegurar as diferentes dimensões da pirâmide de elevada performance, respondendo de forma adequada aos diferentes pilares de necessidades energéticas: segurança de abastecimento, sustentabilidade ambiental, equidade no acesso e transição justa.

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.

De facto, com o excesso de produção de eletricidade, que se antecipa em elevada magnitude dada a dimensão do parque electroprodutor prevista (mesmo com a revisão em baixa através do reforço significativo da contribuição do biometano), existe a necessidade de armazenar a energia em excesso. Uma forma de armazenagem, com capacidade de resposta às necessidades, é assegurar a armazenagem sob a forma de metano (CH₄) de origem sintética ou de hidrogénio (H₂), capitalizando as infraestruturas de transporte e distribuição existentes no sistema.

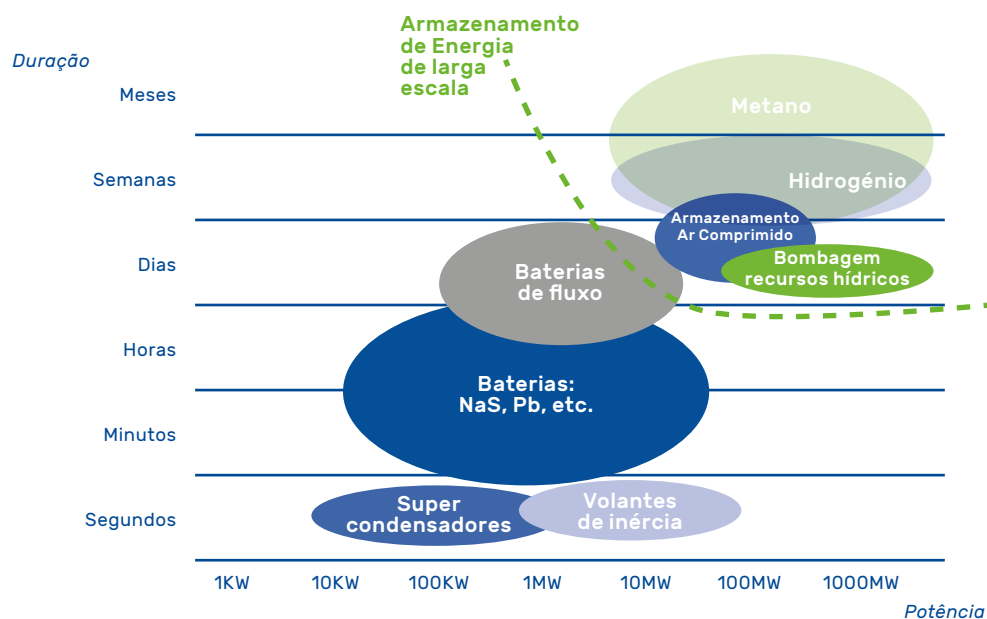


Figura 2: Mapeamento da capacidade de armazenamento das tecnologias (duração e potência)


Na cénarização utilizada nas políticas energéticas percebe-se que o consumo de energia útil vai aumentar de forma muito significativa, não obstante, por via da eficiência (no processo de transformação da energia final) a energia final vá diminuir de forma muito significativa, de acordo com as previsões de consumo no horizonte 2030 e 2050.

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.

Esta solução permitirá reduzir as necessidades em termos de potência instalada do sistema electroprodutor, incrementando de forma significativa a resiliência do sistema energético nacional.

A transformação do setor do gás natural 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 que 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"³.

³ 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



A Comissão Europeia, no âmbito do “*The European Green Deal*” identificou a necessidade de as instâncias europeias promoverem e investirem nas necessárias ferramentas para assegurar a transformação digital, pois são facilitadores essenciais na transformação dos setores. De acordo com o “*Sustainable Europe Investment Plan*”⁴ apresentado pela Comissão Europeia, estes investimentos, bem como o desenvolvimento e ampla implantação das principais tecnologias digitais, fornecerão soluções inteligentes, inovadoras e personalizadas para lidar com as preocupações relacionadas com o clima. O mesmo documento refere que os diferentes programas, propostos pela Comissão para o próximo Quadro Financeiro Plurianual da UE, incluirão medidas específicas para fortalecer o vínculo entre a execução do orçamento da UE e o objetivo de uma Europa mais verde e sem carbono, dando como exemplo o objetivo de pelo menos 60% do orçamento do mecanismo “Interligar a Europa” (apoio ao transporte, energia e infraestruturas digitais) ser direcionado para apoiar os objetivos climáticos. Por último, o documento prevê que o Programa de Apoio à Reforma Estrutural (e seu sucessor, o Programa de Apoio à Reforma) forneça apoio técnico aos Estados-Membros para ajudar a projetar e implementar reformas para alcançar em simultâneo a transição digital e a transição climática.

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 Sistema Nacional de Gás enquanto vetor energético fundamental numa economia de paulatina neutralidade carbónica, sustentados no presente Plano de Investimentos da Rede de Distribuição de Gás Natural.

3.1. Digitalização

O trajeto da digitalização das empresas, conforme explanado no texto “Construir o futuro digital da Europa” da Comissão Europeia, implica uma transformação do paradigma atual em que as tecnologias digitais estão a alterar profundamente a vida quotidiana, os métodos de trabalho, a atividade empresarial e a forma como as pessoas se deslocam, comunicam e se relacionam entre si. A comunicação digital, a interação nas redes sociais, o comércio eletrónico e as empresas de tecnologias digitais estão a transformar progressivamente a sociedade, gerando uma quantidade cada vez maior de dados que, agregados e utilizados, podem conduzir a meios e níveis de criação de valor completamente inéditos. Trata-se de uma transformação tão importante como a causada pela revolução industrial.

Em grande medida será a participação do cidadão, com um papel mais ativo enquanto consumidor/produtor de energia e enquanto agente para a mudança de comportamentos, que terá um impacto preponderante no processo de digitalização e descarbonização do sistema energético. Um cidadão mais informado representa melhores escolhas, mais eficientes e sustentáveis, e um cidadão no centro da decisão representa um consumidor mais ativo na transição para uma sociedade neutra em carbono, disponível para participar nas mudanças estruturantes que são necessárias para alcançar este desafio. A transição energética e a descarbonização da sociedade não se esgotam na evolução tecnológica, através da substituição ou da adoção de novas tecnologias, ou na

⁴ O “Sustainable Investment Plan” apresentado pela Comissão Europeia a janeiro de 2020, permitirá estabelecer um quadro que facilitará os investimentos públicos e privados necessários para a transição para uma economia neutra, verde, competitiva e inclusiva.



utilização de novas formas de energia, mas estas, a par de uma mudança do papel do cidadão, são essenciais para que a transformação ocorra (PNEC 2030).

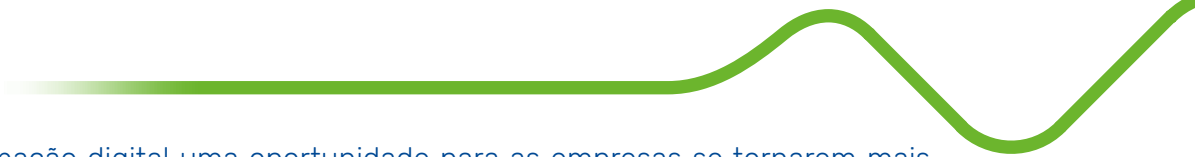
Com a digitalização a assumir-se como o principal facilitador para o surgimento de uma rede resiliente e segura do futuro, os instrumentos reguladores da União Europeia recentemente atualizados enfatizam mais do que nunca a necessidade de uma implantação em larga escala de equipamentos de medida inteligentes. Na visão do relatório da União Europeia *“Benchmarking smart metering deployment in the EU-28”*⁵ publicado a março de 2020, os objetivos de transição energética não serão alcançados sem que todos os cidadãos europeus se encontrem neste nível de maturidade tecnológica.

Num sistema energético cada vez mais moderno e digitalizado, os contadores inteligentes assumem, portanto, um papel fundamental na forma como a informação é obtida e usada em prol dos consumidores, tornando-a disponível para estes, o que permite uma gestão mais dinâmica e eficaz do sistema, favorecendo a eficiência energética, promovendo melhoria das ofertas para o consumidor e contribuindo para uma maior eficiência na operação das redes.

De acordo com o PNEC 2030, para alcançar de forma mais célere e efetiva, níveis cada vez mais elevados de contadores inteligentes no sistema, será reforçada a ambição na instalação de contadores inteligentes, numa ótica economicamente viável, promovendo o *roll-out* para todos os consumidores garantindo a melhor informação e o envolvimento destes, nos próximos anos. Paralelamente o acesso a uma informação mais rigorosa através dos contadores inteligentes terá igualmente um impacto positivo, por exemplo, na transparência e idoneidade não só da informação, mas de todos os agentes envolvidos.

O setor energético irá necessariamente passar por transformações significativas nos próximos anos, que serão complexas e desafiantes, quer para as empresas/operadores, quer para os consumidores, e que devem ser estudadas e antecipadas de forma a melhor prepará-los para as mudanças que se avizinham, conforme referido no PNEC 2030. A imagem de marca da transformação digital, é sem dúvida a sensorização inteligente para a digitalização dos processos produtivos e a consonância das tecnologias da internet, nomeadamente com a massificação da “internet das coisas” (*IoT - Internet of Things*), as arquiteturas flexíveis, com o processamento distribuído, e o aumento exponencial de capacidade computacional nomeadamente da denominada computação na *cloud*, bem como, os sistemas robóticos, cada vez mais inteligentes e capazes de interagir com os operadores. Surge, por isso, uma nova geração de sistemas industriais, baseados em serviços inovadores cujas funcionalidades residem nos dispositivos ciberfísicos e na *cloud*. Devido a esta evolução tecnológica é possível potenciar uma maior participação ativa do consumidor nos processos de criação e produção. Cada vez mais o sistema de produção é distribuído formando-se um verdadeiro ecossistema de criação de valor colaborativo e adaptativo.

⁵ Este relatório avalia o progresso da implantação de contadores inteligentes nos Estados-Membros da UE-28, tanto para eletricidade quanto para gás, em conformidade com as disposições do Terceiro Pacote Energético (Diretiva Eletricidade 2009/72 / CE e Diretiva Gás 2009/73 / CE)



Sendo a transformação digital uma oportunidade para as empresas se tornarem mais competitivas, um dos pontos chave será compreender como delinear e desenvolver as ações necessárias que conduzam com sucesso à implantação de estratégias de transformação digital.

Para além das dificuldades associadas à multidisciplinaridade inerente a uma transformação digital identificam-se diversos desafios de âmbito interno e externo.

Na verdade, com uma transformação digital resultarão mudanças fundamentais na forma como as organizações operam e como entregam valor aos clientes. Identificam-se desafios abrangentes em diferentes dimensões, nomeadamente, entre outras, as relativas aos recursos de produção, às tecnologias de informação e integração, às práticas operatórias, ao modelo da organização e de gestão e naturalmente às pessoas. Transformar pressupõe mudança e, neste contexto, pressupõe também mudança cultural, que exige que as organizações continuamente desafiem o modo habitual de operarem, experimentando novas abordagens de criação de valor com o propósito de evoluírem para patamares de desempenho superior⁶.

A digitalização 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.


No contexto prévio de alteração de paradigma de tendências políticas e tecnológicas, a Portgás realizou uma alteração dos pilares estratégicos que compõe a sua política de IDI, sendo que as tecnologias energéticas impactam no pilar “*Sustainable Gas*”, enquanto que as tecnologias digitais influenciam os pilares “*Smart Gas Company*” e “*Customer Engagement*”.

No âmbito da vigilância tecnológica do pilar “*Smart Gas Company*”, recai naturalmente a identificação e seguimento de todas as tecnologias digitais que permitam à Portgás automatizar os seus processos de gestão dos ativos e os processos de negócio, adquirindo competências nos domínios digitais.

No caso concreto da distribuição, e de acordo com a publicação da IDC⁷, as tecnologias que atualmente estão a iniciar a sua trajetória ascendente são o *IoT*, IA (Inteligência Artificial), *Blockchain* e Interfaces Naturais. As soluções digitais referidas são transversais aos diferentes setores da economia e, no caso da Portgás, podem vir a melhorar significativamente algumas atividades operacionais da concessionária, incrementando a resiliência e qualidade de serviço, como por exemplo atuando sobre a gestão das operações, planeamento de infraestruturas, manutenção preditiva ou gestão técnica do sistema.

⁶ <https://cotecportugal.pt/pt/courses/formacao-4-0/>

⁷ Evolução de tecnologias digitais [IDC, 2019]



A massificação de tecnologia *IoT* poderá permitir a disseminação de sensores e *smart meters* na infraestrutura devido à redução do custo das comunicações e pelo baixo consumo energético dos módulos de comunicação que garantem uma elevada vida útil das baterias que se utilizam para alimentar os sensores, capacitando o cliente com mais informação disponível, aproximando-o da *utility*, bem como mais dados para os agentes do sistema, reduzindo a incerteza associada à gestão dos vários negócios.

A implementação paulatina da Inteligência Artificial permitirá reconhecer padrões nos dados emitidos pelos sensores disseminados pelos ativos que medem todo o tipo de grandezas físicas sobre a infraestrutura, e com base em algoritmos propor à concessionária metodologias e regimes de operação otimizados ou inclusivamente operando de forma automatizada os diferentes ativos de rede.

As soluções digitais, nomeadamente a disponibilização de dados ao cliente final e a inclusão de redes sociais poderão incrementar a atratividade económica do setor do gás e dos seus agentes, elevando a proximidade com o cliente e observando de forma mais contínua o seu comportamento, permitindo otimizar estimativas de consumo e, conseqüentemente, o planeamento e gestão de capacidade de redes, bem como das operações, garantindo eficiência nos custos de operação para o sistema.

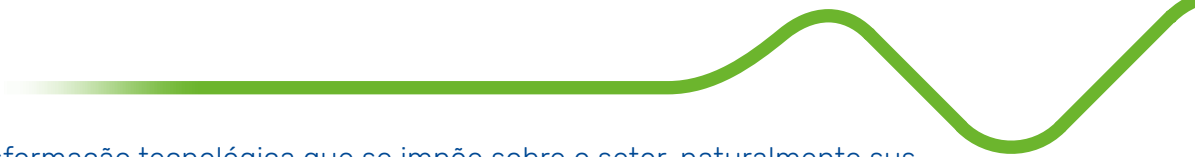
A Portgás, na perspetiva de responder à evolução do sistema de distribuição de gás, cedo identificou a necessidade de digitalizar a sua infraestrutura. Assim, perante um sistema mais dinâmico e para assegurar controlo e monitorização da rede de distribuição, com capacidade de gestão de fluxos nos diferentes subsistemas, contactou-se a necessidade de controlar a qualidade (constituição) do gás, garantir a priorização dos fluxos, controlar as pressões nos pontos relevantes de forma remota, tendo identificado um conjunto de ações para atuar nas diferentes dimensões.

Em termos gerais, identificou-se como necessário implementar novas soluções de postos de seccionamento e medida, com a instalação de comando e controlo remoto destes ativos, permitindo de forma eficaz a gestão de fluxos na rede. Ainda na mesma linha tecnológica, mas com função distinta no sistema, relativamente aos Postos de Redução e Medida e de forma a possibilitar a atuação remota e em tempo real, ou de forma programada, nestes ativos de parâmetros fundamentais, como a pressão, estado de abertura de válvulas e comutação de linhas de regulação, propõe-se a digitalização dos mesmos.

Numa outra dimensão, face à eminência de injeção de gases de fontes renováveis de energia, na perspetiva de controlo de qualidade de gás e determinação da quantidade de energia entregue em cada ponto, será necessário assegurar a monitorização da qualidade de gás em múltiplos pontos de controlo da infraestrutura. Ainda na dimensão de controlo de qualidade do gás e com o objetivo de assegurar o controlo de odorante na infraestrutura de distribuição, identificou-se como necessária a monitorização e controlo em tempo real da concentração de odorante em vários pontos-chave da infraestrutura.

A instalação de *smart meters*, de uma forma estruturada, num conjunto de pontos de abastecimento previamente analisados e representativos de toda a concessão, permite envolver o cliente neste processo de descarbonização e capacita análises de comportamento a perfis de consumo.

Em suma, a digitalização dos ativos pelo operador da rede de distribuição de gás atualmente revela-se 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.

3.2 Descarbonização

A descarbonização das infraestruturas de gás natural, a par com a promoção de formas de energia de origem renovável constitui um dos objetivos estratégicos da política energética da União Europeia (UE), enquanto instrumento de política pública para combate às alterações climáticas, nomeadamente regulando a responsabilidade dos agentes do setor energético. A Portugal assume precocemente a sua obrigação nesta matéria com compromissos evidenciados no PDIRDGN 2018, cuja evolução dos últimos dois anos revelou ser manifestamente insuficiente para os desígnios europeus e nacionais que se impõe aos distribuidores de gás, 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.

A utilização crescente de energia de fontes renováveis constitui uma parte importante do pacote de medidas necessárias para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, honrar o compromisso da União Europeia no âmbito do Acordo de Paris de 2015 sobre Alterações Climáticas, na sequência da 21ª Conferência das Partes na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (COP 21), de forma a cumprir o quadro de ação da UE no âmbito do clima e energia para 2030, bem como a meta vinculativa para reduzir as emissões em, pelo menos, 40% relativamente aos níveis de 1990 até 2030. A meta vinculativa da UE de energia renovável para 2030 e os contributos dos Estados-Membros para essa meta, incluindo as quotas de referência relativas às metas globais nacionais para 2020, estão entre os elementos que têm importância capital para a política energética e ambiental da UE⁸.

A descarbonização do sistema energético é uma oportunidade para a UE, pois oferece à Europa a oportunidade de criação de emprego e riqueza para os cidadãos da comunidade, desde que sejam desenvolvidas condições para um mercado interno para o gás de origem renovável. Naturalmente surge um apelo intrínseco à implementação de um plano firme para dimensionamento de todas as opções de descarbonização, incluindo tecnologias de gás natural, renovável, neutro em carbono e com captura de carbono, essencial para cumprir com êxito os desígnios do pacote energético.

As instituições europeias devem desenvolver instrumentos de política pública para uma meta vinculativa a nível europeu para gás renovável e descarbonizado, de forma a gerar atração de valor numa economia endógena. A UE abriga pioneiros em tecnologias de baixo carbono no setor de gás: nos eletrolisadores que produzem hidrogénio, nos digestores anaeróbicos que produzem biogás, as 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 tem uma vantagem natural para essa dimensão da transição energética para os novos gases e não deve desperdiçar esta oportunidade única de potenciar a economia.

⁸ Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018

Como refere o estudo “*Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*”⁹ promovido pela UE, o biometano e o hidrogénio desempenham um papel importante na transição para um sistema de energia descarbonizado. 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 dos níveis de 2015 em 20 a 60% a longo prazo, com a procura de gás natural fóssil pelo menos pela metade. Com a evolução geral da procura de gás, o papel dos gases renováveis e de baixo carbono aumentará, em todos os seus cenários, nas próximas décadas. Nesse contexto, vários estudos foram conduzidos sobre o potencial desenvolvimento de gases com baixo teor de carbono e neutros em carbono na Europa e seu impacto na infraestrutura energética. Apesar das diferenças metodológicas e dos resultados divergentes dos estudos, está a emergir um consenso de que os gases de baixo carbono desempenharão um papel importante na descarbonização da economia da UE, com o apoio da infraestrutura europeia de gás.

	Scenario 1		Scenario 2		Scenario 3	
Storyline from the gas infrastructure study	“Strong electricity end-use”		“Strong green methane end-use”		“Strong hydrogen end-use”	
Time horizon	2030	2050	2030	2050	2030	2050
GHG emission reduction target						
Total GHG emission reduction incl. LULUCF vs. 1990	-49%	-100%	-49%	-100%	-49%	-100%
End user preferences						
End-user decision	Electricity-based end user applications		Methane-based end user applications		Hydrogen-based end user applications	
Major energy carrier	Electricity		Biomethane		Hydrogen	
Strategy for the gas infrastructure to follow end user preferences						
Expected gas type	Natural gas (+biomethane)	Biomethane (+ PtCH ₄)	Natural gas (+biomethane)	Biomethane (+ PtCH ₄)	Natural gas (+biomethane)	Hydrogen
Regional distribution methane supply	<ul style="list-style-type: none"> • For natural gas according to import routes and production sites • For biomethane according to availability and supply costs • For PtCH₄ according to renewable power supply 					Close to CH ₄ demand
Regional distribution hydrogen supply	In close proximity to hydrogen demand					Close to renewable power supply
Seasonal gas storage	Conventional large-scale CH ₄ storage					H ₂ salt caverns

Figura 3: Explorative scenarios Trinomics for EU

O estudo avalia os potenciais técnicos de hidrogénio e biometano renováveis, com foco no potencial intracomunitário. O potencial da UE (tal como em Portugal) para biometano sustentável é limitado, enquanto o potencial técnico para a produção de hidrogénio e metano sintético com base em eletricidade renovável assume uma dimensão suficiente para substituir a procura restante atual de gás natural. Neste contexto, o potencial técnico da UE para hidrogénio de origem renovável excede em muito a procura de gás em 2050 considerada neste estudo: em nenhum dos cenários para 2030 ou 2050 a procura de gás excede 4.100 TWh/ano. Por outro lado, o potencial técnico da UE para o biometano não é suficiente para atender ao consumo atual ou futuro de gás. As trocas físicas e comerciais de gás de origem renovável (e eletricidade) entre Estados-Membros num mercado integrado serão, portanto, de grande importância para descarbonizar o suprimento de energia, assegurar a procura de energia pelo menor custo, garantir um sistema energético eficiente bem como o normal funcionamento do mercado, dada a

⁹ Trinomics for EU, September 2019

distribuição desigual de recursos de energia renovável em todos os países, com vantagem para os países do sul da Europa, como é o caso de Portugal.

No mesmo estudo foi abordado o impacto da utilização do potencial de biometano e hidrogénio nas infraestruturas de gás natural, destacando-se que a modelação de cenários assumiu um carácter exploratório no que diz respeito à procura pelos principais fornecedores de energia nos setores de clientes finais. Em suma, os três cenários diferem na modelação preferencial no tipo de energia dos clientes em utilizações finais de energia elétrica, metano ou hidrogénio. Note-se que é no cenário focado na integração do setor de eletricidade e gás, onde o hidrogénio desempenha um papel central, oferecendo o resultado de menor custo, além de permitir valorizar os ativos de gás existentes. No longo prazo até 2050, os custos gerais do sistema diminuem devido à energia de origem renovável de baixo custo, aumentando a integração do setor e a substituição de importações de energia. Os custos mais baixos do sistema são alcançados com um cenário focado em hidrogénio e refletem a troca entre produção de energia de origem renovável, flexibilidade do sistema e fornecimento de gás.

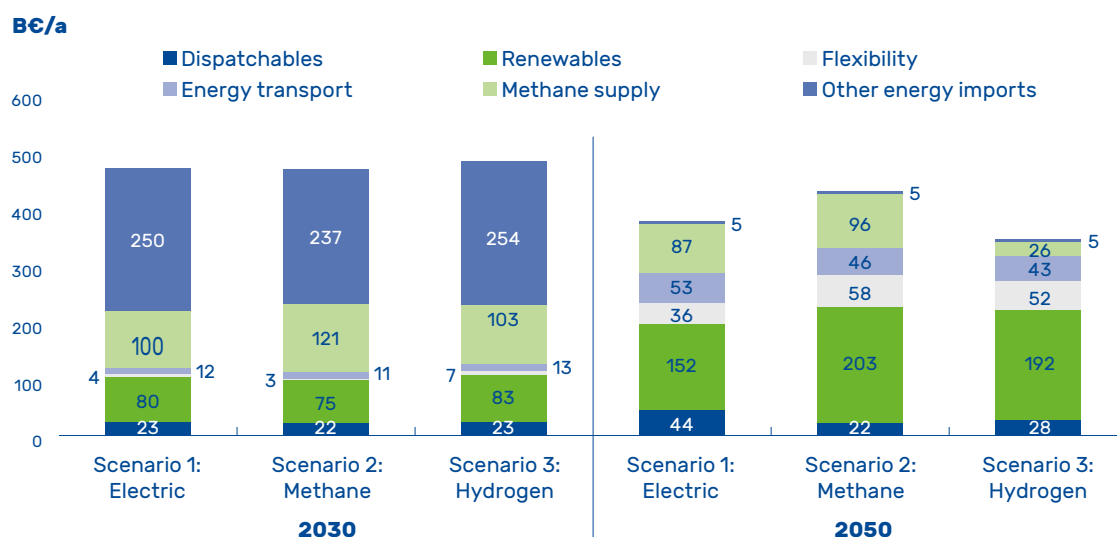
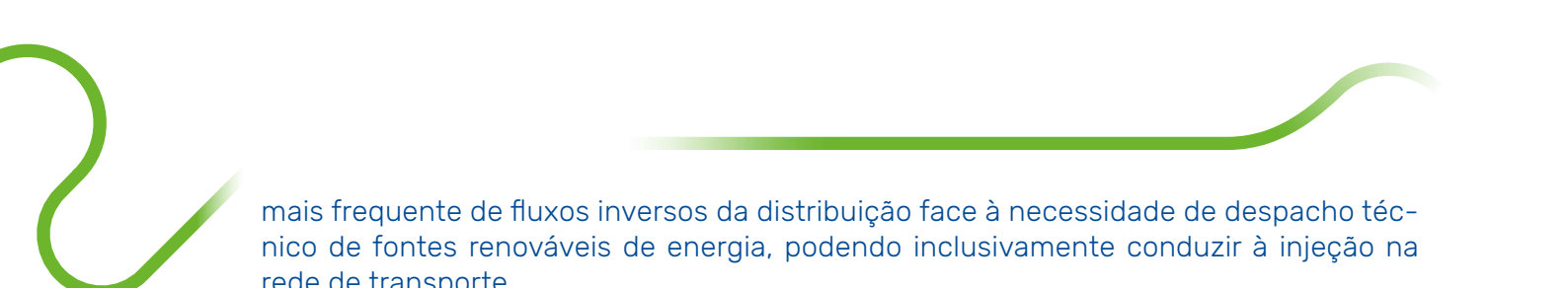


Figura 4: Annual energy system costs in the EU28

Nos países com grande potencial de energia renovável, como é o caso de Portugal, em comparação com a procura doméstica limitada, tornam-se exportadores de energia sob a forma de hidrogénio, enquanto os Estados-Membros caracterizados por alta procura de gás, mas baixa produção doméstica de fontes renováveis serão naturalmente importadores líquidos de gás, particularmente no cenário baseado em hidrogénio, países como a Escandinávia, os países bálticos e o sul da Europa são importantes exportadores de gás.

Neste contexto, os distribuidores de gás natural terão um papel decisivo na transição dos Sistemas Nacionais de Gás Natural, 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 os operadores 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 alguns distribuidores serão impactados 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.


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 do estudo focadas na infraestrutura de distribuição sintetizam-se de seguida:

- Desenvolvimento de condições técnicas de normalização para a injeção de gases de origem renovável nas infraestruturas de gás natural.
- Criação de condições regulatórias para o desenvolvimento de mercado de produção de biometano e hidrogénio.
- 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.

A injeção de biometano nas redes de distribuição será uma realidade nos próximos anos, uma vez que as barreiras tecnológicas estão ultrapassadas, nomeadamente no processo de purificação do biogás. O biometano é um projeto claro de economia circular, que aproveita os recursos endógenos, reduz a balança comercial energética do país, fixa as populações em meios menos urbanos, e é uma fonte renovável com previsibilidade, complementando assim outras fontes caracterizadas pela intermitência.

A substituição gradual do gás natural de origem fóssil por biometano é a materialização do caminho que permitirá caracterizar o gás como fonte de energia renovável e responder aos desafios da descarbonização da sociedade. Os ativos de distribuição capacitam o país na possibilidade de reduzir Gases de Efeito Estufa ao capitalizar a captação das emissões de metano de indústria agropecuária (emissão direta de metano para a atmosfera sem qualquer processamento e um dos vetores do RNC2050) e a sua injeção na rede de distribuição. Adicionalmente as redes de gás natural permitem a veiculação de hidrogénio, sob determinadas condições, podendo esta fonte de energia assumir um papel mais relevante no curto prazo pelo forte introdução de potência instalada de fontes renováveis no parque eletroprodutor – fotovoltaico e eólico – e, por esta via, devido à intermitência destas fontes haverá sobre produção que, um dos meios, será a produção de H₂ através da hidrólise da água e posterior metanização ou injeção direta de hidrogénio nas redes de distribuição.

Como referido no PDIRDGN 2018, no que respeita ao desafio de um operador de rede de distribuição no contexto do SNGN e do setor energético como um todo, as “infraestruturas atuais têm como função garantir o transporte e a distribuição de gás natural desde a captação até aos utilizadores de forma segura e eficiente. O transporte e distribuição é tipicamente unidirecional, desde o ponto de entrega até ao cliente que utiliza o gás natural nos seus gasodomésticos, na produção de energia (unidades de cogeração), na produção industrial ou para abastecer o setor dos transportes a gás natural, particularmente terrestres, sendo que no futuro, existe forte capacidade de expansão ao transporte marítimo e fluvial. O desafio futuro na gestão das redes de gás natural reside no desenvolvimento de tecnologias e respetiva implementação que permitam capacitar as infraestruturas de gás natural para além do uso convencional. As tecnologias de



mini e microgeração tendem a ser mais competitivas, a injeção de gás nas redes de distribuição oriundas de várias fontes (biometano) e o *Power-to-Gas*, que poderá criar uma ponte entre as redes elétricas e de gás, implicam uma visão mais ampla e desafiadora para a gestão das redes de gás natural. Estas mudanças levarão os mercados do sistema energético a adaptar-se a um novo paradigma, inclusivamente alinhado com a descarbonização da economia ambicionada pela sociedade em geral e fomentada pela Comissão Europeia”.

A Portgás no âmbito da reflexão estratégica realizada para a estruturação e apresentação da proposta de PDIRDGN considera que os ativos de distribuição desenvolvidos no âmbito da concessão são uma peça fundamental na transição energética para uma economia de baixo carbono, pela substituição de fontes mais poluentes e com capacidade de utilização de gás de origem renovável, aliando uma infraestrutura resiliente, nomeadamente com níveis de performance assinaláveis aquando da existência de fenómenos climáticos extremos, segura, sustentável e custo-eficaz para o consumidor.

3.2.1. Política energética no Plano Europeu e Português

Considera-se expetável que o *European Green Deal* apresente impacto na nova regulamentação europeia para o setor do gás natural (prevista para 2020), influenciando nas políticas energéticas dos estados membros da EU incluindo, naturalmente, Portugal.

No atual contexto do setor energético o investimento em Investigação, Desenvolvimento e Inovação é uma condição para a sustentabilidade do setor do gás natural e dos agentes que nele operam.

A nível nacional a orgânica governativa do atual XXII Governo de Portugal foi claramente organizada para potenciar a implementação de políticas públicas na área de energia com base nas intenções estratégicas da Comissão Europeia, havendo também destaque para a transição digital com a criação do Ministério da Economia e Transição Digital. O anterior Ministério do Ambiente e Transição Energética passa agora a Ministério do Ambiente e Ação Climática, integrando a gestão florestal que anteriormente era da responsabilidade do Ministério da Agricultura.

Na anterior legislatura foram publicados o RNC 2050 e a proposta do PNEC 2030. Nenhum dá particular destaque aos gases renováveis, estando assim desalinhados com a atual proposta da Comissão Europeia. Todavia, o programa de governo apresentado na Assembleia da República, através da proposta de lei 5/XIV, dá nota formal de evolução da posição do governo na matéria na energia, considerando que a descarbonização das infraestruturas de GN é uma prioridade, a par com a aposta na incorporação de fontes renováveis de energia, nomeadamente a biomassa, para a produção de biocombustíveis avançados, biometano, hidrogénio e outros gases renováveis, enquanto fontes de energia ambientalmente mais eficientes.

3.2.2. Cenarização de políticas públicas alternativas ao RNC2050 e PNEC2030

No âmbito da publicação do RNC2050 e do PNEC2030, a Portgás, num plano estrito de colaboração com outros agentes do setor nacional (AGN – Associação das Empresas de Gás Natural), desenvolveu um estudo colaborativo de cenários alternativos aos propostos no âmbito da trajetória de descarbonização da economia portuguesa, desenvolvendo orientações de política pública que fomentassem a utilização racional dos ativos de gás,

capacitando os recursos endógenos nacionais – nomeadamente o potencial metano-génico e de produção de hidrogénio – de forma a avaliar a instrumentalização destas políticas alternativas e o seu impacto no investimento global previsto pelo RNC2050.

Neste contexto, foi integrada na equipa de projeto a consultora AFRY que publicou em final de 2019 o estudo intitulado *“The Role of Portuguese Gas Infrastructure In The Decarbonisation Process”* que permitiu concluir que a capacitação das infraestruturas de distribuição de gás numa política alternativa para a transição energética, não só poderia contribuir de forma ativa para as metas de descarbonização, como também reduzir o investimento global no sistema elétrico, baixando naturalmente o montante global.

“The Roadmap for Carbon Neutrality in Portugal should be updated to reflect the clear benefits that come from repurposing gas distribution networks to support deployment of biomethane and hydrogen and CCS clusters where required. The pathway prepared for AGN for the decarbonisation of the Portuguese energy sector shows that the transition can clearly benefit from positioning zero-carbon gases at the center of the effort. The conversion of Portuguese gas distribution networks could save up to €9bn to the Portuguese economy when compared to a pathway where zero-carbon gases are not allowed and both transport and heat are going all-electric – with its massive use of biomass for high temperatures in industry, where there is no viable electric alternative to existing appliances.”



“Targets should be set for zero carbon gases levels in the energy mix so Portugal can take advantage of its privileged solar and wind resources”



“Portugal’s abundant solar resource means hydrogen can be produced at scale and at the cheapest level across Europe”



“The re-purpose of the Portuguese gas network reduces the required expansion of electricity grids by half compared to an all electric scenario”




“Portugal is well placed to be at the forefront of decarbonisation as its modern gas network can easily be used and adapted to support biomethane and hydrogen deployment and CCS clusters, reducing the risk and costs”

Figura 5: AFRY recommendations to Portuguese policy makers¹⁰

No desenvolvimento do estudo pela conceituada consultora foi, naturalmente, analisado o potencial endógeno, bem como as características naturais dos negócios de distribuição, tendo sido inclusivamente desenvolvidas algumas recomendações-chave para que a neutralidade carbónica desta trajetória obtenha sucesso no desenvolvimento, nomeadamente com três fatores essenciais:

- Preparação da transição para gases de origem renovável nos equipamentos industriais, visto que atualmente, para muitas indústrias que exigem altas temperaturas, não existem soluções elétricas práticas ou económicas.

¹⁰ The Role of Portuguese Gas Infrastructure In The Decarbonisation Process, Afry 2019

- 
- Desenvolvimento de uma indústria de hidrogénio em Portugal, dado que o hidrogénio será um combustível essencial para a descarbonização da economia portuguesa. Um benefício claro da conversão de redes de gás em hidrogénio é que evita a necessidade de uma conversão disruptiva (ou seja, a conversão de aparelhos a gás em aparelhos elétricos), tanto na indústria quanto nas residências, permitindo maiores níveis de aceitação social. A conversão das redes de gás existentes em hidrogénio permite que o desenvolvimento deste combustível obtenha ganho em economias de escala.
 - Promoção de investigação, desenvolvimento e inovação na tecnologia de captura de carbono. Embora o potencial de implantação de captura de carbono seja limitado em Portugal, onde as emissões industriais de calor e processo precisam ser tratadas, a criação de *clusters* é a solução mais económica para sua descarbonização, potenciando investimento dos distribuidores.

O estudo da AFRY reiterou para o cenário português as intenções estratégicas ao nível europeu, evidenciando a necessidade de trajetórias alternativas que capacitem, não só o cumprimento das metas europeias e nacionais, mas o desenvolvimento da transição energética das infraestruturas de gás, enquanto peças-chave no setor energético nacional.



Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição

A decorative green line starts at the top right, curves down, and then extends horizontally across the top. From the right side, a stylized green hand is drawn, reaching down and to the left, with its index finger pointing towards the word 'portugal'.

portugal

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, sendo este concelho o único da área de concessão ainda sem abastecimento de gás natural.

Em termos demográficos¹¹, 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 (2018) Indivíduos	Habitções (2018)	Densidade Populacional (2018) hab./km ²
Portugal	92.226	10.276.617	5.954.548	111,5
Concessão	4.366	2.562.938	1.241.564	587
% Concessão/Portugal	5%	25%	21%	527%

Quadro 2: 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 da Portgás. 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 natural 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).

¹¹ Fonte: Pordata

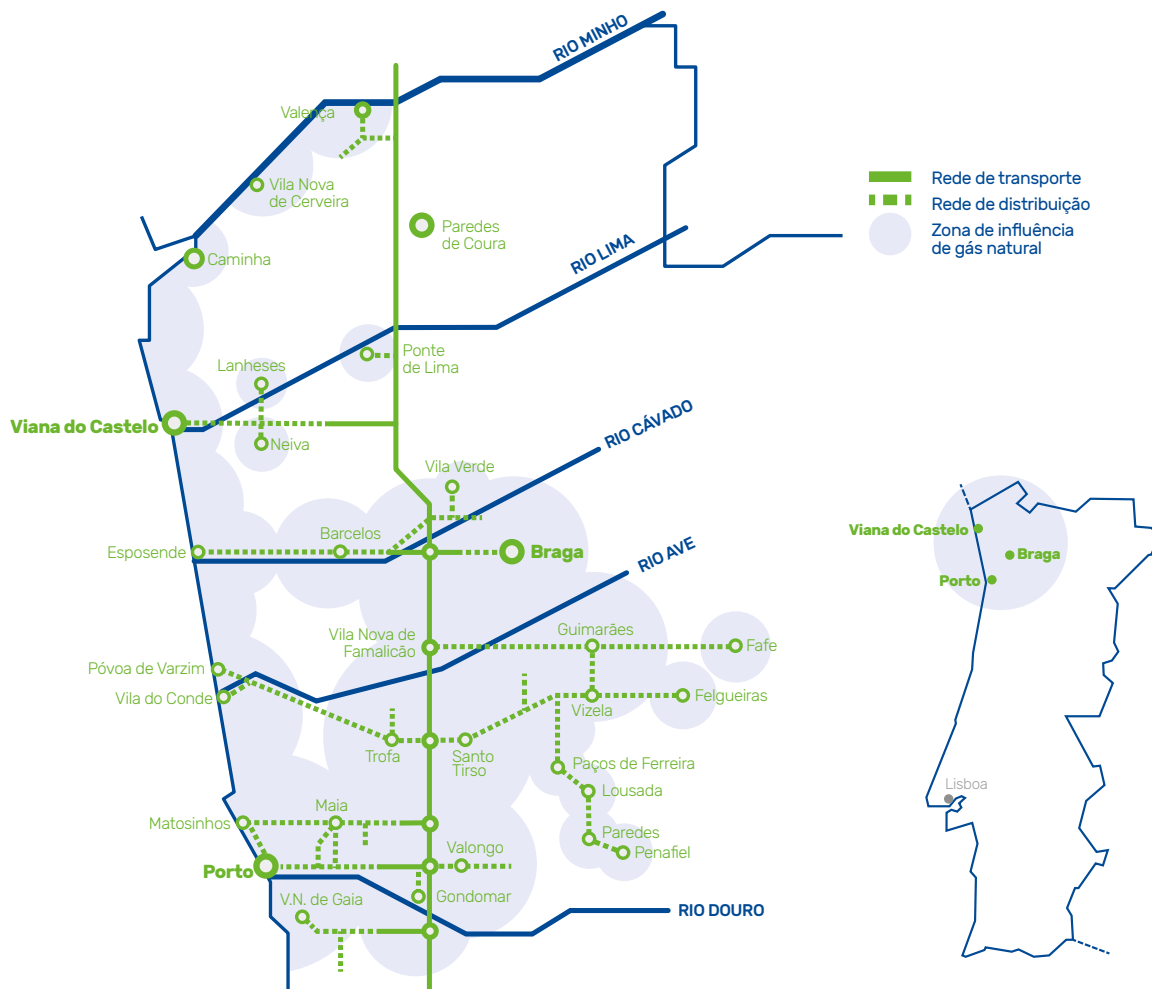


Figura 6: Mapa da área de concessão

A evolução do sistema de distribuição de gás natural da Portgás 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 2019 a Portgás detém uma taxa de penetração ativa de 30% ao nível do mercado doméstico, variando claramente entre os 54% na cidade de Braga (com a taxa mais elevada) e os 8%

em Ponte de Lima e Vila Nova de Cerveira. No concelho de Paredes de Coura ainda não se registam clientes ligados, sendo que se prevê as primeiras ligações em 2021.

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.

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.

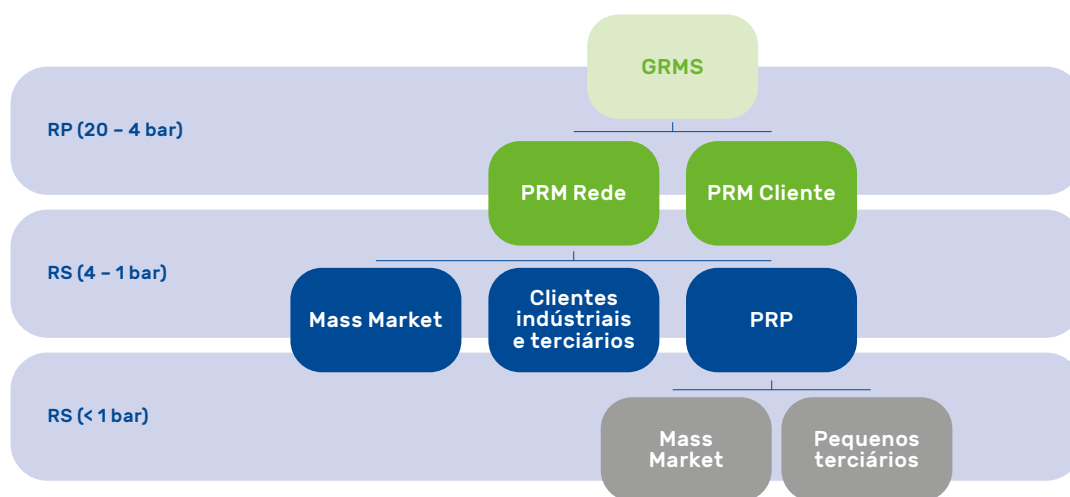


Figura 7: Níveis de pressão de abastecimento

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.

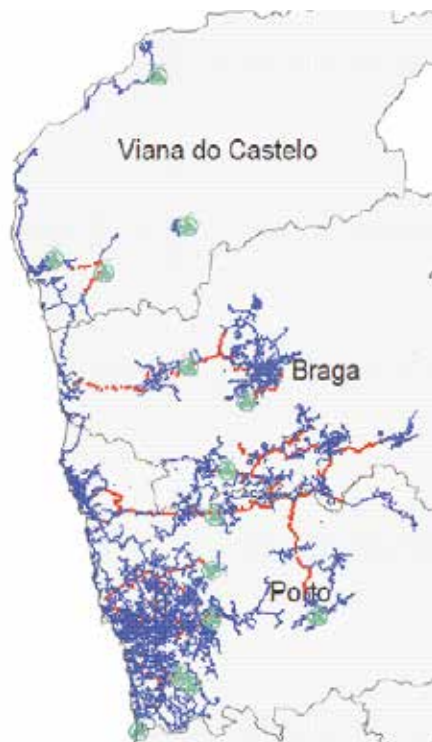


Figura 8: Cadastro da Concessão da Portgás

- Rede da Área Metropolitana do Porto;
- Rede do Vale do Ave;
- Rede do Vale do Cávado (tipicamente designado sistema Braga/Barcelos).

Para além destes três sistemas que dispõem de duas GRMS cada, existem ainda dois subsistemas que são alimentados diretamente pela rede de alta pressão (REN Gasodutos), uma vez que, praticamente não existe rede de distribuição em média pressão. Isto verifica-se nas GRMS de Valença e Ponte de Lima. Em Viana do Castelo, Vila Nova de Gaia e Avintes a rede primária é em antena.

Ao nível da rede secundária os 89 PRM estão espalhados pela área de concessão e que se concentram (ver figura 8) nos grandes meios urbanos (Grande Porto e 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 44 subsistemas de rede (30 isolados e 14 em anel), sendo que os 30 isolados representam apenas 12% do volume total veiculado na rede secundária.

Salienta-se que os dois sistemas do Grande Porto (A01 e B01) representam aproximadamente metade dos PA da área de concessão. No âmbito desta análise, agregando os sistemas de Braga, Guimarães e Póvoa/Vila do Conde, conclui-se que 4 dos 44 subsistemas representam cerca de 70% dos pontos de consumo.

Ao nível dos subsistemas, verifica-se que cerca de 88% de todo o gás na rede secundária é veiculado nos subsistemas em anel, com destaque para os sistemas do grande Porto, Braga e os subsistemas do Vale do Ave onde a predominância dos clientes industriais se faz sentir.

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.

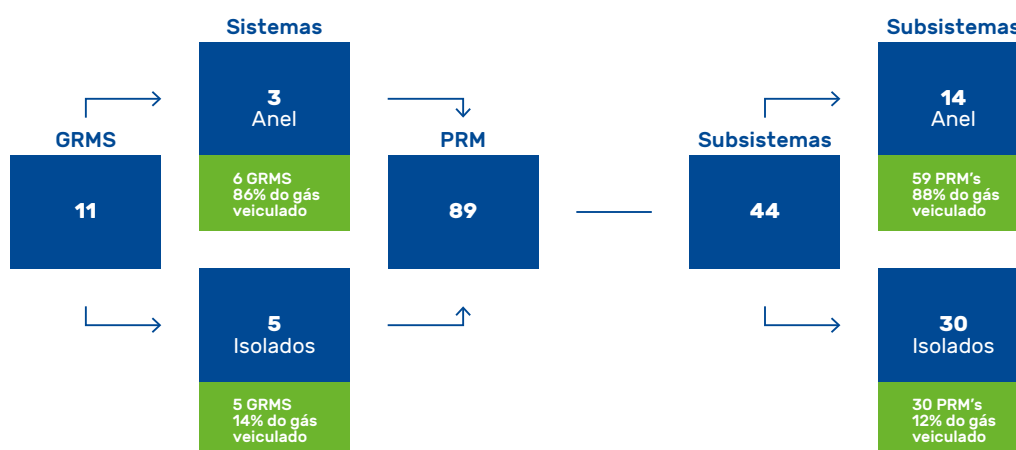


Figura 9: Esquema da Rede Primária e Secundária da área de Concessão

Os PRM's 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's 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.

4.1. Dados atuais da concessão

4.1.1. 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 4% no período de 2016 a 2019, prevendo-se ultrapassar os 5.300 km de extensão total em final do ano 2020.

Extensão das redes	2016	2017	2018	2019	2020 (0)
Rede Primária	403	403	403	403	403
Rede Secundária	4.237	4.392	4.584	4.774	4.911
TOTAL	4.640	4.794	4.986	5.177	5.315
% Crescimento	4,6%	3,3%	4,0%	3,8%	2,6%

Quadro 3: Evolução da extensão das redes de distribuição da PORTGÁS (km)

A evolução da base de clientes permitiu ultrapassar os 377 mil pontos de abastecimento ativos em final de 2019, traduzindo um crescimento médio anual de 3,9% no período 2016–2019, distribuídos por nível de pressão da forma seguinte:

PA's Acumulados	2016	2017	2018	2019	2020 (0)
MP	152	154	153	144	163
BP>	1.318	1.388	1.484	1.534	1.558
BP<	337.542	351.244	364.538	376.069	388.869
TOTAL	339.012	352.786	366.175	377.747	390.590
% Crescimento	4,1%	4,1%	3,8%	3,2%	3,4%

Quadro 4: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)

O crescimento de pontos de abastecimento entre 2016 e 2019 é impulsionado pelos clientes de baixa pressão, que representam 99,6% do total na concessão. Entre 2016 e 2019 foram captados 38.735 novos pontos de abastecimento, sendo esperado um acréscimo de 12.843 no ano de 2020.

No quadro seguinte é apresentada a decomposição dos novos pontos de abastecimento no período 2016–2019 por segmento de mercado.

PA's no período	2016	2017	2018	2019	2020 (0)
Mercado Novo	1.901	1.650	1.647	1.130	1.600
Mercado Existente	12.371	13.135	12.605	10.940	11.200
Conversão	8.506	10.643	10.070	8.430	9.152
Reconversão	3.519	2.076	2.127	2.086	1.562
Pequeno Terciário	346	416	408	424	486
Grande Consumo	74	71	64	75	43
TOTAL	14.346	14.856	14.316	12.145	12.843

Quadro 5: 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, permitem, ainda assim, e apesar de algum abrandamento registado nos últimos anos, colocar o número de pontos de abastecimento por km de rede secundária em 79 no final de 2019, esperando-se aproximação dos 80 no final de 2020.

PA/km de Rede Secundária	2016	2017	2018	2019	2020 (0)
PA's acumulados	339.012	352.786	366.175	377.747	390.590
km de Rede Secundária acumulados	4.237	4.392	4.584	4.774	4.911
PA / km de Rede Secundária acumulados	80,0	80,3	79,9	79,1	79,5
PA's ligados no período	14.346	14.856	14.316	12.145	12.843
km de Rede Secundária no período	202	154	192	190	137
PA ligados / km Rede Sec. no período	71,0	96,3	74,5	63,8	93,6

Quadro 6: 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	2016	2017	2018	2019	2020 (0)
TOTAL	107.281	114.325	121.132	128.468	135.635

Quadro 7: Número total de ramais na concessão (#)

4.1.2. Energia veiculada

A energia veiculada no período 2016-2019 apresentou um acréscimo médio anual de 1,4%, equivalente a mais 300GWh, suportado essencialmente no aumento dos pontos de abastecimento.

A previsão para 2020 considera um crescimento anual de 0,1%, abaixo da média histórica de 2016-2018, mas alinhado com o ano 2019.

Energia Veiculada	2016	2017	2018	2019	2020 (0)
MP	4.901	4.930	4.898	4.913	4.898
BP>	1.096	1.143	1.213	1.269	1.268
BP<	1.065	1.084	1.239	1.179	1.200
TOTAL	7.061	7.157	7.350	7.361	7.367
% Crescimento	2,3%	1,4%	2,7%	0,1%	0,1%

Quadro 8: Histórico de energia veiculada por nível de pressão (GWh)

A evolução dos consumos no período 2016-2019 em cada um dos níveis de pressão apresentou as seguintes variações:

- No nível de pressão MP, verifica-se um crescimento médio anual de 0,1% (+4 GWh);
- No nível de pressão BP>, verifica-se um crescimento médio anual de 5,0% (+58 GWh);
- No nível de pressão BP<, verifica-se um crescimento médio anual de 3,7% (+38 GWh), assente, sobretudo na maior base de pontos de abastecimento.

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 68% da energia veiculada total no período 2016-2019).

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 significativo potenciado pela maior base de clientes, compensando a redução no consumo unitário médio (crescimento médio anual de -0,3% no período 2016-2019).

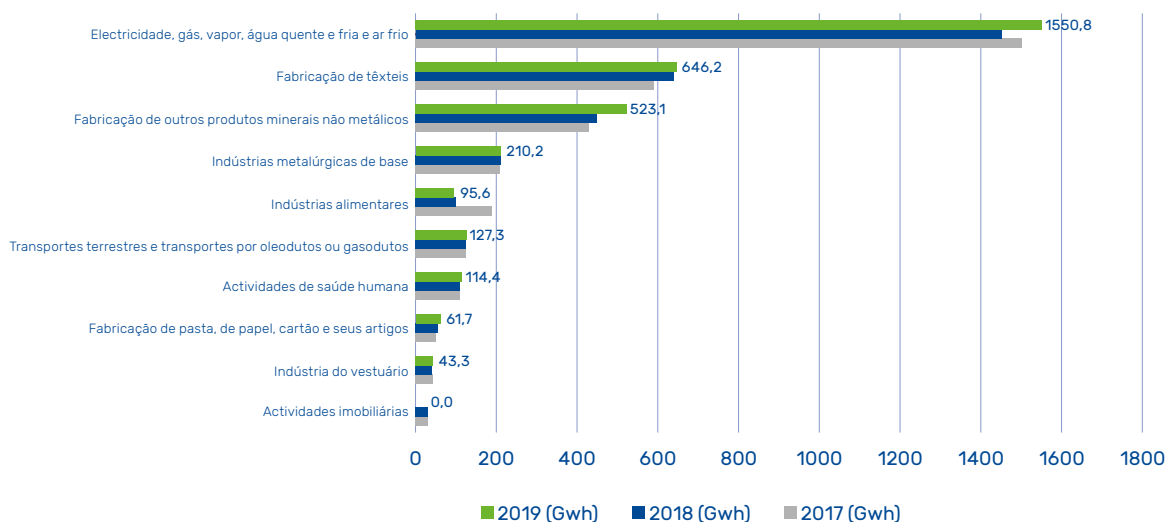


Gráfico 2: Evolução do consumo histórico dos 50 maiores clientes por sector económico

Para o nível de pressão BP<, o crescimento da energia veiculada está suportado na evolução crescente da base de pontos de abastecimento ativos, acompanhada pelo crescimento dos consumos aportados por estes clientes (crescimento médio anual de 0,4% no consumo unitário médio no período 2016-2019).

4.1.3. Investimento realizado

No período compreendido entre 2016 e 2019, 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 2019 a concessionária assegurou o abastecimento de gás natural a 28 Concelhos prevendo-se a presença em todos os concelhos da área de Concessão até ao final de 2021, com o abastecimento de Paredes de Coura.

O desenvolvimento do projeto da Concessão, foi assegurado através de um plano de investimento rigoroso e efetivo, que no período 2016 a 2019 se traduziu numa realização média anual de 23,4M€.

Investimento	2016	2017	2018	2019	2020 (0)
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	19.795	18.263	19.606	20.121	18.204
Investimento em rede	12.522	10.329	11.286	12.596	10.425
UAGs	-	-	-	-	-
Investimento em PA's	6.100	6.796	6.613	5.744	6.326
Capitalização de Encargos Estrutura	1.173	1.138	1.707	1.781	1.453
Outros Investimentos em Infraestruturas	1.952	2.033	1.559	2.020	2.735
Investimento em rede	665	653	747	1.337	208
Outras infraestruturas	595	709	622	380	2.230
Capitalização de Encargos Estrutura	692	671	190	303	297
Outros Investimentos	1.182	729	2.904	3.714	2.527
Contadores - Renovação por imposição legal	82	195	284	452	578
Sistemas de Informação	910	432	2.447	2.514	1.319
Edifícios, instalações e transporte	190	102	173	749	629
TOTAL	22.930	21.024	24.069	25.855	23.466

Quadro 9: Investimento anual no período 2016-2020 (m€)

De referir que a introdução do Gás Natural substituindo outras fontes de energia mais poluentes permitiu evitar a emissão de 512 kt de CO₂ para a atmosfera, com referência a 2019, contribuindo assim este vetor energético para os objetivos do País de redução do nível de emissões (ver anexo 2). Por outro lado, o Gás Natural é um produto com inequívocas vantagens económicas para todos os sectores de atividade, e seguro, apresentando a sua infraestrutura uma enorme resiliência como o demonstram os indicadores de qualidade de serviço, de que é exemplo a interrupção por cliente de 2,4 min, calculada considerando todas as interrupções que afetaram os clientes (controláveis e não controláveis, acidentais ou previstas).

Demonstração de compromissos do PDIRDGN 2016

No PDIRDGN 2016 foi proposto um investimento global para o ano de 2017 de 22,5M€, correspondente a um acréscimo de pontos de abastecimento estimado de 15.643. O consumo anual estimado para estes pontos de abastecimentos era de 104 GWh.

O investimento total realizado em 2017 foi de 21,0M€, representando uma execução de menos 7% do considerado em PDIRDGN 2016, com um acréscimo de pontos de abastecimento de 14.757, mas inferior ao projetado em 6%. De realçar que foram captados 4 pontos de grande consumo em MP e mais 21 pontos de abastecimento em BP>, cerca de 49% acima do previsto, elevando o consumo anual para 169GWh, cerca de 63% além do previsto em PDIRDGN 2016.

A análise sobre a execução dos projetos de investimento para 2017 e a sua distribuição por concelho permite concluir que as variações ocorridas face à previsão foram, de forma geral, favoráveis para o SNGN, traduzidas no prémio de 5,02pp, correspondente a 1,39pp acima do previsto na projeção de PDIRDGN 2016, conforme se apresenta no quadro seguinte:

Distrito	Concelho	Ano de 2017 de PDIRDGN 17-21							Real de 2017						
		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	KWh/PA	%	%	pp
BRAGA	Barcelos	870	622	8.198	13,2	20,59%	7,85%	12,74pp	914	515	4.444	8,6	-3,23%	7,85%	-11,08pp
	Braga	2.210	2.022	8.131	4,0	10,90%	7,85%	3,05pp	1.680	1.811	26.891	14,8	18,85%	7,85%	11,00pp
	Esposende	293	219	1.659	7,6	12,34%	7,85%	4,49pp	586	267	1.083	4,1	5,22%	7,85%	-2,63pp
	Fafe	512	389	1.670	4,3	8,78%	7,85%	0,93pp	200	170	403	2,4	5,73%	7,85%	-2,12pp
	Guimarães	1.899	1.423	7.396	5,2	10,67%	7,85%	2,82pp	1.245	1.100	14.471	13,2	25,80%	7,85%	17,95pp
	Vila Nova de Famalicão	814	637	6.881	10,8	19,60%	7,85%	11,75pp	1.240	1.029	56.949	55,3	26,35%	7,85%	18,50pp
	Vila Verde	292	219	1.118	5,1	9,13%	7,85%	1,28pp	355	210	595	2,8	4,54%	7,85%	-3,31pp
	Vizela	191	131	4.463	34,1	50,28%	7,85%	42,43pp	543	380	876	2,3	4,01%	7,85%	-3,84pp
	Felgueiras	678	518	2.451	4,7	8,86%	7,85%	1,01pp	618	499	1.137	2,3	4,94%	7,85%	-2,91pp
	Gondomar	661	453	2.139	4,7	8,08%	7,85%	0,23pp	648	647	2.640	4,1	10,28%	7,85%	2,43pp
PORTO	Lousada	512	389	1.800	4,6	8,13%	7,85%	0,28pp	447	276	550	2,0	2,20%	7,85%	-5,65pp
	Maia	632	475	3.055	6,4	13,15%	7,85%	5,30pp	178	323	2.642	8,2	37,35%	7,85%	29,50pp
	Matosinhos	497	452	5.338	11,8	26,02%	7,85%	18,17pp	381	347	2.438	7,0	19,29%	7,85%	11,44pp
	Paços de Ferreira	262	195	1.379	7,1	11,60%	7,85%	3,75pp	190	129	383	3,0	4,90%	7,85%	-2,95pp
	Paredes	262	195	1.908	9,8	16,10%	7,85%	8,25pp	381	462	1.012	2,2	7,86%	7,85%	0,01pp
	Penafiel	96	66	1.134	17,2	25,43%	7,85%	17,58pp	313	171	462	2,7	3,61%	7,85%	-4,24pp
	Porto	632	1.056	7.246	6,9	42,61%	7,85%	34,76pp	699	753	9.375	12,5	43,99%	7,85%	36,14pp
	Santo Tirso	473	351	13.309	37,9	62,74%	7,85%	54,89pp	654	422	5.447	12,9	17,30%	7,85%	9,45pp
	Trofa	324	235	596	2,5	5,17%	7,85%	-2,68pp	88	102	1.108	10,9	34,55%	7,85%	26,70pp
	Valongo	756	519	2.597	5,0	8,65%	7,85%	0,80pp	837	628	4.351	6,9	12,21%	7,85%	4,36pp
VIANA DO CASTELO	Vila do Conde	869	716	3.329	4,7	10,03%	7,85%	2,18pp	1.251	953	2.847	3,0	6,03%	7,85%	-1,82pp
	Vila Nova de Gaia	1.696	1.619	6.401	4,0	11,32%	7,85%	3,47pp	1.511	1.068	4.729	4,4	9,45%	7,85%	1,60pp
	Caminha	650	408	2.196	5,4	7,83%	7,85%	-0,02pp	1.253	1.130	1.990	1,8	2,85%	7,85%	-5,00pp
	Paredes de Coura	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00pp	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00pp
	Ponte de Lima	187	146	393	2,7	6,34%	7,85%	-1,51pp	86	61	297	4,9	12,33%	7,85%	4,48pp
	Póvoa do Varzim	1.041	802	2.263	2,8	5,30%	7,85%	-2,55pp	599	643	5.807	9,0	21,79%	7,85%	13,94pp
	Valença	200	147	858	5,8	11,18%	7,85%	3,33pp	180	61	4.819	79,0	49,74%	7,85%	41,89pp
	Viana do Castelo	1.508	1.166	5.602	4,8	9,35%	7,85%	1,50pp	696	594	11.525	19,4	36,28%	7,85%	28,43pp
	Vila Nova de Cerveira	105	73	649	8,9	13,57%	7,85%	5,72pp	5	6	46	7,7	31,55%	7,85%	23,70pp
	Outros Investimentos		3.366							3.247					
CONCESSÃO		22.489	15.643	104.163	6,7	11,48%	7,85%	3,63pp	21.024	14.757	169.319	11,5	12,87%	7,85%	5,02pp

Quadro 10: Comparação entre Real de 2017 e ano de 2017 do PDIRDGN 2016

No PDIRDGN 2016 foi proposto um investimento global em 2018 de 22,7M€, que corresponderia a um acréscimo de pontos de abastecimento de 15.392. O consumo anual estimado associado a estes pontos de abastecimento era de 105 GWh.

O investimento realizado em 2018 foi de 24,1M€, 6% acima do previsto no PDIRDGN 2016, com um acréscimo de pontos de abastecimento de 13.833, menos 10% que o projetado. Em termos de grandes consumos, foram conseguidos 3 pontos de abastecimento adicionais em MP e 20 em BP> (+48%), o que impulsionou a energia veiculada para 143GWh, 36% acima do previsto.

Apreciando os projetos realizados em 2018 e a sua distribuição por concelho, é possível concluir sobre um resultado favorável traduzido no prémio de 1,44pp para o SNGN, embora menor que a previsão de PDIRDGN 2016 que apontava para 3,63pp (-2,19pp), conforme é ilustrado no quadro abaixo.

Distrito	Concelho	Ano de 2018 de PDIRDGN 17-21							Real de 2018						
		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	KWh/PA	%	%	pp
BRAGA	Barcelos	820	610	4.664	7,6	20,59%	7,85%	12,74pp	611	404	33.528	83,0	31,17%	7,85%	-11,08pp
	Braga	2.251	1.992	7.109	3,6	10,90%	7,85%	3,05pp	1.574	1.624	25.320	15,6	22,94%	7,85%	15,09pp
	Esposende	288	215	1.066	5,0	12,34%	7,85%	4,49pp	552	342	2.642	7,7	11,23%	7,85%	3,38pp
	Fafe	524	397	2.509	6,3	8,78%	7,85%	0,93pp	195	173	996	5,8	15,20%	7,85%	7,35pp
	Guimarães	2.021	1.454	8.664	6,0	10,67%	7,85%	2,82pp	1.042	949	5.365	5,7	12,62%	7,85%	4,77pp
	Vila Nova de Famalicão	795	650	6.689	10,3	19,60%	7,85%	11,75pp	1.826	916	8.759	9,6	10,57%	7,85%	2,72pp
	Vila Verde	288	215	1.401	6,5	9,13%	7,85%	1,28pp	816	324	2.558	7,9	5,63%	7,85%	-2,22pp
	Vizela	184	134	3.890	29,0	50,28%	7,85%	42,43pp	585	388	969	2,5	4,21%	7,85%	-3,64pp
PORTO	Felgueiras	695	529	2.479	4,7	8,86%	7,85%	1,01pp	402	315	961	3,1	6,72%	7,85%	-1,13pp
	Gondomar	608	462	2.105	4,6	8,08%	7,85%	0,23pp	972	544	1.739	3,2	4,12%	7,85%	-3,73pp
	Lousada	524	397	1.468	3,7	8,13%	7,85%	0,28pp	293	191	1.214	6,4	9,00%	7,85%	1,15pp
	Maia	623	466	3.666	7,9	13,15%	7,85%	5,30pp	482	418	4.099	9,8	21,10%	7,85%	13,25pp
	Matosinhos	491	446	2.809	6,3	26,02%	7,85%	18,17pp	583	294	2.176	7,4	10,54%	7,85%	2,69pp
	Paços de Ferreira	268	199	1.039	5,2	11,60%	7,85%	3,75pp	262	112	375	3,3	3,64%	7,85%	-4,21pp
	Paredes	268	199	1.336	6,7	16,10%	7,85%	8,25pp	1.620	834	4.444	5,3	5,15%	7,85%	-2,70pp
	Penafiel	98	67	4.871	72,7	25,43%	7,85%	17,58pp	134	127	321	2,5	7,19%	7,85%	-0,66pp
	Porto	580	1.065	8.047	7,6	42,61%	7,85%	34,76pp	749	818	26.384	32,3	45,28%	7,85%	37,43pp
	Santo Tirso	468	346	10.378	30,0	62,74%	7,85%	54,89pp	158	199	540	2,7	10,85%	7,85%	3,00pp
	Trofa	320	231	586	2,5	5,17%	7,85%	-2,68pp	142	145	560	3,9	13,59%	7,85%	5,74pp
	Valongo	707	530	3.503	6,6	8,65%	7,85%	0,80pp	232	277	1.446	5,2	16,03%	7,85%	8,18pp
	Vila do Conde	858	705	4.233	6,0	10,03%	7,85%	2,18pp	1.514	956	2.907	3,0	4,36%	7,85%	-3,49pp
	Vila Nova de Gaia	1.745	1.645	10.154	6,2	11,32%	7,85%	3,47pp	1.492	1.176	4.803	4,1	8,86%	7,85%	1,01pp
VIANA DO CASTELO	Caminha	320	145	1.179	8,1	7,83%	7,85%	-0,02pp	861	964	1.834	1,9	5,50%	7,85%	-2,35pp
	Paredes de Coura	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00pp	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00pp
	Ponte de Lima	197	144	2.952	20,5	6,34%	7,85%	-1,51pp	222	70	775	11,1	5,69%	7,85%	-2,16pp
	Póvoa de Varzim	1.027	788	2.874	3,6	5,30%	7,85%	-2,55pp	683	673	1.865	2,8	8,47%	7,85%	0,62pp
	Valença	197	144	1.258	8,7	11,18%	7,85%	3,33pp	84	78	289	3,7	11,96%	7,85%	4,11pp
VIANA DO CASTELO	Viana do Castelo	1.595	1.146	4.150	3,6	9,35%	7,85%	1,50pp	529	519	1.894	3,6	10,13%	7,85%	2,28pp
	Vila Nova de Cerveira	91	71	180	2,5	13,57%	7,85%	5,72pp	32	3	4.484	1.494,7	232,72%	7,85%	224,87pp
Outros Investimentos		3.843							5.423						
CONCESSÃO		22.698	15.392	105.257	6,8	11,48%	7,85%	3,63pp	24.069	13.833	143.248	10,4	9,29%	7,85%	1,44pp

Quadro 11: Comparação entre Real de 2018 e ano de 2018 do PDIRDGN 2016

4.2. 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 Portugás desenvolve a sua atividade em todos os concelhos da área de concessão, com exceção de Paredes de Coura, para o qual está previsto investimentos no ano de 2021.

A caracterização da zona concessão para os 29 concelhos, com referência a 2019 é sintetizada no quadro seguinte, num conjunto de indicadores-chave que combinam informação de carácter global, com fonte nos dados Pordata 2018, e informação específica da empresa, de natureza comercial e técnica.

Categorias		Indicadores-chave
Caracterização global	Área (km ²)	4.365
	População	2.562.398
	Nº de fogos	1.241.564
	Nº de edifícios	704.114
	Nº de indústrias	15.481
	Nº Freguesias	840
	Extensão das vias (km)	15.035
Caracterização infraestrutura	Extensão total de rede (km)	5.702
	Rede Primária	403
	Rede Secundária (inclui urbanizações)	4.774
	Ramais	525
	Ramais (#)	128.468
	Densificação da infraestrutura na Concessão	PA's Ativos (#)
PA's Total (#)		429.796
PA's ativos (#) / PA's total (#)		88%
PA's ativos (#) / rede secundária (km)		79
PA's total (#) / rede secundária (km)		90
Rede secundária (km) / extensão das vias (km)		32%
Taxa de penetração ativa (PA's ativos/ nº Fogos)		30%
Taxa de penetração total (PA's total/ nº Fogos)		35%
Freguesias abastecidas (#)		412
Freguesias abastecidas / total de freguesias (%)		49%
Contribuição Ambiental		Emissões de CO ₂ anual evitadas (ton)

Quadro 12: Caracterização de área de concessão em 2019

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 2.562 milhares de pessoas, representando 938 milhares de famílias que habitam cerca de 1.241 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-nos, cruzando estes indicadores, uma indicação do esforço para atender às necessidades dessa população. A informação de que dispõe indica a existência de aproximadamente 15 mil km de via pública.

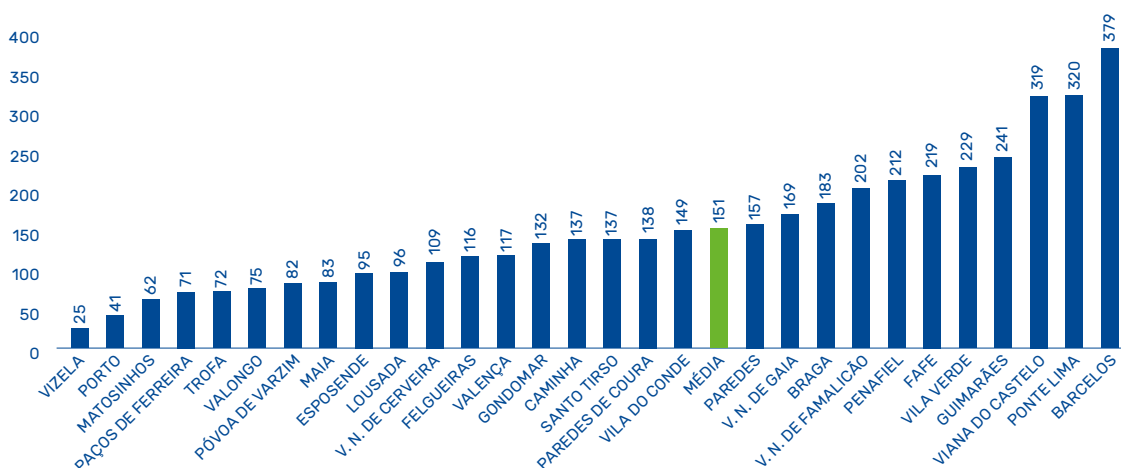


Gráfico 3: Área dos concelhos da concessão (km²)

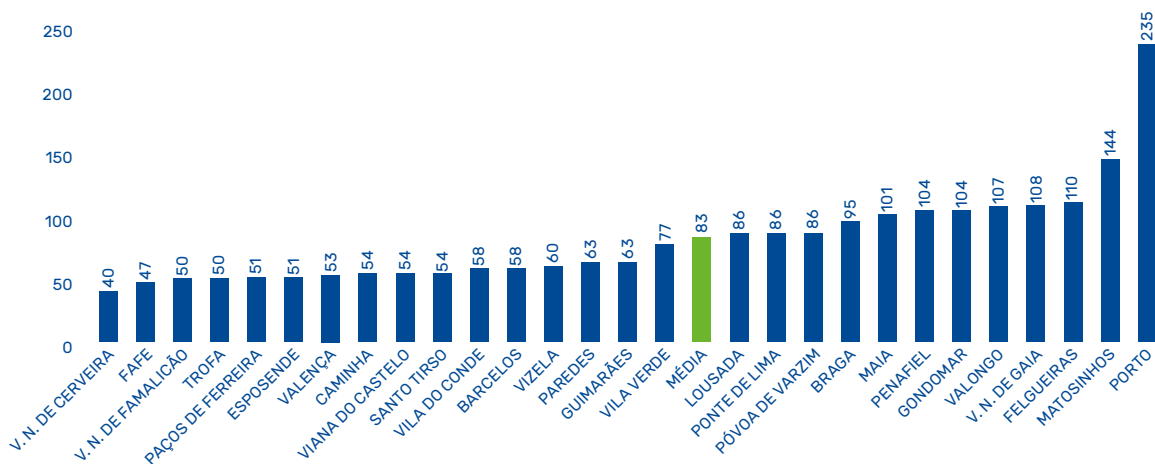


Gráfico 4: Número de fogos por km de via pública, 2019 (#/km)

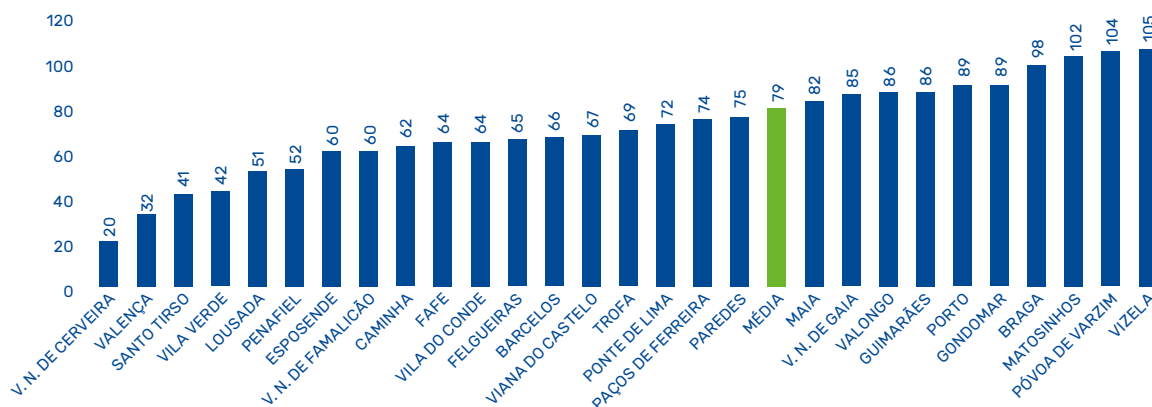


Gráfico 5: PAs ativos por km de rede secundária, 2019 (#/km)

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).

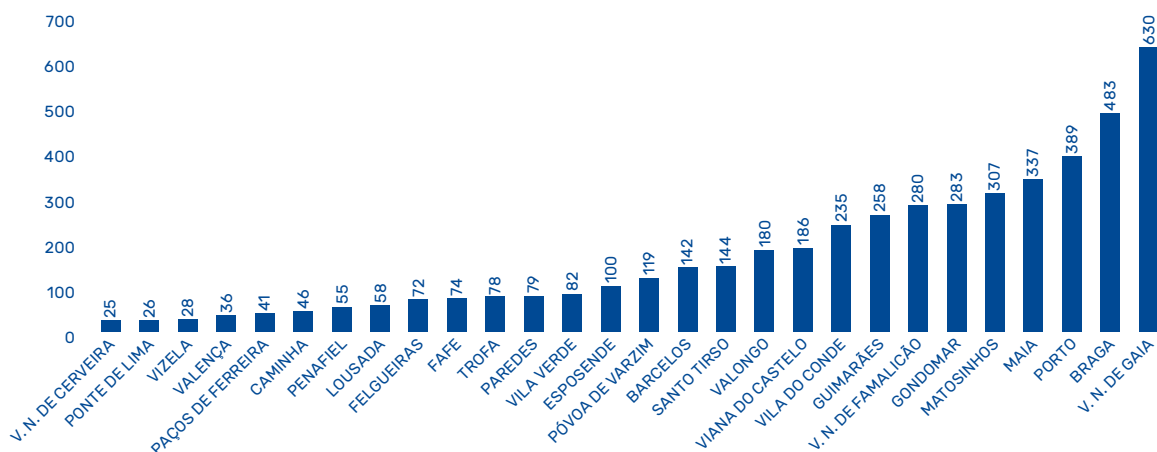


Gráfico 6: Extensão da rede secundária, 2019 (km)

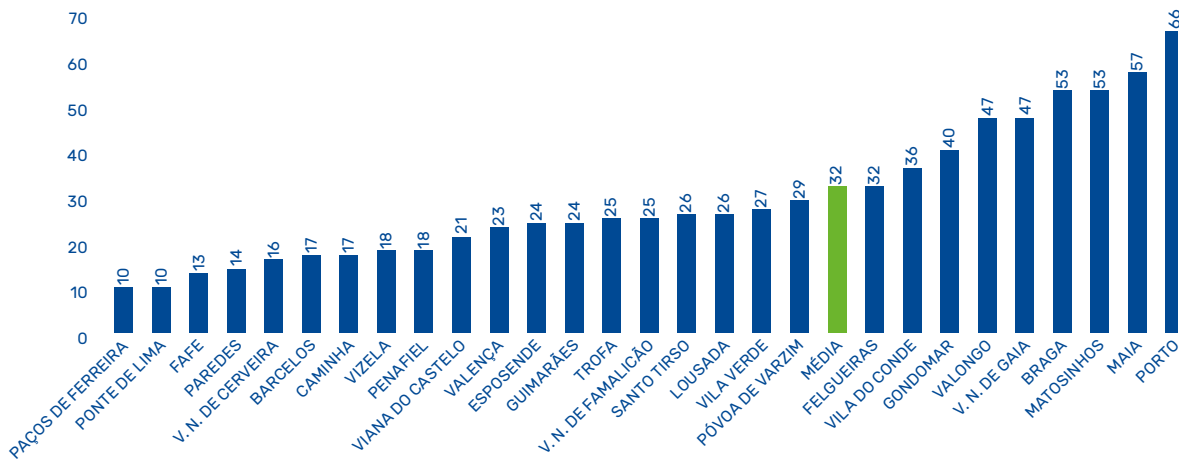


Gráfico 7: Extensão da rede secundária por extensão de rede de via pública, 2019 (%)

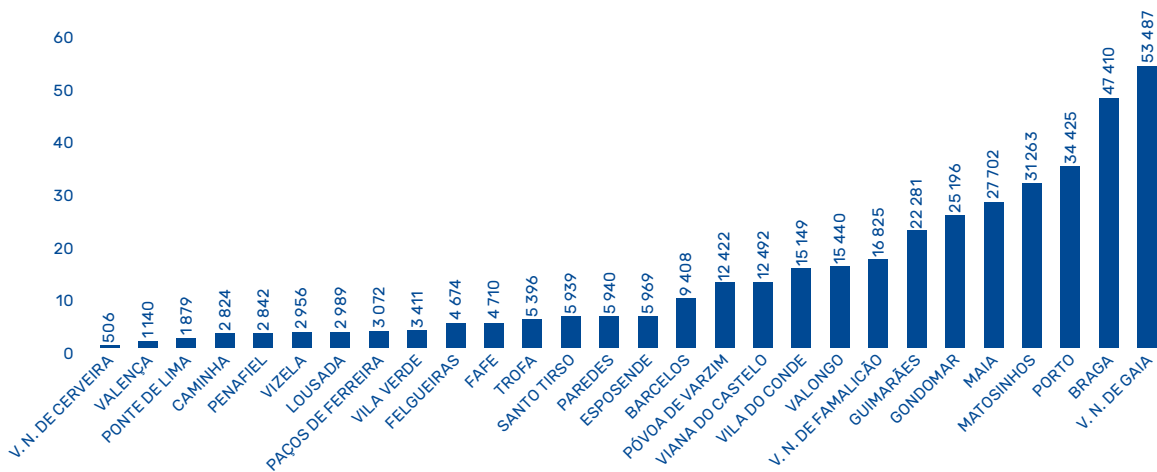


Gráfico 8: PAs ativos por concelho, 2019 (#)

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 30%, sendo certo que existem cerca de 52mil pontos de abastecimento disponíveis para ativação de fornecimento, estando 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 35% no final de 2019.

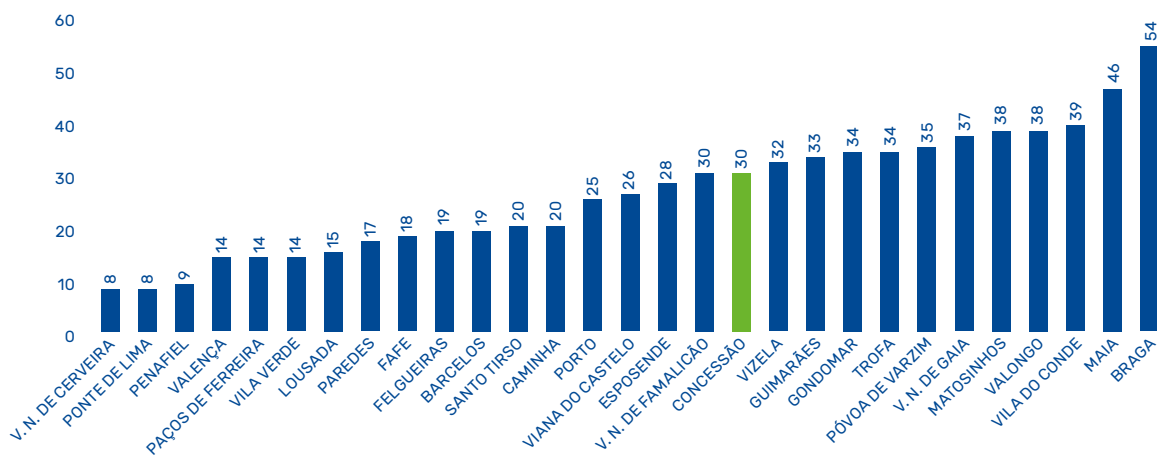


Gráfico 9: Taxa de penetração ativa - PAs ativos / n° fogos - 2019 (%)

A área de influência da infraestrutura da Portgás abrange cerca de 49% 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 Natural, o número de fogos existentes é de 1.028.713 o que equivale a 82,9% do total da concessão.

FREGUESIA ABASTECIDA / FREGUESIA NÃO ABASTECIDA

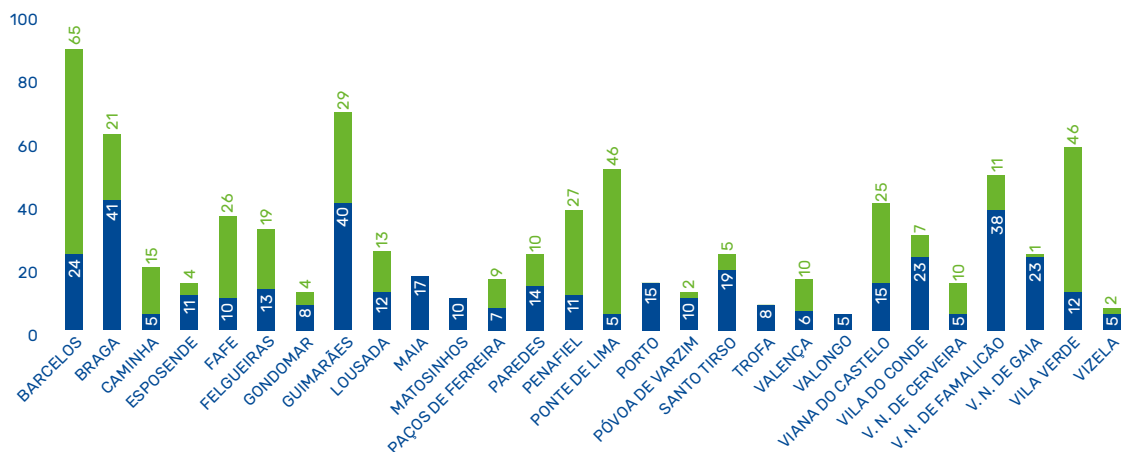


Gráfico 10: Caracterização das Freguesias por concelho quanto à disponibilidade de Gás Natural

Não obstante a quase 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, verifica-se que os concelhos com maior magnitude em termos de extensão de rede também são os municípios onde se regista o maior número de pontos de abastecimento ativos. Essa regra pode não ser completamente observada nos concelhos com um desenvolvimento mais incipiente.

Contudo, 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.

4.3. Qualidade de Serviço

A ERSE republicou o Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) em 2017, passando a ser comum ao setor elétrico e ao setor do gás natural, pelo Regulamento 629/2017, de 20 de dezembro, que entrou em vigor em janeiro de 2018.

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 SNGN, estabelecendo as regras de avaliação e caracterização da qualidade do serviço de fornecimento de gás natural.

Assim, a partir de 2018, a monitorização dos indicadores foi atualizada para dar cumprimento ao regulamento atualmente em vigor, pelo que serão apresentados indicadores para os anos 2018 e 2019.

Para efeitos de cálculo dos indicadores de natureza técnica, as classes de interrupção são identificadas consoante as causas que lhe dão origem (artigo 33º 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 13: Classes de interrupção

Conforme se poderá observar nos quadros abaixo, importa 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 2018 e 2019.

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)	
			2018	2019	2018	2019	2018	2019
não controlável acidental	doméstico	Baixa Pressão	10,03	3,38	3,77	0,76	376,45	224,54
		Baixa Pressão	16,83	2,83	4,06	0,98	241,28	346,09
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Total	10,24	3,36	3,78	0,77	369,35	227,99
controlável acidental	doméstico	Baixa Pressão	0,00	0,25	0,00	0,02	0,00	93,24
		Baixa Pressão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	não doméstico	Média pressão	0,00	6,62	0,00	0,94	0,00	142,00
		Total	0,00	0,25	0,00	0,02	0,00	93,76

Quadro 14: Indicadores gerais de qualidade de serviço técnico

Uma vez que os valores padrão definidos pela ERSE (quadro 15) se aplicam exclusivamente às interrupções controláveis, poder-se-á concluir que a Portgás cumpriu com os indicadores gerais de natureza técnica.

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 15: 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.

Os quadros seguintes apresentam os valores relativos à resposta a situações de emergência e a assistências técnicas a clientes, nos quais a Portgás regista valores de cumprimento acima dos padrões estabelecidos no RQS.

Situações de emergência	2018	2019
Situações de emergência com tempo de chegada ao local inferior ou igual a 60 minutos	3.084	3.458
Comunicações de situações de emergência recebidas	3.192	3.509
Padrão ERSE = 85%	96,6%	98,5%
Assistências técnicas	2018	2019
Comunicações de avarias que originaram deslocações para assistência técnica	2.971	3.070
Deslocações, para assistência técnica a clientes prioritários, com tempo de chegada inferior a 2 horas	21	11
Deslocações, para assistência técnica a clientes não prioritários, com tempo de chegada inferior a 4 horas	2.950	3.059
% de deslocações, para assistência técnica com tempo de chegada inferior a 2 horas (clientes prioritários) e 4 horas (clientes não prioritários).	100%	100%

Quadro 16: Indicadores gerais de qualidade de serviço comercial

Os níveis de qualidade de serviço verificados nos últimos anos são muito elevados. Não obstante, os demais vetores de investimento têm sempre em consideração a manutenção 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
da Rede 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 page features several thick, vibrant green lines that curve and loop across the background. Some lines end in small, cloud-like or leaf-like shapes, adding a decorative and organic feel to the design.

5.

Planeamento e Organização



5. Planeamento e Organização

5.1. Modelo de Desenvolvimento de Negócio

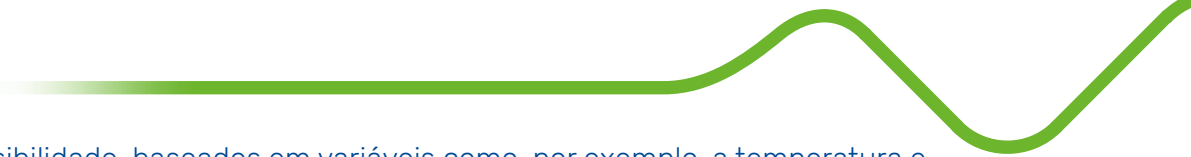
A Portgás é caracterizada por possuir uma forma de atuação focada na eficiência operacional, segurança e qualidade de serviço. Para alcançar esses objetivos, tem vindo a desenvolver sistemas de informação de suporte à operação com recolha de informação mais pormenorizada e completa, de forma a garantir 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 utilizador final.

Esta é uma área em que a Portgás tem vindo a desenvolver estudos e projetos piloto suportada numa estratégia baseada nas tendências e melhores práticas do mercado, como a digitalização e automatização dos processos de suporte, na melhoria do suporte das operações de *workforce management*, nas comunicações baseadas no *IoT – Internet of Things*, nas plataformas colaborativas e com impacto nos clientes focada no conceito do *customer-centricity*, nas plataformas de *energy data management*, em plataformas de gestão de ativos permitindo uma mudança gradual para a manutenção baseada na condição e na gestão do risco, na integração progressiva do conceito de *smart* nas redes de distribuição, tudo no sentido de fazer face aos desafios da descarbonização e continuar a posicionar a empresa em contextos de excelência operacional mantendo rácios de referência para o sector.

Numa perspetiva de consolidação das práticas de gestão e aproximação da estratégia à operação da prestação de serviços, a Portgás promove ações de formação e monitoriza o cumprimento de níveis de serviço através da definição de SLA - *service level agreement*, nos contratos com os parceiros, aliados à realização de auditorias e inspeções cobrindo os diversos ângulos de atuação – Qualidade, Ambiente e Segurança, entre outros - o que permite a prestação de um serviço de excelência, circularizando a cadeia de valor no âmbito do ciclo PDCA (*Plan, Do, Check and Act*).

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 Portugás 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.

A contribuição da Portugás no âmbito da revisão de regulamentos e legislação do sector, particularmente no âmbito das propostas de melhoria elencadas no desenvolvimento das políticas e regulamentos para o setor da energia que visam a descarbonização e a digitalização, como é exemplo o RNC 2050, PNEC 2030, PPEC, entre outros, traduz o compromisso da empresa em dotar o SNGN de instrumentos capazes de forma a garantir um controlo e monitorização desta importante área.

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 para suporte à decisão de avançar com o projeto, caso resulte benéfica para SNGN;
6. No caso da análise de viabilidade (metodologia da taxa interna de rentabilidade) efetuada em 5 não resulte benéfica para o SNGN, 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.

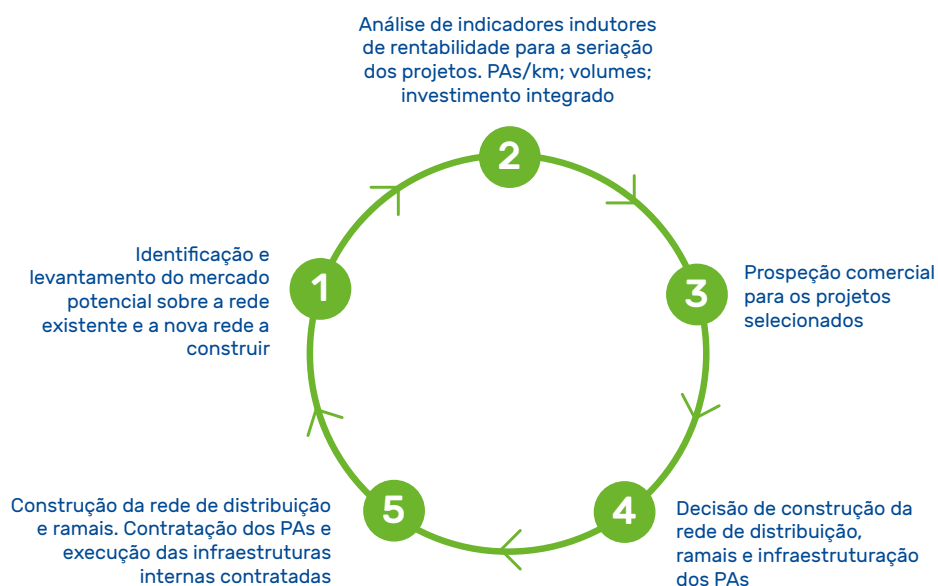


Figura 10: Esquema da Rede Primária e Secundária da área da Portgás

Este processo encontra-se suportado num sistema e num *modus operandi* coordenado e eficiente 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 microeconómicos regionais e que estão cadastrados nos seus sistemas de informação. Esta informação revela-se valiosa no momento da execução do presente plano, uma vez que valida com rigor a conjuntura regional e acrescenta fiabilidade à análise das variáveis macroeconómicas.

Convém referir, neste quadro, que o cenário de crescimento apresentado para Portugal de 2020 a 2022 pelo Banco de Portugal apresenta um crescimento pouco expressivo do PIB, sendo que verificaremos nos pressupostos de valorização deste documento que seremos mais ambiciosos que esta projeção quando perspetivamos a evolução da procura.

Esta estratégia de desenvolvimento do negócio permitiu atingir, no final de 2019, uma taxa de penetração total de 35% no global da área de Concessão, que traduz o quociente entre o número de pontos de abastecimento dotados de instalação de gás - 429.796, e o total de fogos da concessão.

5.2. Planeamento da Infraestrutura

As políticas pelas quais se rege o planeamento de redes de gás natural 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;
- Gestão de risco;
- Restrições técnicas;
- Avaliação técnico-económica.

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.

Uma vez realizada a análise de capacidades das redes é elaborada uma matriz de risco que integra a probabilidade de falha, por um lado, e o impacto no negócio, por outro.

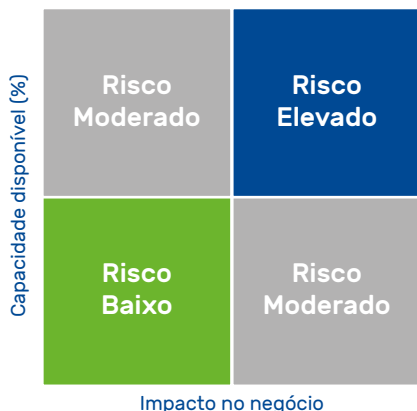


Figura 11: Matriz de Risco – Capacidade disponível

Em simultâneo é realizada uma análise de risco, quer de resiliência quer de capacidade relativa dos sistemas e subsistemas.

Note-se que o facto de existirem sistemas e subsistemas interligados, não significa que exista redundância entre GRMS e PRM, nomeadamente em caso de falha por causas exógenas (roturas de rede, por exemplo), avaria ou necessidades de manutenção.

A realização de estudos detalhados de forma periódica das condições de operação implica a construção e atualização de modelos de rede. No âmbito da calibração (otimização) dos modelos é utilizada a seguinte informação de base:

- Dados de GRMS (REN)
- Dados dos PRM de rede (SCADA)
- Dados dos clientes telecontados (sistema AVE)
- Sensores de pressão nos PRM de rede e, em alguns pontos estratégicos, nos PRM de cliente
- Dados dos clientes não telecontados (SIG e SAP-ATR)

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

Análise de Risco

A análise de risco é fundamental para que o investimento seja canalizado para as redes que têm mais impacto no negócio.

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 PA 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 PA 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.

Uma vez conhecida a capacidade disponível, a capacidade máxima e o número de PA abastecidos (nos subsistemas de rede secundária), determina-se o grau de risco na matriz (ver Figura 12), classificando de acordo com a priorização abaixo:

- Azul – Grau de Risco Elevado;
- Cinzento – Grau de Risco Moderado;
- Verde – Grau de Risco Baixo.

Na rede de baixa pressão, transpondo os subsistemas representados na Figura 12 para a matriz de risco, verifica-se que existem 6 subsistemas que, aparentemente, carecem da realização de obras estruturantes para que o grau de risco reduza para níveis aceitáveis.

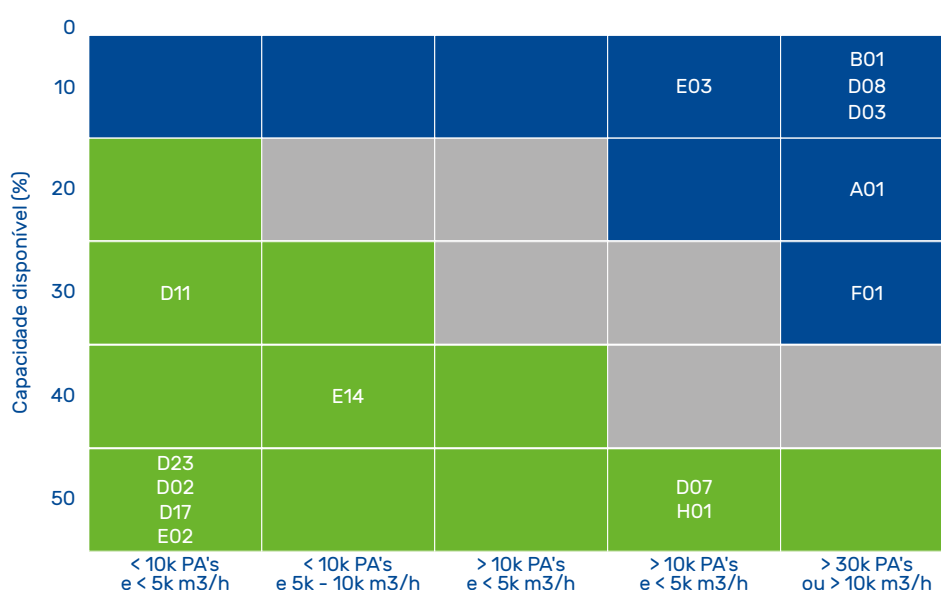



Figura 12: Matriz de risco da rede secundária – Cenário atual



Nas regiões onde a densidade populacional é baixa e a expansão da rede se encontra sobretudo alavancada pela existência de clientes industriais, verifica-se a existência de PRM isolados (redes em antena). À medida que as redes desses sistemas isolados se foram desenvolvendo, foi surgindo a oportunidade de interligar sistemas de modo a criar redundância entre PRM e, deste modo, incrementando a resiliência da rede. Apesar de se ter verificado uma expansão significativa ao nível da rede secundária ainda existem 30 PRM.

Ao nível dos sistemas isolados, o destaque vai para os sistemas do Vale do Ave, nomeadamente em Santo Tirso e Famalicão e para as regiões com alguma concentração populacional e presença de clientes industriais.

5.3. Gestão da Sustentabilidade como fator crítico de sucesso

A vivência dos sistemas de gestão implementados na Portgás encontra-se embebido na organização, contribuindo para que o desempenho do negócio esteja alinhado não só com a estratégia definida pelo conselho de administração, mas assegurando a natural conformidade dos requisitos regulatórios e normativos nas diferentes dimensões, bem como as melhores práticas de mercado e tecnologias disponíveis ou em desenvolvimento.

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, dos *stakeholders* e das comunidades em que se insere, obviamente alinhada com os principais referenciais de gestão.

A Portgás foi de facto a 1.^a *utility* portuguesa certificada pelos referenciais mais recentes dos Sistemas de Gestão da Qualidade, Ambiente, Segurança Ocupacional e Inovação. Em resultado da última auditoria integrada realizada no final de 2019, a APCER concedeu a manutenção, extensão e migração da certificação ao Sistema de Gestão da Qualidade, Ambiente, Segurança e Saúde do Trabalho e Investigação, Desenvolvimento e Inovação implementado na Portgás. Neste âmbito, a Portgás migrou para a nova norma ISO 45001 (*Occupational, Health and Safety Management System*) e tornou-se a primeira *utility* certificada em ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 e NP 4457.

Note-se que a aposta na implementação de sistemas de gestão certificados é um eixo estratégico de atuação. A migração para a nova norma ISO 45001 vem facilitar a integração com as restantes normas de gestão, sendo uma oportunidade para ampliar a cultura de boas práticas de gestão, 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 do sistema é um fator de sucesso. 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.

O Sistema Integrado de Gestão de Qualidade, Ambiente e Segurança (SIGQAS) encontra-se já numa fase avançada, representando um instrumento que suporta a estruturação da organização, promovendo a definição de princípios, políticas e metas para o desenvolvimento das atividades desempenhadas pelas diferentes áreas, onde a gestão do risco se apresenta como uma peça fundamental do desempenho do sistema. Desta



forma é garantido que a excelência, eficiência e melhoria contínua fazem parte do quotidiano de toda a cadeia de valor, entre colaboradores e parceiros.

Da mesma forma, o Sistema de Gestão de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (SGIDI), tem contribuído em grande medida para o desenvolvimento da Portgás, acompanhando as tendências das políticas (nacionais e europeias) de descarbonização e digitalização, bem como as tendências e evolução tecnológica no contexto atual de grandes alterações de políticas energéticas, sem desfocar a importância da excelência da operação e da qualidade de serviço.

O Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio procurará 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 do evento nos recursos que suportam os processos críticos do negócio, bem como disponibilizar um *framework* para reforçar a resiliência organizacional com a capacidade de obter uma resposta eficaz que salvasse a continuidade de serviço, reputação, marca e atividades que criem valor.

Relativamente à implementação de um Sistema de Gestão de Ativos, o desenvolvimento deste sistema permitirá a valorização da informação obtida sobre os ativos, de forma a potenciar ferramentas de análise e suporte à decisão, incrementando a previsibilidade, normalização e rastreabilidade das operações. Em suma, permitirá incrementar o planeamento dos investimentos e operações de manutenção de forma sustentável, assumindo uma abordagem distinta à gestão do risco associada aos ativos.

A continuidade deste programa representa uma elevada solidez da organização, pois permitirá uma preparação superior e alinhamento com pilares que constituem hoje os modernos sistemas de gestão, como a gestão de risco, a gestão das partes interessadas e o envolvimento precoce da sua cadeia de valor, garantindo a sustentabilidade global do sistema de gestão e assegurando a geração de valor.

No contexto da sua trajetória de Sustentabilidade, a Portgás mantém a intenção de dar continuidade ao esforço que prevê a sua certificação em mais dois novos referenciais, a concluir no período do presente PDIRD, designadamente:

- Continuidade de Negócio (ISO 22301)
- Gestão de Ativos (ISO 55001)

5.3.1 Sistema Integrado de Qualidade Ambiente e Segurança (SIGQAS)

O SIGQAS tem como objetivo o equilíbrio entre a procura permanente da 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.

O âmbito do sistema implementado abrange a totalidade das atividades diretas e indiretas da Portgás, incidindo assim sobre toda a sua cadeia de valor, contribuindo para um desempenho que se pretende que seja exemplar em toda a área de concessão.

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

5.3.2 Sistema de Gestão de Investigação, Desenvolvimento e Inovação (SGIDI)

A materialização do SGIDI implicou uma mudança cultural da empresa e envolve todas as partes interessadas, numa lógica de constante partilha de conhecimento entre o capital humano da organização de forma a gerar valor transversal.

Por outro lado, 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.

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.



No caso das parcerias institucionais, salienta-se o facto de a Portgás se ter tornado parceira estratégica da Innoenergy, comunidade de inovação do Instituto Europeu de Inovação e Tecnologia (órgão da União Europeia que promove a capacidade de inovação da Europa). A Portgás é o 4.º parceiro português da Innoenergy. No âmbito desta parceria encontram-se permanentemente em avaliação várias oportunidades de inovação no ecossistema europeu.

Releva-se ainda o facto da Portgás ser membro da associação europeia Eurogas, com a participação de diversos agentes de mercado ao nível europeu, 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.

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.

A relação de proximidade da Portgás 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.

5.4. Desenvolvimento de Projetos de Inovação

Ciente das necessidades do setor, a Portgás tomou a decisão de apostar na inovação tendo a expectativa de atrair de forma positiva as interfaces que fazem parte do seu ecossistema de inovação, ou seja, pretende-se posicionar a infraestrutura de gás no radar do sistema científico e tecnológico, desafiar os parceiros da cadeia de valor a desenvolver soluções inovadoras, com o objetivo de assegurar uma transição sustentável dos seus ativos com impacto positivo para a comunidade.

Tendo em vista a concretização da sua missão e visão, a Portgás tem vindo a desenvolver esforços no sentido de implementar o seu *Roadmap* de Investigação, Desenvolvimento e Inovação, ou seja, pretende-se, paulatinamente, construir uma *Smart Gas Company*, capaz de responder aos desafios do setor energético, incorporando gases sustentáveis, garantindo a qualidade de serviço, assegurando o conforto térmico à comunidade e contribuindo de forma ativa para a competitividade económica das empresas localizadas na área de concessão, assumindo claramente a meta de neutralidade de carbono até 2050 na UE.

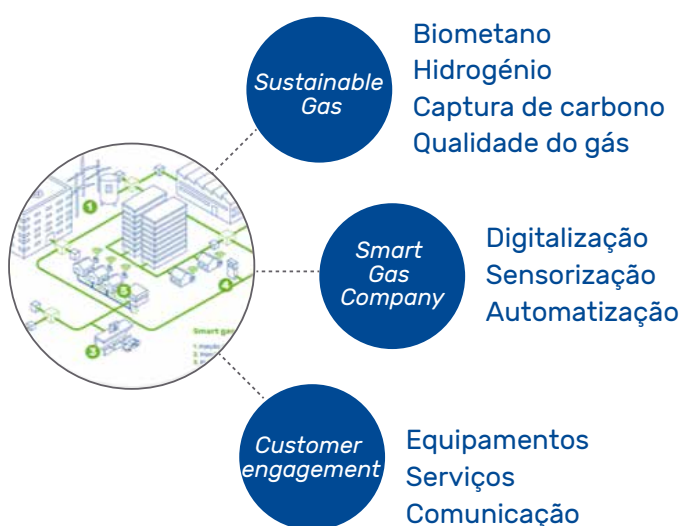


Figura 13: Política e drivers estratégicos de IDI da Portgás

Pilares – visão futuro

A política de IDI da Portgás assenta em três pilares estratégicos que revelam o foco estratégico através do qual a organização procura criar valor, construindo e renovando o seu *Roadmap* de Inovação:

- *Sustainable Gas*;
- *Smart Gas Company*;
- *Customer Engagement*

Sustainable Gas

O pilar do *Sustainable Gas* deve centrar-se nas iniciativas que não só promovam a qualidade do gás com base nas políticas europeias e normas de referência, mas que também introduzam gases de origem renovável na infraestrutura. Fruto das mudanças nas políticas europeias fica cada vez mais clara a necessidade de incluir os gases renováveis tais como o Biometano, o Metano Sintético e o Hidrogénio na infraestrutura para contribuir para a materialização do *Green New Deal* (principal bandeira do novo ciclo governativo da Comissão Europeia).

No contexto atual, devido ao incremento acelerado da competitividade de outras formas de energia, da incerteza dos mercados e das potenciais mudanças regulatórias (nacionais e europeias) que podem surgir, a Portgás poderá ter de ajustar os seus modelos de negócio de forma célere. Deste modo, é dado destaque a iniciativas que protejam a empresa de ameaças externas, antecipando as tendências do mercado, mas que também potenciem ideias de negócio disruptivas que possam potenciar novas soluções.

Smart Gas Company

O pilar da *Smart Gas Company*, constitui a componente de âmbito mais tecnológica e visa a modernização de todos os ativos da Portgás, bem como os sistemas auxiliares que permitem gerir e otimizar as operações através da sua sensorização, digitalização e automatização.

Nesta dimensão o desafio é potenciar o desenvolvimento de cada uma das áreas tecnológicas enumeradas no *Roadmap* de IDI.

Customer Engagement

A sociedade está a evoluir de soluções massificadas para soluções customizadas. Neste contexto, pretende-se priorizar iniciativas que contribuam para a promoção das vantagens do gás natural, potenciando assim o incremento do consumo em detrimento de outros vetores energéticos.

Este pilar, deve ainda, de forma proativa, desafiar os fabricantes de equipamentos de queima a gás a desenvolver soluções mais eficientes, económicas e apelativas para o cliente final, respondendo aos desafios de incorporar os gases sustentáveis.

Roadmap de IDI

No desenvolvimento da sua política de IDI a Portgás desenvolve periodicamente o "Roadmap de IDI", um documento orientador plurianual de atualização periódica 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 oportunidade. No sentido de desenvolver uma priorização dos potenciais projetos referidos foram selecionados para avaliação discreta os seguintes critérios:

- Custos estimados (prioridade: projetos com menor custo);
- Parceiros nacionais com competências (prioridade: projetos com maior número de parceiros);
- Maturidade tecnológica (prioridade: projetos com maior grau de maturidade);
- Escalabilidade (prioridade: projetos com maior possibilidade de escalabilidade);
- Adequabilidade à política de IDI (prioridade: projetos com alinhamento estratégico com a política).

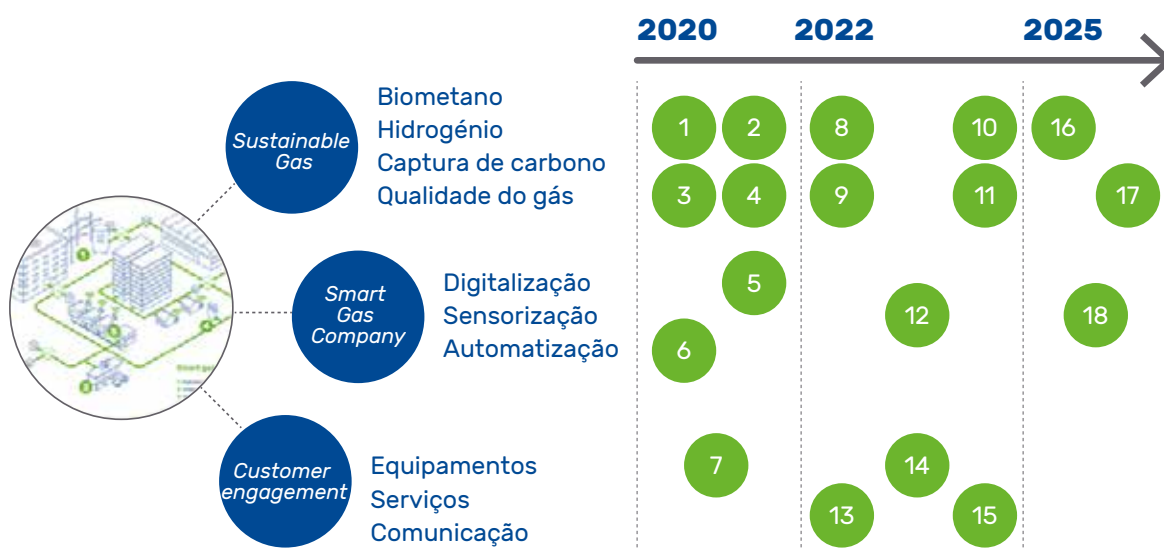


Figura 14: Roadmap IDI 2019

#	Tecnologias
1	Compatibilidade de ativos com hidrogénio
2	Injeção de biometano (purificado por PSA) com aproveitamento do CO ₂
3	Metodologias para monitorização de qualidade do gás e impactos na faturação
4	Modelos de negócio para o H ₂
5	Inteligência Artificial
6	<i>Internet of Things</i>
7	Interação com cliente final através de redes sociais
8	Incorporação de H ₂ produzido na indústria
9	<i>Power-to-gas</i> com eletrolisador alcalino e metanização por leito sólido
10	Mobilidade a H ₂ , gerado por SMR
11	Sistemas <i>offgrid com backup</i> a GN
12	Interfaces Naturais
13	Caldeiras a H ₂
14	Microgeração com células de combustível
15	Microgeração com motores ou microturbinas
16	Captura de CO ₂ (centrais térmicas, indústria e ar)
17	Hidrogénio gerado por gaseificação de biomassa
18	<i>Blockchain</i>

Na última versão do *Roadmap* constata-se que as tendências, nomeadamente as políticas públicas, levam a Portgás a apostar de forma intensiva no pilar *Sustainable Gas* de forma a assegurar uma transição sustentável dos seus ativos de distribuição para o novo paradigma energético.

Na dimensão de *Smart Gas Company*, a recomendação seguiu o preconizado em *Roadmap* anteriores, nomeadamente o investimento em *Smart Meters* nos clientes finais, reforçando naturalmente o investimento em sensorização dos ativos da infraestrutura, bem como a compatibilidade, monitorização e controlo dos ativos com gases de origem renovável. A falta de competências nos domínios digitais (que assumem cada vez maior importância), tais como o IoT ou a IA, torna a realização de projetos de IDI nesta área fundamental.

No pilar de *Customer Engagement*, decorrente do investimento potencial em *Smart Meters* e outras tecnologias, revela-se necessária a aposta em interfaces de maior proximidade com o cliente final, disponibilizando não só informação de consumo e operacional relevante, mas também a capacidade de potenciar medidas de eficiência energética pelo conhecimento aprofundado do cliente.

5.5. Avaliação do potencial de gás de origem renovável

No âmbito da parceria com a Innoenergy e face aos desenvolvimentos políticos e tecnológicos dos últimos anos a Portgás decidiu desenvolver investigação no potencial metanogénico da área de concessão, visto que é o recurso endógeno com limitação natural nas suas existências (o hidrogénio pode ser produzido multilateralmente e teoricamente de forma ilimitada), 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*.

A Portgás, consciente do panorama europeu na transição energética, abordou a interface Innoenergy surgindo, assim, a oportunidade de desenvolver um estudo¹² que propõe um modelo de negócio para a injeção do biometano em Portugal. O objetivo primário deste estudo 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 17, onde os resíduos urbanos correspondem à maior parcela, com o valor de 322,37 Mm³/ano.

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 17: Potencial biometano em Portugal

Na figura 15 é possível observar o potencial de biometano por município, onde os valo-

¹² 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>

res 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.

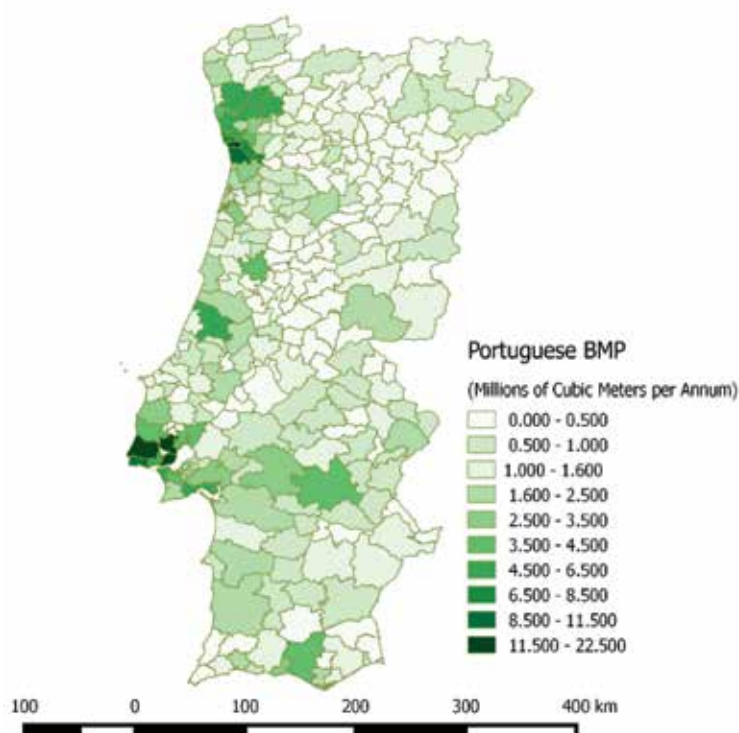


Figura 15: Potencial de biometano (do conjunto total de substratos) por município

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 18, representando um volume global de cerca de 1,1 TWh/ano de biometano, cerca de 15% do volume de gás veiculado na Portgás anualmente.

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 18: 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 NPV, aplicada aos 29 municípios que constituem a área de concessão da Portgás. Esta ferramenta mostra 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.

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 podem desempenhar um papel fundamental na gestão desta energia, quer pela descarbonização do consumo de energia a partir das redes de distribuição, quer pela gestão energética deste combustível.



Figura 16: Hydrogen costs from solar PV and onshore wind systems in the long term¹³

No mesmo estudo a IEA apresenta recomendações ao nível governamental, nomeadamente com a promoção deste vetor energético enquanto potencial endógeno e de elevada capacidade energética, capitalizando as infraestruturas de distribuição como veículo eficaz de distribuição desta forma de energia em contexto de mistura (estima-se que nas condições atuais a capacidade máxima de mistura no gás natural, comumente conhecida como *blending*, possa atingir cerca de 50% de concentração), 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 compatibilidade integral.

¹³ IEA, 2019, The Future of Hydrogen

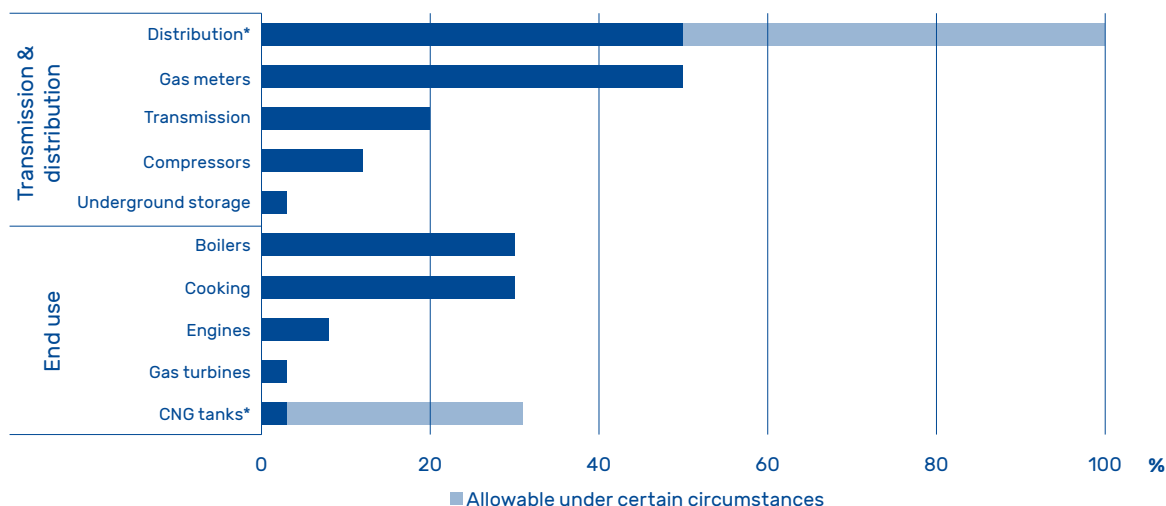


Figura 17: Tolerance of selected existing elements of the natural gas network to hydrogen blend¹⁴

Projetos – competência, capacidade tecnológica e objetivos


Na sequência da operacionalização da estratégia de IDI ficou evidente nas recomendações internas que a Portgás deveria iniciar um caminho de internalização de conhecimento na área dos gases de origem renovável, como o biometano e hidrogénio, de forma a adquirir as competências necessárias para assumir um papel relevante na cadeia de valor em Portugal. A trajetória deve ser realizada em conjunto com os parceiros institucionais e académicos, em particular os que compõe o ecossistema de inovação.

Sustainable Gas: H₂-Grid Projects

No contexto da injeção de hidrogénio nas infraestruturas de distribuição foram desenvolvidos um conjunto de projetos, sob a tutela “H₂-Grid”, que visam o desenvolvimento de tecnologias e competências na ótica do distribuidor para a veiculação de hidrogénio nas redes de distribuição, nomeadamente versando:

- 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, 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;
- Avaliação da compatibilidade das instalações de gás existentes com a injeção gradual de hidrogénio nas infraestruturas, bem com o desenvolvimento de requisitos para novas instalações;

¹⁴ IEA, 2019, The Future of Hydrogen

- 
- 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.

Sustainable Gas: Bio-Grid Projects

No âmbito da injeção de biometano na infraestrutura o *gap* de competências não se revela tão elevado como no caso do hidrogénio, pese embora não se identificando temas de compatibilidade das infraestruturas de gás, identifica-se a necessidade de investigação e desenvolvimento requisitos de controlo de injeção do biometano nos ativos de gás natural, nomeadamente a qualidade da mistura no ponto de injeção e no fluxo a jusante, bem como o controlo e despacho técnico de energia, visto que as estações de produção apresentam sensibilidade forte à variação dos volumes de injeção, pelo que nos projetos *Bio-Grid*, os principais objetivos são:

- Descarbonizar a infraestrutura com a injeção de biometano na rede de baixa e média pressão proveniente de uma estação de tratamento de resíduos urbanos;
- Identificar os impactos regulatórios e comerciais no âmbito do SNGN para a injeção de biometano;
- Desenvolver os requisitos técnicos para assegurar a injeção de bio-CH₄ nas infraestruturas de gás natural e o controlo de qualidade.
- Descarbonizar a infraestrutura com a injeção de biometano na rede de baixa e média pressão proveniente de uma estação de tratamento de águas residuais;

Em suma, o racional da proposta de investimentos apresentada pretende assegurar a transição sustentável dos ativos de distribuição para a incorporação de novos gases de origem renovável, garantindo o desenvolvimento de competências tecnológicas com parceiros académicos e institucionais, possibilitando o desenvolvimento do mercado a nível nacional, onde a Portgás assume cerca de 25% da quota dos ativos de distribuição.





Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição



.portugal

The page features a decorative background of thick, vibrant green lines that swirl and loop across the 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 2019 ficou marcado pelo abrandamento da economia mundial, estando previsto um crescimento do PIB global para 2,9%, o valor mais fraco desde a grande recessão de 2009 e muito abaixo do ritmo de crescimento de 3,6% verificado em 2018.

O crescimento económico da Zona Euro mostrou uma progressão mais lenta em 2019. O aumento do PIB foi de 1,1% (1,9% em 2018), penalizado pelo stress global do comércio e conflitos geopolíticos, e pela quebra da atividade industrial, sobretudo na Alemanha.

A economia portuguesa continuou em expansão em 2019, apesar do abrandamento da atividade económica, passando de um crescimento do PIB de 2,4% em 2018 para 2,0% em 2019, reflexo de uma conjuntura externa menos favorável. A procura interna continuou a contribuir significativamente para o crescimento económico, suportado, sobretudo, na recuperação do investimento, que cresceu 6,5% em 2019 (5,8% em 2018). O consumo privado, no entanto, desacelerou para os 2,3% em 2019 (3,1% em 2018), penalizado pela redução do ritmo de crescimento do emprego (1,0% em 2019 e 2,3% em 2018).

A taxa de desemprego, em Portugal, fixou-se nos 6,5%, confirmando uma tendência de descida que se tem vindo a verificar desde 2013, ano em que superou os 16%, segundo dados do Instituto Nacional de Estatística (INE).


6.1.2. Análise prospetiva

As perspetivas para a economia portuguesa a partir de 2020 sofreram um forte impacto com a pandemia COVID-19 e são incertas, pois estamos perante um cenário adverso, incontroável e imprevisível. Assim, o Banco de Portugal publicou dois cenários para a economia portuguesa 2020-2022 em virtude da pandemia que afeta a Humanidade, refletindo efeitos muito significativos e prolongados no tempo, conforme quadro abaixo:

Previsões Banco de Portugal	2019 (R)	Cenário base				Cenário adverso		
		2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	
PIB (Taxa de crescimento real, %)	2,2	-3,7	0,7	3,1	-5,7	1,4	3,4	
- Consumo Privado	2,3	-2,8	1,4	2,9	-4,8	1,8	3,7	
- Consumo Público	0,8	2,1	-1,3	1	3	-2	1,1	
- FBCF	6,4	-10,8	2,9	7,9	-14,9	3,4	9,3	
- Exportações	3,7	-12,1	4,2	5,5	-19,1	7,4	5,6	
- Importações	5,2	-11,9	5,5	6,2	-18,7	7,5	7,4	
IHPC (taxa de variação)	0,3	0,2	0,7	1,1	-0,1	0,5	0,7	

Quadro 19: Previsões macroeconómicas para Portugal, Banco de Portugal (2020)

De acordo com o cenário base, estima-se uma redução taxa de crescimento do PIB em 3,7% para 2020. 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 2021 está previsto um crescimento da economia portuguesa, ainda que fraco, em 0,7%, e para 2022 uma recuperação mais acentuada, traduzindo-se em 3,1%.



O investimento deverá sofrer uma forte queda, suportado na situação pandémica atual. Esta dinâmica da Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) reflete em larga medida o desempenho da componente empresarial. Após um aumento de 6,4% em 2019, a FBCF empresarial deverá cair 10,8% em 2020. Esta evolução tem implícita uma forte queda no investimento empresarial e no investimento residencial. Com a gradual normalização da atividade prevista para final de 2020, espera-se que a FBCF recupere nos anos seguintes, com o crescimento a situar-se em 2,9% em 2021 e 7,9% em 2022.

Estima-se que o consumo privado reduza 2,8% em 2020, após ter aumentado 2,3% em 2019. 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 2021 o consumo privado aumentará 1,4% e em 2022 a taxa de crescimento situar-se-á nos 2,9%.

A taxa de desemprego, numa trajetória descendente até 2019, toma agora um sentido inverso e estima-se que em 2020 atinga os 10,1%, suportada numa queda do emprego de 3,5%. Nos anos seguintes, vai reduzindo e prevê-se que situe nos 9,5% em 2021 e em 8% em 2022.

Em 2020, face ao contexto em que vivemos, estima-se que prevaleça alguma pressão para a descida de preços, mas existe muita incerteza pelo impacto dos serviços que poderão descer preços (turismo, atividades recreativas, entre outros) e pela subida de preços no que toca a produtos considerados essenciais. Como consequência, a inflação, medida pela taxa de variação do índice harmonizado de preços no consumidor (IHPC), permanecerá muito baixa em 2020, situando-se nos 0,2% face aos 0,3% de 2019. Prevê-se ainda que a mesma vá aumentando gradualmente no período 2021-22 em cerca de 1%, revelando uma recuperação da atividade económica.

Dado o impacto da pandemia na economia à escala global é esperada uma descida acentuada do preço do petróleo em dólares no ano de 2020 (40,6 dólares), relativamente a 2019 (64 dólares). Para o ano 2021, a previsão é que o preço do petróleo diminua ligeiramente face a 2020 (38,8 dólares) e em 2022 volte ao valor projetado para 2020.

No cenário adverso, o choque incitado pela pandemia sobre a economia mundial e nacional assume uma maior amplitude, verificando-se uma paralisação mais prolongada da atividade económica, traduzindo-se em maior destruição de capital e perda de emprego, provocando forte queda das exportações e do investimento, bem como uma maior redução do consumo privado. Estes impactos geram uma contração do PIB em 5,7% em 2020. O crescimento da atividade económica, neste cenário, situa-se em 1,4% em 2021 e 3,4% em 2022.

A taxa de desemprego aumenta acentuadamente em 2020, prevendo-se em 11,7% e, apesar de reduzir nos anos seguintes, 10,7% em 2021 e 8,3% em 2022, mantém-se em níveis superiores face ao cenário base.

A taxa de inflação situa-se próxima de zero em 2020, -0,1%, com ligeiro aumento nos anos seguintes, 0,5% em 2021 e 0,7% em 2022, mantendo-se a níveis mais baixos, quando comparada com o cenário base.

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% do Valor Acrescentado Bruto na região, apesar de nos últimos anos se ter intensificado o processo de terciarização. Aqui destaca-se o dinamismo do setor do turismo, que, segundo dados do último Relatório Trimestral Norte Conjuntura de 2019 disponível – 3.º trimestre (anexo 4), apresentou taxas de variação homólogas para dormidas superiores a 9,3%, 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 pós-crise, refletindo-se ainda na contínua diminuição do desemprego, redução de 10,9% no número de desempregados no 3.º trimestre de 2019, face ao homólogo de 2018.

Recorrendo a 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 União Europeia, 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 2016, alcançando os 77%, valor ainda assim abaixo dos verificados até 2010. Em 2018, o PIB nacional registou um acréscimo de 2,4%, sendo que na RN teve um crescimento acima da média nacional (2,9%).

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), bem como acelerações mais acentuadas, como em 2017 em que apresentou um crescimento de 3,5% para a RN e 3,5% a nível nacional. 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 2018, o PIB nesta região cresceu 4 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 apenas 6,2% em 2018.

Entre 2000 e 2018 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 2019 – 3.º trimestre, a evolução do comércio internacional na região caracterizou-se por:

- Um peso do comércio intra-UE, em 2019, de 81% nas exportações e 80% nas importações;
- Uma aceleração das exportações de bens por empresas sedeadas na região em relação às exportações nacionais como um todo (0,8% contra 3,2%, no 3º trimestre de 2019);
- Uma tendência ascendente nas exportações de veículos, respetivas peças e acessórios, instrumentos de precisão, ferro fundido, ferro e aço, indústrias fortemente dependentes de gás natural.

Quanto ao setor da construção, verificou-se:

- Um contínuo crescimento das licenças para construções em 2019 e um crescimento homólogo de 7,1%;
- Incremento de 12,4% nos fogos licenciados em construções novas para habitação no terceiro trimestre de 2019, face ao terceiro trimestre de 2018.

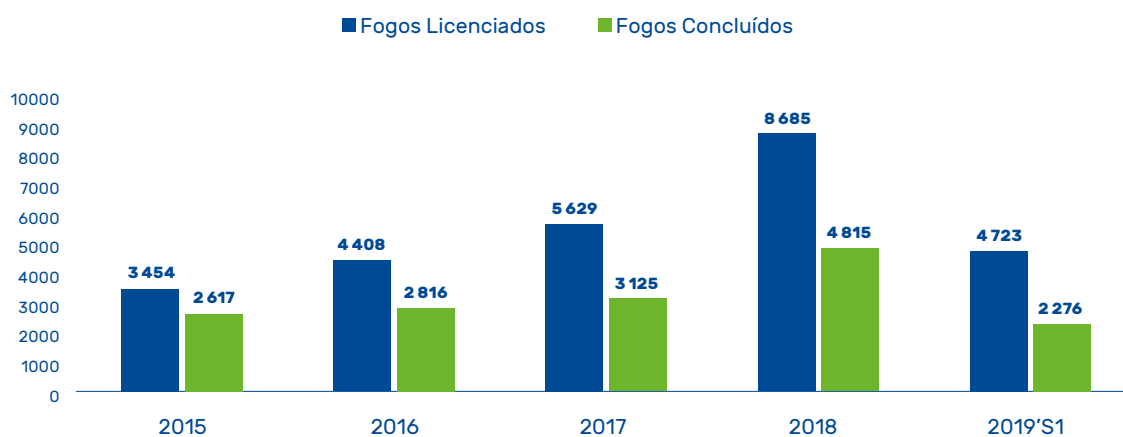


Gráfico 11: Nova construção em Portugal 2015-2019

Dados do IMPIC do 1º semestre, zona Norte do país

Quanto ao crédito constatou-se:

- Uma variação homóloga de 0,8% no terceiro trimestre de 2019, interrompendo uma sucessão de 32 trimestres sem qualquer aumento neste indicador;
- O rácio de crédito às empresas vencido diminuiu de 8,3% no terceiro trimestre de 2018 para 4,7% no terceiro trimestre de 2019.



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

- Aumento de 9,3% em termos homólogos no 3º trimestre de 2019 nas dormidas, e 9,7% no número de hóspedes;
- As dormidas de residentes no estrangeiro representaram 61,7% do total, no 3.º trimestre de 2019, mais 1,4 p.p. face ao observado no trimestre homólogo de 2018.

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


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 demais 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, entre 2014 e 2020. 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 março de 2020, haviam sido aprovados, no âmbito do programa Norte 2020 (parte integrante do programa Portugal 2020) 8.605 projetos, prevendo-se um financiamento total superior a 2600M€. Destes, cerca de 5300 incidem concretamente em concelhos da área de concessão da Portgás, com montantes de financiamento que ultrapassam os 1400M€. Relativamente à temática da Competitividade e Internacionalização (Programa Compete 2020), esta permitiu às empresas dos concelhos da área de concessão da Portgás, obter cerca de 800M€ 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. 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.



A 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, e com o atual quadro comunitário de financiamento a terminar em 2020, serão definidas as prioridades para a preparação do desenvolvimento de Portugal para o período de 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. Neste particular, cabe referir, a nível nacional, a publicação do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (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 deverá traduzir 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.

A Portgás alinha, portanto, a sua atividade com os objetivos descritos, não só ao permitir o fornecimento de uma energia mais limpa que as alternativas, que permite uma poupança anual de emissões de CO₂ superior a 510 mil toneladas na área de concessão, equivalente às emissões anuais de, aproximadamente, 307 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 5.4.

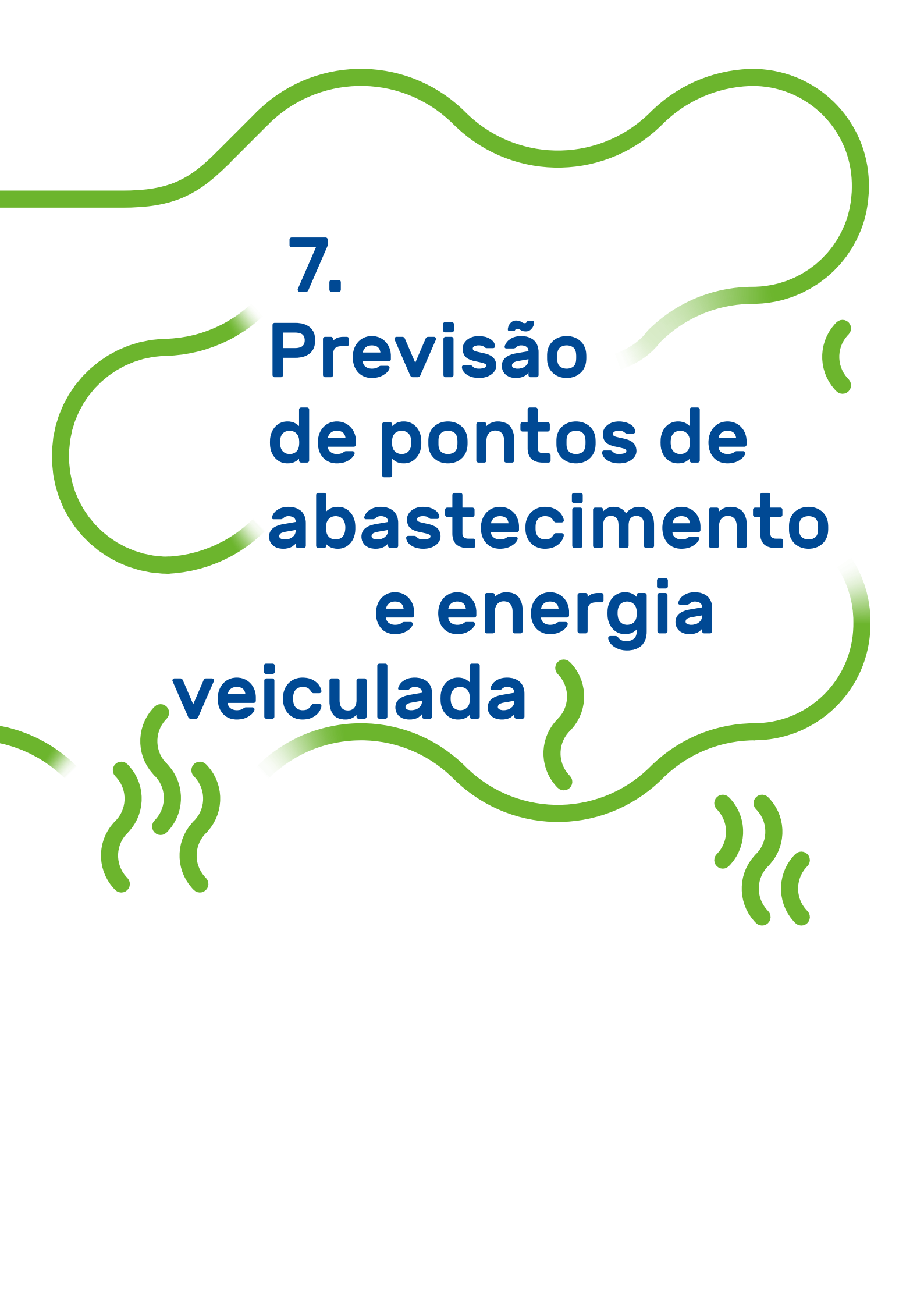




**Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição**



.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 SNGN 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 4.2., 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 considera a maturidade do desenvolvimento da infraestrutura e a viabilidade económica da troca de energia para o consumidor final, para serem atingidos os níveis de penetração equivalentes aos padrões europeus. Isso dependerá diretamente de fatores como:

- Encargos com a ligação à rede;
- Encargos com a infraestruturação de instalações interiores para conversão de consumo;
- Custo do gás natural em relação a outros combustíveis utilizados atualmente para aquecimento ambiente, aquecimento de águas sanitárias e cozinha;
- Custo de novos gasodomésticos;
- Esforço financeiro para o aquecimento doméstico (que, independentemente do tipo de combustível, pode ser uma função aproximada do valor de graus dia de aquecimento registado no ano).

A previsão de captação de novos pontos de abastecimento assenta, em larga medida (86%) na conversão de consumos no mercado por infraestruturar - mercado existente, sendo este segmento que também permitirá otimizar a utilização das infraestruturas a construir.

PA's no período	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Mercado Novo	1.130	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	8.000
Mercado Existente	10.940	11.200	11.015	10.898	10.617	10.362	10.008	52.900
Conversão	8.430	9.152	9.031	8.936	8.702	8.495	8.207	43.371
Reconversão	2.086	1.562	1.540	1.527	1.491	1.450	1.402	7.410
Pequeno Terciário	424	486	444	435	424	417	399	2.119
Grande Consumo	75	43	59	61	67	52	49	288
PA's no período	12.145	12.843	12.674	12.559	12.284	12.014	11.657	61.188

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

Refira-se, mais uma vez, que a estimativa de pontos de abastecimento a captar resulta de informação comercial de redes cadastráveis e auditáveis nos sistemas de informação da Portgás.

A evolução dos pontos de abastecimento reflete o investimento apresentado para o período 2021-25, permitindo crescer mais 62 mil novos pontos de abastecimento ao parque previsto para final de 2020, dos quais 288 de grande consumo.

Neste quadro, será expectável atingir os 428 mil pontos de abastecimento em 2023 e um total superior a 451 mil pontos de abastecimento em 2025.

PA's acumulados	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)
MP	144	163	163	163	163	164	164
BP>	1.534	1.558	1.617	1.678	1.745	1.796	1.845
BP<	376.069	388.869	401.484	413.982	426.199	438.161	449.769
TOTAL	377.747	390.590	403.264	415.823	428.107	440.121	451.778
% Crescimento	3,2%	3,4%	3,2%	3,1%	3,0%	2,8%	2,6%

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

O investimento proposto tem em consideração a captação de novos pontos de abastecimento por via da integração de novas zonas de consumo e também por densificação da rede existente.

Neste quadro de evolução, a taxa de penetração ativa projetada para final do período atingirá 36%, isto é, do total de pontos de abastecimento da área de concessão, cerca de 36% estarão ligados. Esta evolução traduz um crescimento em ópp face ao nível registado em 2019, com uma taxa de penetração ativa de 30%.

A previsão para o ano 2020 aponta para uma taxa de penetração ativa próxima de 31%.

Taxa de Penetração Ativa	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)
PA's Ativos (#)	377.747	390.590	403.264	415.823	428.107	440.121	451.778
Nº de fogos Concessão (k#)	1.241,6	1.241,6	1.241,6	1.241,6	1.241,6	1.241,6	1.241,6
Taxa de Penetração Ativa	30%	31%	32%	33%	34%	35%	36%

Quadro 22: Taxa de penetração ativa (%)

A taxa de penetração total projetada para o final do horizonte PDIRDGN será de 39%, ou seja, mais 4pp do que a registada em 2019 (35%). Isto quer dizer que o número de pontos de abastecimento com rede de distribuição de GN disponível na Concessão será, em 2025, de 39%. No ano 2020 prevê-se uma taxa de penetração total de 36%.

7.2. Projeção de consumos e energia

Os pressupostos da projeção de consumos para o período do plano de investimento não são transversais aos diferentes níveis de pressão.

Para o nível de pressão BP< foram considerados para todo o horizonte deste PDIRD projeções de consumos unitários suportadas, de forma geral, no histórico de 2019 e também na tipologia de consumos dos pontos de abastecimento previstos captar nos

projetos a desenvolver nas novas zonas de consumo. Os incrementos de energia veiculada devem-se, então, sobretudo ao aumento da base de pontos de abastecimento.

Para os níveis de pressão BP> e MP foram assumidos os consumos unitários de 2019 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 consumos superiores a 10.000 m³/ano, é fundamental para a sustentabilidade de todo o sistema tarifário, e por isso, é realizada pela Portgás uma prospeção pormenorizada, de forma a possibilitar a identificação de grandes consumidores que utilizam outras formas de energia diferentes do gás natural, seguida por um contacto onde são explicitadas todas vantagens na conversão dos seus consumos para gás natural.

A identificação individual dos consumos nesta tipologia de clientes, para cada ano deste PDIRD, acresce ao *stock* de consumos cerca de 70 GWh/ano, contribuindo, por sua vez, para mais 30 GWh/ano de consumos de BP<, dada a complementaridade dos projetos.

Os respetivos consumos projetados na área de concessão da Portgás têm em conta o *mix* de clientes que se pretende atingir em cada concelho, assumindo históricos de consumos estáveis no nível registado em 2019.

De referir que esta opção conservadora para a projeção de consumos unitários por parte da operadora, permite aferir a robustez dos pressupostos do projeto agora apresentado.

Energia Veiculada	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)
MP	4.913	4.898	5.163	5.163	5.163	5.169	5.174
BP>	1.269	1.268	1.315	1.397	1.479	1.570	1.662
BP<	1.179	1.200	1.194	1.233	1.271	1.309	1.346
TOTAL	7.361	7.367	7.672	7.793	7.914	8.048	8.182
% Crescimento	1,4%	0,1%	4,1%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%

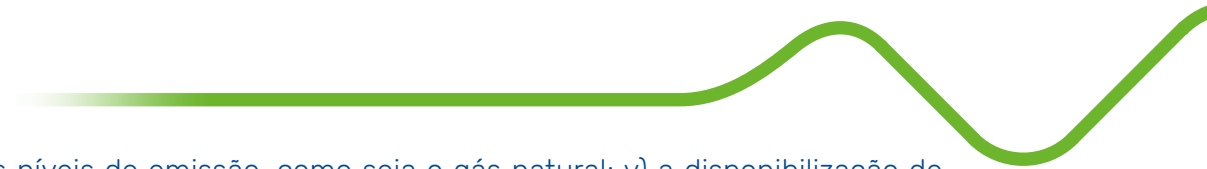
Quadro 23: Energia veiculada por nível de pressão (GWh)

Volumes unitários	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)
MP	33.081,6	31.909,9	31.675,0	31.675,0	31.675,0	31.612,0	31.549,3
BP>	841,0	820,5	828,4	847,8	864,3	886,8	913,1
BP<	3,2	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Quadro 24: Volumes unitários por nível de pressão (MWh/PA)

Constata-se, deste modo, que os volumes adicionais são integralmente conseguidos pela incorporação de novos pontos de abastecimento na rede e não através de incrementos no consumo unitário. Assim sendo, qualquer incremento dos consumos unitários que contrarie o pressuposto assumido terá um impacto favorável muito relevante no SNGN, tendo em conta o *stock* existente.

De salientar que o presente plano não incorpora impactos significativos (positivos ou negativos) resultantes de novas utilizações de gás natural e tendências do sector, tais como i) a crescente utilização do gás natural no setor dos transportes (gás natural veicular); ii) a reduzida penetração do aquecimento central na região Norte; iii) o desenvolvimento de equipamentos a gás natural captando novos potenciais mercados (microgeração); iv) a maior consciência da sociedade para as alterações climáticas, selecionando combus-



tíveis com baixos níveis de emissão, como seja o gás natural; v) a disponibilização de sítios que permitam aos clientes uma escolha informada, como o site (Poupa Energia da ADENE - Agência para a Energia); vi) o impacto dos programas de eficiência energética em Portugal, exemplo da Casa Eficiente; vii) do PPEC atualmente em consulta pública; viii) os objetivos estabelecidos no PNEC que determina o gás natural como uma solução na transição energética através do gás renovável, nomeadamente do biometano e hidrogénio; ix) as políticas europeias visando os Estados-Membros a adotar as medidas necessárias para que os edifícios novos/reabilitados tenham necessidades quase nulas de energia (os chamados *near Zero Energy Buildings* ou *nZEB*); x) a eficiência energética do lado dos equipamentos; e xi) a introdução de *smart meters* e *smart appliances* permitindo aos clientes uma maior monitorização dos seus consumos.



Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição

.portugal





8. Plano de Investimento



8. Plano de Investimento

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

Os investimentos contemplados no PDIRDGN 2020 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 natural 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 165º 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 requisitante, 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 requisitante nos termos do orçamento apresentado pelo operador da rede de distribuição.

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 rentabilidade dos mesmos, e conseqüente aumento do número de pontos de abastecimento ligados e incremento do volume de gás veiculado para o SNGN.

A empresa 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 2021–2025, tendo presente que é imperativo adaptar a infraestrutura de gás às exigências de descarbonização da economia, foi 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 126,6M€ 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	94.885
Outros Investimentos em Infraestruturas	Investimento de conformidade para renovação e reestruturação da rede	9.302
Descarbonização e Digitalização de ativos	Investimento em ativos para compatibilidade de veiculação de gás de origem renovável	11.950
Outros Investimentos	Investimento de conformidade por cumprimento legal e ativos de suporte	10.508
TOTAL PLANO INVESTIMENTO		126.644

Quadro 25: Tipologia de Investimento (m€)

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

Investimento	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	20.121	18.204	19.442	19.322	19.035	18.758	18.328	94.885
Outros Investimentos em Infraestruturas	2.020	2.735	2.862	1.954	1.660	1.540	1.286	9.302
Descarbonização e Digitalização de ativos	-	-	2.085	3.185	2.685	2.585	1.410	11.950
Outros Investimentos	3.714	2.527	2.490	2.746	2.283	1.599	1.389	10.508
TOTAL PLANO INVESTIMENTO	25.855	23.466	26.879	27.208	25.663	24.482	22.413	126.644
Contadores	486	598	659	794	650	444	524	3.070
TOTAL INVESTIMENTO P/ BASE ATIVOS	25.369	22.868	26.221	26.414	25.013	24.038	21.889	123.574

Quadro 26: 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 3M€ para o total dos cinco anos, colocando em 123,6M€ o valor global de investimento com impacto na tarifa de acesso.

Os investimentos em Descarbonização e Digitalização de ativos estão suportados em projetos com potencial de cobertura por incentivos no âmbito do desenvolvimento de utilização de gases renováveis, que a empresa antecipa poderem atingir 5,9M€ no horizonte do PDIRDGN 2020. A concretizarem-se, reduzirão o esforço de investimento da empresa e, conseqüentemente, o impacto em SNGN, colocando o valor de investimento líquido proposto em 120,9M€.

Esta proposta de PDIRDGN representa um decréscimo de 5,9% face ao plano de investimento do PDIRDGN 2018 para um total de 114,7M€ comparáveis. Se considerado o investimento em Descarbonização e Digitalização de ativos, de 11,9M€, assiste-se a um crescimento do investimento global de 4%.

Comparando os três anos comuns aprovados no PDIRDGN 2018 – 2021, 2022 e 2023, o plano apresentado propõe a aprovação no PDIRDGN 2020 de 5,9M€ (8%) adicionais. A diferença, face ao investimento do PDIRDGN 2018, fica justificada, sobretudo, pelo valor associado ao investimento em Descarbonização e Digitalização de ativos, não existente no plano anterior.

Investimento Total	Σ2019-2023	2019	2020	2021	2022	2023								
PDIRDGN 2018	121.928	24.545	23.560	24.382	25.392	24.049								
							2021	2022	2023	2024	2025	Σ2021-2025		
PDIRDGN 2020							26.879	27.208	25.663	24.482	22.413	126.644		
Diferença 2021-2023							2.497	1.816	1.614					

Quadro 27: Investimento Total período 2021-2023 – PDIRDGN 2018 vs PDIRDGN 2020 (m€)

8.2.1. Investimento em Desenvolvimento de Negócio

A empresa propõe-se investir um total de 94,9M€ para ligar cerca de 61 mil novos pontos de abastecimento no período 2021-2025. Este investimento incidirá, sobretudo, em redes de distribuição e ramais (51%) e em infraestruturização de clientes (28%).

Investimento	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Rede Secundária - BP	10.389	8.189	7.834	7.817	7.707	7.654	7.489	38.501
Ramais	2.206	2.237	2.035	2.033	2.006	1.974	1.931	9.978
UAG's	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede e UAG's	12.596	10.425	9.869	9.851	9.713	9.627	9.419	48.479
Mercado Novo	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	5.249	5.677	5.594	5.538	5.398	5.273	5.096	26.899
Conversão	4.426	4.956	4.890	4.839	4.712	4.600	4.444	23.485
Reconversão	583	458	464	463	456	447	436	2.266
Peq. Terciário	240	263	240	236	230	226	216	1.147
Grande Consumo	-	-	-	-	-	-	-	-
PAs	5.249	5.677	5.594	5.538	5.398	5.273	5.096	26.899
Instrução e análise técnica de processo	-	-	1.340	1.339	1.319	1.302	1.273	6.573
Contadores e redutores (Expansão)	495	649	856	862	870	820	801	4.209
Capitalização de Encargos de Estrutura	1.781	1.453	1.782	1.733	1.735	1.736	1.738	8.724
TOTAL	20.121	18.204	19.442	19.322	19.035	18.758	18.328	94.885

Quadro 28: Investimento de expansão em rede e pontos de abastecimento (m€)

Este investimento tem por base a construção de cerca de 652 km de rede secundária e de 34 mil ramais de ligação, assim como a captação de 61 mil pontos de abastecimento, com infraestruturização interior de cerca de 53 mil, e 288 de grande consumo.

Crescimento	u.m.	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Rede Secundária - BP	mts	182.671	133.921	134.830	133.557	130.827	128.130	124.330	651.674
Ramais	#	7.336	7.167	7.066	7.004	6.854	6.691	6.493	34.108
UAG's	#	0	0	0	0	0	0	0	0
Mercado Novo	#	1.130	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	8.000
Mercado Existente	#	10.940	11.200	11.015	10.898	10.617	10.362	10.008	52.900
Conversão	#	8.430	9.152	9.031	8.936	8.702	8.495	8.207	43.371
Reconversão	#	2.086	1.562	1.540	1.527	1.491	1.450	1.402	7.410
Peq. Terciário	#	424	486	444	435	424	417	399	2.119
Grande Consumo	#	75	43	59	61	67	52	49	288
PA's	#	12.145	12.843	12.674	12.559	12.284	12.014	11.657	61.188

Quadro 29: 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 4,2 M€, traduzindo uma estimativa de cerca de 61 mil contadores e 12 mil redutores.

Contadores e redutores	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Quantidade	10.959	12.800	12.615	12.498	12.217	11.962	11.608	60.900
custo unitário	35	35	42	42	42	43	43	42
Contadores Desenv. Negócio - "mass market"	386	443	524	524	516	509	498	2.571
Quantidade	47	43	59	61	67	52	49	288
custo unitário	619	2.800	2.800	2.822	2.845	2.868	2.950	2.853
Contadores Desenv. Negócio - Grande Consumo	29	120	165	172	191	149	145	822
Quantidade	2.261	1.300	2.523	2.498	2.444	2.394	2.322	12.181
custo unitário	35	66	66	67	67	68	68	67
Redutores	80	86	167	166	164	162	158	817
Total Contadores e Redutores	495	649	856	862	870	820	801	4.209

Quadro 30: 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 1.551€ no total dos cinco anos de projeção, correspondendo a um crescimento efetivo (+9%) se comparado com valor previsto para 2020 de 1.417€/PA (ano de 2019 evidencia evolução não corrente).

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, nos últimos anos, têm vindo a desviar-se para outros mercados, produtos e soluções energéticas;
- 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 31 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 2019 estes custos correspondem a mais de 5€/mt, traduzindo um aumento de 66% face ao ano anterior).

- 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.	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	2021-2025
Inv. Desenvolvimento Negócio / PA	€/ #	1.657	1.417	1.534	1.538	1.550	1.561	1.572	1.551
Inv. Desenvolvimento Negócio / MWh	€/MWh	0	133	163	158	159	136	152	153
Metros de rede / PA	m/ #	15,0	10,4	10,6	10,6	10,7	10,7	10,7	10,7
PA / km de rede	#/Km	64	94	86	84	90	90	91	88
PA / ramal	#	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Custo unitário rede	€/m	56,9	61,1	58,1	58,5	58,9	59,7	60,2	59,1
Custo unitário ramal	€/ #	300,8	312,1	288,0	290,3	292,6	295,0	297,3	292,5
Custo unitário conversão	€/ #	527,0	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5
Custo unitário reconversão	€/ #	279,5	293,0	301,0	303,5	305,9	308,5	311,0	305,8

Quadro 31: Indicadores de investimento

Tendo em conta os volumes incrementais, verifica-se que a atual proposta incorpora um investimento de 153€ por MWh adicionais para o SNGN, superior ao previsto para 2020 (133€/MWh incremental).

8.2.2. Outros Investimentos em Infraestruturas

O investimento projetado ascende a 9,3M€ estando suportado na previsão de realização de diversos projetos, associados à reestruturação e resiliência da rede.

Outros Investimentos em Infraestruturas	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Reestruturação de infraestruturas	0	400	140	140	70	70	80	500
Resiliência da Rede	1.337	208	1.914	944	705	567	290	4.420
Contadores - reativações por rotação de clientes	249	367	374	386	401	418	432	2.011
Estudos e Equipamento Técnicos	131	1.463	130	130	130	130	130	650
Capitalização de Encargos	303	297	304	354	354	355	354	1.721
Total	2.020	2.735	2.862	1.954	1.660	1.540	1.286	9.302

Quadro 32: Outros investimentos em infraestruturas (m€)

No âmbito da sua política de planeamento estratégico de redes a Portgás 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 num valor global de 4,4M€.

Salienta-se nesta rubrica o investimento de rede estruturante para o abastecimento do novo concelho de Paredes de Coura, nomeadamente o investimento na rede de média pressão, potenciando desta forma o desenvolvimento de negócio a partir desta infraestrutura.

Na componente da resiliência de rede, de referir que a Portgás desenvolveu as suas infraestruturas, 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 situa-

ções anómalas, reduzindo o risco de falha de fornecimento. Por outro lado, devido a um desenvolvimento mais acelerado dos consumos em determinadas zonas, está também previsto o reforço das redes, através de interligações, numa perspetiva não só de sustentabilidade e resiliência dos subsistemas, mas também de redução do risco.

Neste PDIRDGN foram preconizados projetos de reforço de capacidade de subsistemas de forma a mitigar o risco da infraestrutura, 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 nos concelhos mais densificados do distrito do Porto, 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.

Extensão de Rede	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)
Rede Primária - MP	403	403	409	409	411	411	411
Rede Sec. Estruturante - BP	29	32	44	59	65	71	74
Total de extensão de rede	432	436	454	469	476	481	485

Quadro 33: Extensão da rede primária e secundária estruturante (kms)

Contadores (reativações)	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Quantidade	11.009	19.204	14.421	14.777	15.213	15.710	16.128	76.249
Custo unitário	23	19	26	26	26	27	27	26
Total contadores (reativações)	249	367	374	386	401	418	432	2.011

Quadro 34: Contadores - reativações (m€)

A rubrica contadores (reativações), cujo investimento proposto ascende a 2M€, 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 76 mil reativações, com um custo unitário médio de serviço de 26€/operação.

8.2.3. Descarbonização e digitalização de ativos

No atual contexto do setor energético, o investimento em projetos de descarbonização e digitalização da infraestrutura é uma condição fundamental para a sustentabilidade do setor do gás e dos agentes que nele operam, como referido anteriormente, enquanto ativo fundamental para trajetória de redução das emissões de gases com efeito de estufa.

A Portgás, consciente da sua missão, definiu há alguns anos uma estratégia de desenvolvimento da inovação no setor, tendo implementado diversas iniciativas, que potenciaram adição de valor ao contexto atual da organização bem como ao SNGN e às suas partes interessadas. No último PDIRDGN 2018 a Portgás apresentou formalmente a intenção de investimento em projetos de Investigação, Desenvolvimento e Inovação na ordem de 1M€ em projetos concretos, que tem vindo a materializar ao longo do plano de negócios, especificamente um valor de 0,4M€ para estudos técnicos para avaliação da introdução de gases renováveis nas redes, e um projeto de *Smart Gás Grid* no valor de 635 mil euros, referenciado na tipologia de "outros investimentos em infraestrutura" no período de 2021

a 2023, renomeado neste PDIRDGN para a rubrica *Smart Gás Company*, onde se inclui a *Smart Regulation*, *Smart Metering BP>*, *Smart Metering BP<* e *Smart Asset Monitoring*, sendo que esta última vê-se reforçada neste plano. 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 mencionado nos capítulos iniciais deste documento.

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 no pilar da sua estratégia de IDI *Sustainable Gas*.

Descarbonização e digitalização de ativos	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Sustainable Gas Projects	-	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000
Smart Gas Company Projects	-	-	710	660	685	585	410	3.050
R&D Projects Roadmap: H2-Grid group	-	-	100	700	1.000	1.000	-	2.800
R&D Projects Roadmap: Bio-Grid group	-	-	125	825	-	-	-	950
R&D Projects Roadmap: Smart Gas Company	-	-	150	-	-	-	-	150
TOTAL	-	-	2.085	3.185	2.685	2.585	1.410	11.950
Subsídios	-	-	1.000	1.000	1.400	1.400	1.100	5.900
TOTAL INVESTIMENTO C/SUBSÍDIOS	-	-	1.085	2.185	1.285	1.185	310	6.050

Quadro 35: Projetos de descarbonização e digitalização de ativos (m€)

Consequentemente, pode concluir-se que o racional de investimentos nesta rubrica pretende em primeira linha priorizar os projetos que apórtam valor para a introdução de gases de origem renovável, reforçando o portfólio de projetos e iniciativas nesta área, sendo complementada com uma segunda linha estratégica de projetos associados ao pilar *Smart Gas Company* e *Customer Engagement*. A Portgás pretende desta forma realinhar o seu sistema de gestão com as prioridades definidas neste documento na área do *Sustainable Gas*, capacitando o Sistema Nacional de Gás para gases de origem renovável.

Em suma, a Portgás pretende desenvolver projetos com um investimento global de cerca de 11,95M€ no horizonte deste plano quinquenal, consolidando a sua posição na transição energética dos seus ativos em função da maturidade das diversas tecnologias disponíveis, reforçando a sua estratégia de investimentos em projetos nesta área, capitalizando 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. 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.

Face à natureza de alguns projetos dos grupos *H2-Grid* e *Sustainable Gas*, associados à utilização do vetor energético hidrogénio, a Portgás prevê a possibilidade de candidatura a subsídios de comparticipação no plano nacional e europeu, nomeadamente os que decorrem da estratégia do Plano de Coesão 2021-2027¹⁵, quer de programas comunitários específicos do vetor hidrogénio, nomeadamente lançados pelo *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*¹⁶, num valor global de 5,9 M€.

¹⁵ https://ec.europa.eu/regional_policy/en/2021_2027/

¹⁶ <https://www.fch.europa.eu/>

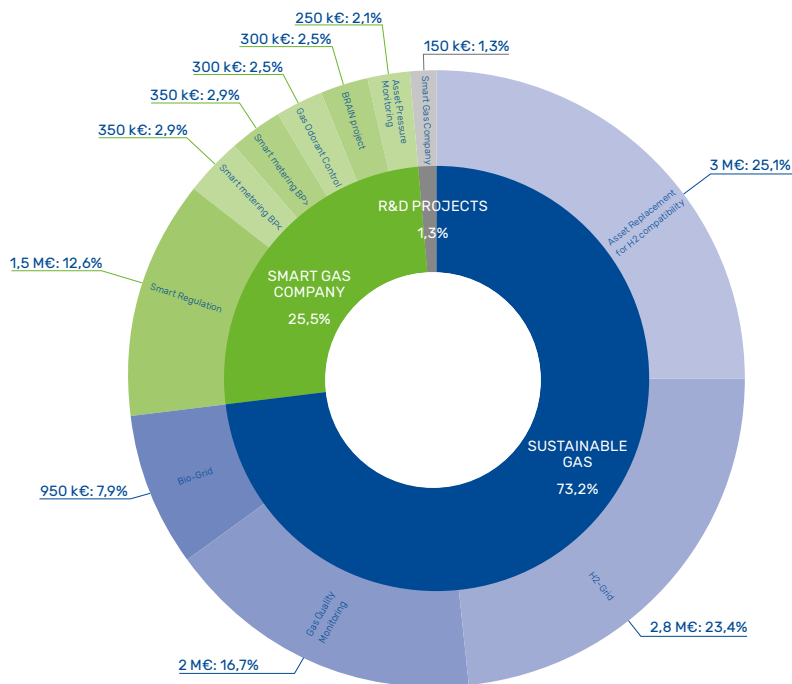


Gráfico 12: Resumo e mapeamento do investimento nos projetos de Descarbonização dos Ativos de Distribuição

8.2.4. Outros investimentos

Os demais investimentos previstos são essencialmente referentes a renovação de contadores por imposição legal, sistemas de informação, edifícios e equipamento de transporte, num total de 10,5M€.

Outros investimentos	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Contadores - Renovação por imposição legal	452	578	575	841	512	177	362	2.468
Sistema de Informação	2.514	1.319	1.675	1.610	1.305	870	900	6.360
Edifícios e Equip. Transporte	749	629	241	295	466	552	127	1.680
TOTAL	3.714	2.527	2.490	2.746	2.283	1.599	1.389	10.508

Quadro 36: Desagregação de outros investimentos (m€)

No que se refere à rúbrica de contadores, como consequência da necessidade de renovação por imperativo legal, decorrente do disposto na Lei 12/2008, o investimento total no período de 2021 a 2025 ascende a 2,5M€, correspondente à substituição de pouco mais de 73 mil contadores, por atingirem o definido limite de idade.

Contadores (Imp. Legal)	2019 (R)	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)	Σ2021-2025
Quantidade	14.318	17.851	17.384	25.153	15.141	5.162	10.459	73.299
Custo unitário	32	32	33	33	34	34	35	34
Total Contadores (Imp. Legal)	452	578	575	841	512	177	362	2.468

Quadro 37: 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 6,4M€ 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.



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

- a 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*;
- a garantia de continuidade de serviço;
- a resposta a novas necessidades de telegestão, gestão de energia ou gestão da rede; e
- para a exploração na vertente de segurança, nomeadamente no âmbito da cibersegurança.

Nesta nova plataforma de sistemas de informação, que recupera algum 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.

O plano de desenvolvimento projetado para edifícios e equipamento de transporte totaliza 1,7M€.

O investimento em edifícios dá continuidade ao processo iniciado em 2019 de integração de algumas atividades de serviço ao cliente, nomeadamente do atendimento presencial, garantindo a otimização na utilização de instalações próprias. Esta opção reforçará 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 o gás natural.

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 I a este documento.

Considerando a projeção de energia veiculada conforme referido, o atual plano de investimento permitirá acrescentar ao sistema um adicional de 0,63 TWh, a partir do ano de cruzeiro de 2026 (ano em que todos os pontos de abastecimento captados estarão a consumir 12 meses no ano).

Energia Veiculada Adicional	2020 (O)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)	2025 (P)
MP	36	0	0	0	6	11
BP>	14	40	122	204	295	387
BP<	37	20	59	97	135	171
TOTAL	87	60	180	301	435	570

Quadro 38: Energia veiculada adicional (GWh)

A projeção da receita gerada considera as tarifas URD em vigor para o ano gás 2019-2020, 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 (5,32% de acordo com tarifas 19-20) e a rentabilidade obtida, medida pela TIR. Os valores de tarifa considerados por este método são 27,62 €/MWh para BP<, 8,67 €/MWh para BP> e 1,93 €/MWh para MP.

De referir, não obstante, que a consideração da RoR publicada, significa apenas ser esta a taxa para o nível atual das OTs da República Portuguesa e não por se considerar 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 SNGN 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 positivo no SNGN – prémio de 2,57pp, impacto esse proporcional ao número de clientes, acima apresentados, 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 2025 – ano 2026 como cruzeiro, onde os pontos captados consumirão durante um ano completo.

Distrito	Concelho	2026				Investimento Total		
		CAPEX	PAs	Volume	c.u.	TIR	RoR	Prémio
		m€	#	MWh	MWh	%	%	%
BRAGA	Barcelos	6.835	4.102	57.742	14	8,7%	5,3%	3,35pp
	Braga	9.525	6.472	47.194	7,3	6,40%	5,32%	1,08pp
	Esposende	1.391	878	9.890	11,3	6,97%	5,32%	1,64pp
	Fafe	2.755	1.655	18.707	11,3	7,28%	5,32%	1,96pp
	Guimarães	6.660	3.991	50.775	12,7	9,02%	5,32%	3,70pp
	Vila Nova de Famalicão	10.246	6.092	68.156	11,2	7,49%	5,32%	2,16pp
	Vila Verde	3.618	2.136	22.226	10,4	6,04%	5,32%	0,72pp
	Vizela	1.837	1.127	20.714	18,4	13,65%	5,32%	8,33pp
PORTO	Felgueiras	811	829	7.487	9,0	10,40%	5,32%	5,08pp
	Gondomar	1.473	1.618	10.071	6,2	9,66%	5,32%	4,33pp
	Lousada	1.148	692	11.769	17,0	9,82%	5,32%	4,50pp
	Maia	3.149	2.222	17.932	8,1	8,00%	5,32%	2,67pp
	Matosinhos	3.355	2.378	13.956	5,9	6,76%	5,32%	1,44pp
	Paços de Ferreira	1.371	817	14.211	17,4	11,12%	5,32%	5,80pp
	Paredes	2.390	1.641	13.014	7,9	5,96%	5,32%	0,64pp
	Penafiel	3.217	1.954	34.677	17,7	12,40%	5,32%	7,07pp
	Porto	3.362	2.405	19.808	8,2	11,75%	5,32%	6,43pp
	Póvoa de Varzim	1.584	1.318	10.115	7,7	6,59%	5,32%	1,27pp
	Santo Tirso	2.306	1.453	26.924	18,5	12,11%	5,32%	6,78pp
	Trofa	3.179	1.937	23.708	12,2	7,89%	5,32%	2,57pp
	Valongo	2.146	2.020	9.662	4,8	6,54%	5,32%	1,82pp
	Vila do Conde	2.387	1.797	12.540	7,0	6,14%	5,32%	0,22pp
Vila Nova de Gaia	6.597	4.341	37.279	8,6	6,91%	5,32%	1,59pp	
Viana do Castelo	Caminha	1.549	1.056	7.654	7,2	5,10%	5,32%	-0,22pp
	Paredes de Coura	1.166	559	17.769	31,8	7,63%	5,32%	2,30pp
	Ponte de Lima	3.233	2.014	17.512	8,7	6,50%	5,32%	1,18pp
	Valença	2.577	1.548	11.197	7,2	5,79%	5,32%	0,47pp
	Viana do Castelo	2.830	1.900	15.114	8,0	6,38%	5,32%	1,06pp
	Vila Nova de Cerveira	376	236	1.930	8,2	6,28%	5,32%	0,96pp
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		93.071	61.188	629.734	10,3	7,90%	5,32%	2,57pp

Quadro 39: investimento em desenvolvimento negócio e rentabilidade por concelho, com tarifas do ano-gás 19-20

O valor agregado da rentabilidade do plano 2020-2025 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 SNGN um sistema solidário a nível nacional.

Esta premissa, subjacente desde sempre ao modelo de concessão, permite ao SNGN 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 Portugás 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 SNGN, 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).

Para estes investimentos e para o conjunto do desenvolvimento de negócio apresenta-se a seguinte rentabilidade e respetivo prémio associado:

	CAPEX	PAs	2026		Investimento Total		
			Volume	c.u.	TIR	RoR	Prémio
	m€	#	MWh	MWh	%	%	%
Desenvolvimento de Negócio (DN)	93.071	61.188	629.734	10,3	7,90%	5,32%	2,57pp
Outros investimentos em infraestruturas (OII)	9.235						
Outros investimentos (OI)	9.318						
Contadores - Equipamento (CONT)	3.070						
DN + OII + OI + CONT	114.694	61.188	629.734	10,3	6,17%	5,32%	0,85pp

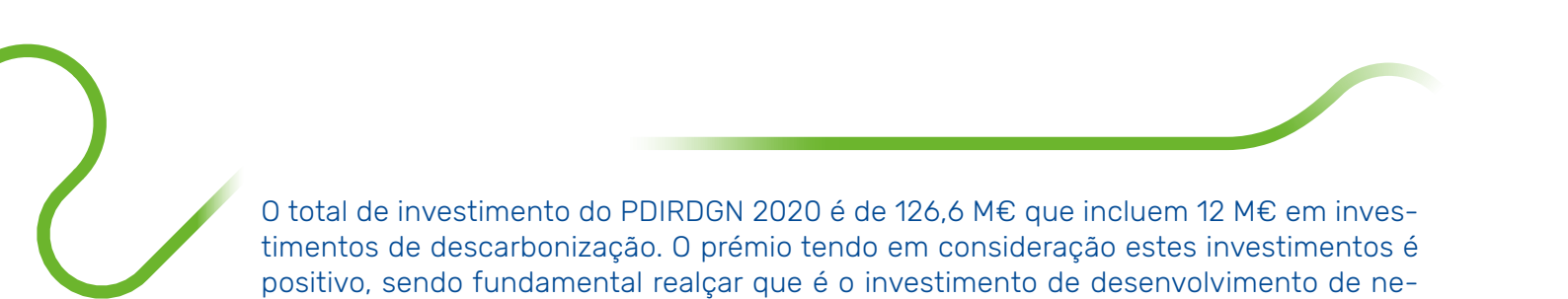
Quadro 40: Resumo operacional e rentabilidade de Desenvolvimento de Negócio, Outras Infraestruturas e Outros Investimentos, com tarifas do ano-gás 19-20

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 para o SNGN, sem que isso coloque em causa a racionalidade financeira. O impacto global é positivo para SNGN – prémio de 0,85pp.

No subcapítulo 8.2.3, a empresa menciona que no atual contexto do setor energético e fazendo face ao desafio lançado na aprovação do PDIRDGN 2018, pelo Secretário de Estado Adjunto e da Energia, os PDIRDGN 2020 devem ter em consideração a incorporação de gases renováveis. Foram, neste sentido, já 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 uma redução das emissões de gases com efeito de estufa.

	CAPEX	PAs	2026		Investimento Total		
			Volume	c.u.	TIR	RoR	Prémio
	m€	#	MWh	MWh	%	%	%
Desenvolvimento de Negócio (DN)	93.071	61.188	629.734	10,3	7,90%	5,32%	2,57pp
DN + OII + OI + CONT	114.694	61.188	629.734	10,3	6,17%	5,32%	0,85pp
Descarbonização e Digitalização de Ativos	6.050						
Projetos	11.950						
Subsídios	(5.900)						
Total c/ descarbonização e subsídios	120.744	61.188	629.734	10,3	5,72%	5,32%	0,40pp
TOTAL PDIRDGN 2021-25	126.644	61.188	629.734	10,3	5,34%	5,32%	0,01pp

Quadro 41: Resumo operacional e rentabilidade total do PDIRDGN 2021-25, com tarifas do ano-gás 19-20



O total de investimento do PDIRDGN 2020 é de 126,6 M€ que incluem 12 M€ em investimentos de descarbonização. O prémio tendo em consideração estes investimentos é positivo, sendo fundamental realçar que é o investimento de desenvolvimento de negócio que permite manter a racionalidade económica, com o impacto global marginal e positivo no SNGN – prémio de 0,01pp.

Como se destaca no subcapítulo 8.2.3. existe um compromisso da PORTGÁS em tentar obter fundos comunitários para poder afetar a estes investimentos fundamentais para o atual contexto do setor energético. A Portgás perspetiva uma captação de fundos de 5,9 M€. Quando considerado este montante a deduzir ao investimento total verifica-se o crescimento do prémio para os 0,40pp. É para este prémio que a Portgás se compromete a trabalhar, contribuindo para a sustentabilidade, racionalidade e perenidade do investimento, passado e futuro.

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.

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20		POIRD GN 21-25				
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
IDENTIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO		22.930	21.024	24.069	25.855	23.466	26.879	27.208	25.663	24.482	22.413	126.644	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		19.795	18.263	19.606	20.121	18.204	19.442	19.322	19.035	18.758	18.328	94.885	
Rede e UAGs	m€	12.522	10.329	11.286	12.596	10.425	9.869	9.851	9.713	9.627	9.419	48.479	
Rede Secundária - BP	m€	10.535	8.404	9.353	10.389	8.189	7.834	7.817	7.707	7.654	7.489	38.501	
Ramais	m€	1.986	1.925	1.932	2.206	2.237	2.035	2.033	2.006	1.974	1.931	9.978	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	196.729	147.851	187.447	182.671	133.921	124.830	133.557	130.827	128.130	124.330	651.674	
Ramais	#	7.717	7.044	6.932	7.336	7.107	7.066	7.004	6.854	6.691	6.493	34.108	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	km	4.227	4.375	4.562	4.745	4.879	5.014	5.147	5.278	5.406	5.531	5.531	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	1.173	1.138	1.707	1.781	1.453	1.782	1.733	1.735	1.736	1.738	8.724	
Pontos de Abastecimento	m€	6.100	6.796	6.613	5.744	6.326	7.791	7.738	7.587	7.395	7.170	37.681	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	5.486	6.135	5.894	5.249	5.677	5.594	5.538	5.398	5.278	5.096	26.889	
Conversão	m€	4.288	5.321	5.186	4.426	4.956	4.890	4.839	4.712	4.600	4.444	23.485	
Reconversão	m€	968	568	583	458	458	464	463	456	447	436	2.266	
Pequeno terciário	m€	230	268	230	240	263	240	236	230	226	216	1.147	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instalação e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	1.340	1.339	1.319	1.302	1.273	6.573	
Contadores/Redutores	m€	613	641	629	495	649	856	862	870	820	801	4.209	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	14.346	14.856	14.316	12.145	12.843	12.674	12.559	12.284	12.014	11.657	61.188	
Mercado Novo	#	1.901	1.650	1.647	1.130	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	8.000	
Mercado Existente	#	12.371	13.135	12.605	10.940	11.200	11.015	10.898	10.617	10.362	10.008	52.900	
Conversão	#	8.506	10.643	10.070	8.430	9.152	9.031	8.936	8.702	8.495	8.207	43.371	
Reconversão	#	3.519	2.076	2.127	2.086	1.562	1.540	1.527	1.491	1.450	1.402	7.410	
Pequeno terciário	#	346	416	408	424	486	444	435	424	417	399	2.119	
Grande consumo	#	74	71	64	75	43	59	61	67	52	49	288	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	12.843	12.674	12.559	12.284	12.014	11.657	61.188
MP	#	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-	1	
BP+	#	-	-	-	-	-	24	59	61	67	52	49	
BP-	#	-	-	-	-	-	12.800	12.615	12.498	12.217	11.962	11.608	
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	87.207	99.552	180.328	301.237	435.193	569.598	629.734
MP	MWh	-	-	-	-	-	35.823	-	-	-	5.535	11.069	11.069
BP+	MWh	-	-	-	-	-	14.486	39.945	121.642	204.075	294.894	387.121	429.211
BP-	MWh	-	-	-	-	-	37.898	19.607	58.686	97.162	134.765	171.408	189.453
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	339.012	352.786	366.175	377.747	390.590	403.264	415.823	428.107	440.121	451.778	451.778	
MP	#	152	154	153	144	163	163	163	163	164	164	164	
BP+	#	1.318	1.388	1.484	1.534	1.617	1.617	1.678	1.745	1.796	1.845	1.845	
BP-	#	337.542	351.244	364.538	376.069	388.869	401.484	413.982	426.199	438.161	449.769	449.769	
Consumo Unitário	MWh/PA	21,2	20,4	19,8	19,3	19,0	18,8	18,5	18,3	18,3	18,3	18,3	
MP	MWh/PA	32.779,7	32.222,0	31.907,7	33.081,6	31.909,9	31.675,0	31.675,0	31.675,0	31.612,0	31.549,3	31.549,3	
BP+	MWh/PA	849,4	844,7	844,9	841,0	820,5	828,4	817,8	814,7	806,8	793,1	793,1	
BP-	MWh/PA	3,2	3,1	3,5	3,2	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Energia Veiculada Total	MWh	7.061.403	7.156.792	7.349.379	7.360.506	7.366.814	7.471.962	7.792.737	7.913.647	8.047.693	8.182.098	8.342.144	
MP	MWh	4.900.566	4.929.965	4.897.838	4.912.619	4.898.177	5.163.020	5.163.020	5.163.020	5.168.555	5.174.090	5.174.090	
BP+	MWh	1.096.126	1.142.829	1.213.257	1.269.092	1.268.423	1.315.106	1.396.803	1.479.236	1.570.504	1.662.282	1.704.371	
BP-	MWh	1.064.711	1.083.999	1.238.684	1.178.795	1.200.214	1.193.837	1.232.915	1.271.391	1.308.994	1.345.637	1.363.683	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		1.952	2.033	1.559	2.020	2.735	2.862	1.954	1.660	1.540	1.286	9.302	
Redes	m€	665	653	747	1.337	208	1.914	944	705	567	290	4.420	
MP	m€	29	49	417	824	-	1.000	-	323	-	-	1.323	
BP (estruturante)	m€	636	604	330	513	208	914	944	382	567	290	3.097	
Rede Primária - MP	mts	-	46	101	704	-	6.023	-	1.500	-	-	7.523	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	5.430	6.375	4.641	7.593	3.250	11.900	15.130	5.690	5.600	3.800	42.120	
Rede Primária - MP (Extensão)	km	403	403	403	403	403	409	409	411	411	411	2.052	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	km	10	17	21	29	32	44	59	65	71	74	313	
Outras Infraestruturas	m€	595	709	622	380	2.230	644	656	601	618	642	3.161	
Reestruturação de Infraestruturas	m€	-	-	-	-	400	140	140	70	70	80	500	
Estudos e Equipamentos Técnicos	m€	360	509	375	131	1.463	130	130	130	130	130	650	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	235	200	247	249	367	374	386	401	418	432	2.011	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	692	671	190	303	297	304	354	354	355	354	1.721	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	2.085	3.185	2.685	2.585	1.410	11.950	
Sustainable Gas Projects	m€	-	-	-	-	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000	
Smart Gas Company Projects	m€	-	-	-	-	-	710	660	685	585	410	3.050	
R&D Projects Roadmap H2-Grid group	m€	-	-	-	-	-	100	700	1.000	1.000	1.000	2.800	
R&D Projects Roadmap Bio-Grid group	m€	-	-	-	-	-	125	825	-	-	-	950	
R&D Projects Roadmap Smart Gas Company	m€	-	-	-	-	-	150	-	-	-	-	150	
OUTROS INVESTIMENTOS		1.182	729	2.904	3.714	2.527	2.490	2.746	2.283	1.599	1.389	10.508	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	82	195	284	452	578	575	841	512	177	362	2.468	
Sistemas de Informação	m€	910	432	2.447	2.514	1.319	1.675	1.610	1.305	870	900	6.360	
Edifícios, instalações e transporte	m€	190	102	173	749	629	241	295	466	552	127	1.680	
Racional Económico													
Demarcação de Rede													
Nº de Fogos de Concessão	#	-	-	-	1.241.564	1.241.564	1.241.564	1.241.564	1.241.564	1.241.564	1.241.564	1.241.564	
CU's Abitos	#	-	-	-	377.747	390.590	403.264	415.823	428.107	440.121	451.778	451.778	
% de Ligados	%	-	-	-	30%	31%	32%	33%	35%	36%	36%	36%	
PA/Km Rede Secundária (Eof)	#/Km	80	80	80	79	80	80	80	80	80	81	81	
PA (Eof)	#	339.012	352.786	366.175	377.747	390.590	403.264	415.823	428.107	440.121	451.778	451.778	
Km Rede Secundária (Eof)	km	4.237	4.392	4.584	4.774	4.911	5.058	5.207	5.343	5.477	5.605	5.605	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	71	96	75	64	84	86	84	90	90	91	88	
PA (Ligados Período)	#	14.346	14.856	14.316	12.145	12.843	12.674	12.559	12.284	12.014	11.657	61.188	
Km Rede Secundária (Construída Período)	km	202	154	192	190	137	147	149	134	128	128	694	
Ráções de expansão													
Inv. Expansão/Ciente Ligado	€	1.380	1.229	1.369	1.657	1.417	1.534	1.538	1.550	1.561	1.572	1.551	
Investimento Expansão	€	19.795	18.263	19.606	20.121	18.204	19.442	19.322	19.035	18.758	18.328	94.885	
PA's	€	6.660	7.293	7.691	7.030	7.130	8.717	8.609	8.452	8.311	8.107	42.196	
Redes, Ramais e UAGs	€	12.522	10.329	11.286	12.596	10.425	9.869	9.851	9.713	9.627	9.419	48.479	
Contadores e Redutores	€	613	641	629	495	649	856	862	870	820	801	4.209	
Clientes Ligados	€	14.346	14.856	14.316	12.145	12.843	12.674	12.559	12.284	12.014	11.657	61.188	
Mts Rede Secund. Adicional - expansões / PA adicional	mts/PA	13,7	10,0	13,1	15,0	10,4	10,6	10,6	10,7	10,7	10,7	10,7	
Invest													

- Investimento médio por ponto de abastecimento angariado;
- Consumo unitário por ponto de abastecimento de BP<.

A cada indicador atribui-se uma pontuação (pontos) de acordo com o mérito de cada concelho nesse indicador. 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 rankings, permitindo aferir se o investimento está a ser criteriosamente alocado.

Os concelhos com diferença mais elevada (> 5 pontos) entre o nível de atratividade e valor de investimento traduzem os casos de maior distanciamento entre a atratividade operacional e comercial e o investimento atribuído, e são apenas 4 dos 29 concelhos da concessão. Esta discrepância deve-se ao esforço da Portgás na captação de Grandes Consumidores que irão aportar volumes elevados de gás natural ao SNGN.

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		
Distrito	Concelho	F/V[1]	Pontos	Ordem	Pontos	Inv/PA	Pontos	c.u. BP<	Pontos	Score	Rank	Invest	Rank	Dif Rank
		PA/F	#	PA/F	#	€/PA	#	c.u.	#	#	#	m€	#	#
BRAGA	Barcelos	22	6	2	28	1.606	7	2,62	14	55	18	7.100	5	13
	Braga	61	22	4	26	1.459	21	2,94	21	90	2	10.484	2	-
	Esposende	37	13	25	5	1.561	14	2,35	6	38	25	2.302	21	4
	Fafe	25	7	12	18	1.596	8	2,53	11	44	22	2.851	14	8
	Guimarães	41	16	3	27	1.638	2	3,00	24	69	10	7.150	4	6
	Vila Nova de Famalicão	35	12	1	29	1.622	4	2,96	23	68	11	11.077	1	10
	Vila Verde	19	5	9	21	1.613	5	2,30	5	36	28	3.712	9	19
	Vizela	39	15	10	20	1.570	12	2,45	10	57	16	1.912	22	(6)
	Felgueiras	29	8	28	2	930	29	1,98	2	41	23	880	28	(5)
	Gondomar	88	25	24	6	1.016	28	2,55	12	71	8	1.881	23	(15)
PORTO	Lousada	29	9	21	9	1.608	6	2,09	3	27	29	1.202	27	2
	Maia	87	24	13	17	1.528	17	3,44	27	85	4	3.990	7	(3)
	Matosinhos	112	28	18	12	1.525	18	3,52	28	86	3	3.963	8	(5)
	Paços de Ferreira	44	17	17	13	1.623	3	2,45	8	41	23	1.430	26	(3)
	Paredes	37	14	19	11	1.390	24	2,35	7	56	17	2.490	19	(2)
	Penafiel	45	18	6	24	1.564	13	2,63	15	70	9	3.550	10	(1)
	Porto	203	29	11	19	1.487	20	5,35	29	97	1	4.464	6	(5)
	Póvoa de Varzim	47	20	7	23	1.560	15	2,94	22	80	6	2.451	20	(14)
	Santo Tirso	47	19	8	22	1.585	9	2,68	18	68	11	3.313	11	-
	Trofa	96	26	26	4	1.075	27	2,66	16	73	7	2.574	18	(11)
VIANA DO CASTELO	Valongo	50	21	20	10	1.324	25	2,45	9	65	13	2.623	17	(4)
	Vila do Conde	99	27	5	25	1.577	10	2,92	20	82	5	8.595	3	2
	Vila Nova de Gaia	30	11	27	3	1.408	23	1,53	1	38	25	1.621	25	-
	Caminha	17	2	14	16	2.027	1	3,41	26	45	21	2.839	15	6
	Paredes de Coura	14	1	15	15	1.513	19	2,81	19	54	19	3.296	12	7
	Ponte de Lima	63	23	23	7	1.181	26	2,12	4	60	14	1.737	24	(10)
	Valença	18	4	22	8	1.575	11	3,21	25	48	20	2.627	16	4
	Viana do Castelo	29	10	16	14	1.444	22	2,56	13	59	15	2.996	13	2
	Vila Nova de Cerveira	18	3	29	1	1.542	16	2,67	17	37	27	393	29	(2)

Quadro 43: 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 2019-2020 e a remuneração da base de ativos (RoR) associada de 5,32%, o plano de investimento proposto neste PDIRDGN 2020 apresenta uma rentabilidade global de 5,72%. Assim, e conforme já apresentado acima, o investimento proposto trará globalmente benefícios para o SNGN na medida

da diferença entre a rentabilidade do projeto e a RoR – prémio de 0,40pp acima da remuneração do sistema.

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

5,79% TIR para 5,32% RoR

Receita PDIRDGN 2020	219.911.598
Custo Capital PDIRDGN 2020	(213.855.005)
Diferencial:	6.056.593
Remun RND s/ PDIRDGN 2020	5.030.611.704
Valor Liberto	(6.056.593)
Remun RND c/ PDIRDGN 2020	5.024.555.111
Energia Global Veiculada	741.712.863
"Tarifa" Média (RMUV) com PDIRDGN 21-25	6,77
"Tarifa" Média (RMUV) sem PDIRDGN 21-25	6,93
Variação Tarifa	-2%

Quadro 44: Apuramento da "Tarifa" média (RMUV)

O PDIRDGN 2020 proposto gera fundos de 6,1M€ correspondentes à diferença entre o total da receita obtida pelo adicional de energia veiculada, suportada no adicional de investimento proposto, e a remuneração desse ativo – custo do capital (entre 2021 e 2047). Esta diferença reflete a comparação entre a rentabilidade do plano e a RoR do SNGN (prémio).

Considerando o total de remuneração da rede nacional de distribuição (RND) para o ano 2020 conforme publicação de tarifas para ano gás 2019-2020, e atualizando os cálculos até ao final da concessão (2047), estima-se uma remuneração RND de 5.031€.

Projetando a energia global veiculada, obtém-se a remuneração média por unidade veiculada para o período de 2021-2047 de 6,93€/MWh. Considerando o efeito do plano de investimento proposto neste PDIRD a remuneração média por unidade veiculada reduz em 2%, situando-se em 6,77€/MWh, evidenciando o impacto favorável de PDIRDGN no SNGN.

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 SNGN dos respetivos investimentos associados, de forma independente das demais tipologias de investimento apresentadas.

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

- total do investimento na tipologia “Outros Investimentos em Infraestruturas”:
9,3M€;
- investimento em renovação de contadores por imposição legal – 2,5M€, incluídos na tipologia de “Outros Investimentos”.

O investimento em contadores impacta apenas parcialmente em RAB, no valor de 1,4M€.

A análise assentou no racional de avaliar o impacto nos proveitos permitidos (PP) da concretização exclusiva destes investimentos no período 2021-2025 – cenário “PDIRDGN 2020”, comparando com um cenário de evolução dos proveitos permitidos, caso não se registasse qualquer investimento no mesmo período – “cenário *as is*”.

EVOLUÇÃO DO PROVEITO PERMITIDO - €/MWh

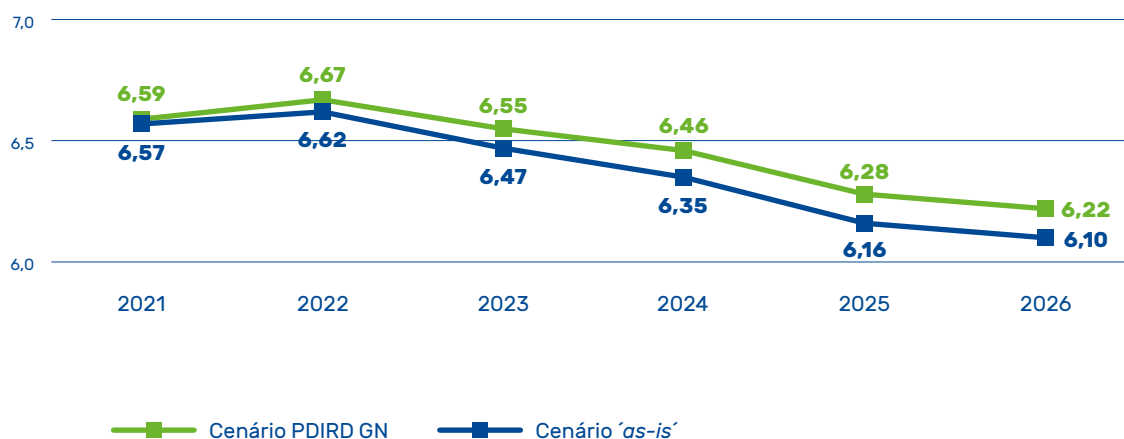


Gráfico 13: Evolução proveitos permitidos em dois cenários de investimento

Os PP/MWh para o período de 2021 a 2026 sofrem um impacto muito reduzido pelo investimento efetuado: +0,12 €/MWh em 2026, quando comparado com o PP/MWh sem qualquer investimento adicional além do efetuado até 2020 (6,10€/MWh).

8.2.7. Análises de sensibilidade

Foram efetuados dois testes de sensibilidade ao PDIRDGN 2020 para avaliar o impacto na TIR, e consequentemente sobre o prémio para SNGN, face a:

- variações [-2%; +2%] nos consumos unitários considerados por concelho e por escalão;
- Proposta de Tarifas para 2020-2021.

8.2.7.1. Análise de sensibilidade ao consumo unitário

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

	-2%	PDIRD	+2%
TIR	5,54%	5,72%	5,89%
RoR	5,32%	5,32%	5,32%
Prémio	0,21pp	0,40pp	0,56pp

Quadro 45: Análise de sensibilidade da rentabilidade em relação ao volume unitário

As variações na TIR por variações no consumo unitário assumido para período de PDIRDGN são reduzidas, não colocando em risco a bondade económica do plano apresentado, sendo o prémio para o SNGN sempre superior a 0,21pp.

8.2.7.2. Análise de sensibilidade à proposta de tarifas 2020-2021

Da análise de sensibilidade à incorporação da Proposta de Tarifas para 2020-2021 observa-se um aumento da TIR por concelho e no total da concessão, acompanhando naturalmente a evolução a subida da URD em cerca de 6% e a revisão em baixa da RoR proposta para esse período - 4,73%.

Gera, assim, uma subida do prémio do investimento em desenvolvimento de negócio para 3,19pp e coloca o prémio global da proposta de PDIRDGN 2020 em 0,49pp, conforme se apresenta nos quadros abaixo.

Pode-se, portanto, concluir que o investimento proposto pela empresa não se encontra em risco pela introdução das tarifas propostas para ano gás 2020-2021.

Distrito	Concelho	2026				Investimento Total		
		CAPEX	PAs	Volume	c.u.	TIR	RoR	Prémio
		m€	#	MWh	MWh	%	%	%
BRAGA	Barcelos	6.835	4.102	57.742	14	9,3%	5,3%	3,99pp
	Braga	9.525	6.472	47.194	7,3	6,94%	5,32%	1,62pp
	Esposende	1.391	878	9.890	11,3	7,52%	5,32%	2,19pp
	Fafe	2.755	1.655	18.707	11,3	7,85%	5,32%	2,52pp
	Guimarães	6.660	3.991	50.775	12,7	9,71%	5,32%	4,39pp
	Vila Nova de Famalicão	10.246	6.092	68.156	11,2	8,07%	5,32%	2,75pp
	Vila Verde	3.618	2.136	22.226	10,4	6,55%	5,32%	1,23pp
	Vizela	1.837	1.127	20.714	18,4	14,70%	5,32%	9,38pp
PORTO	Felgueiras	811	829	7.487	9,0	11,15%	5,32%	5,83pp
	Gondomar	1.473	1.618	10.071	6,2	10,41%	5,32%	5,09pp
	Lousada	1.148	692	11.769	17,0	10,53%	5,32%	5,21pp
	Maia	3.149	2.222	17.932	8,1	8,61%	5,32%	3,29pp
	Matosinhos	3.355	2.378	13.956	5,9	7,31%	5,32%	1,99pp
	Paços de Ferreira	1.371	817	14.211	17,4	11,94%	5,32%	6,61pp
	Paredes	2.390	1.641	13.014	7,9	6,49%	5,32%	1,17pp
	Penafiel	3.217	1.954	34.677	17,7	13,31%	5,32%	7,98pp
	Porto	3.362	2.405	19.808	8,2	12,54%	5,32%	7,22pp
	Póvoa de Varzim	1.584	1.318	10.115	7,7	7,14%	5,32%	1,82pp
	Santo Tirso	2.306	1.453	26.924	18,5	12,92%	5,32%	7,59pp
	Trofa	3.179	1.937	23.708	12,2	8,50%	5,32%	3,17pp
	Valongo	2.146	2.020	9.662	4,8	7,10%	5,32%	1,77pp
	Vila do Conde	2.387	1.797	12.540	7,0	6,67%	5,32%	1,35pp
	Vila Nova de Gaia	6.597	4.341	37.279	8,6	7,48%	5,32%	2,15pp
Viana do Castelo	Caminha	1.549	1.056	7.654	7,2	5,58%	5,32%	0,25pp
	Paredes de Coura	1.166	559	17.769	31,8	8,19%	5,32%	2,86pp
	Ponte de Lima	3.233	2.014	17.512	8,7	7,04%	5,32%	1,71pp
	Valença	2.577	1.548	11.197	7,2	6,29%	5,32%	0,97pp
	Viana do Castelo	2.830	1.900	15.114	8,0	6,94%	5,32%	1,61pp
	Vila Nova de Cerveira	376	236	1.930	8,2	6,83%	5,32%	1,51pp
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		93.071	61.188	629.734	10,3	8,51%	5,32%	3,19pp

Quadro 46: Resumo operacional e rentabilidade por concelho, com proposta de tarifas para ano-gás 18-19

	2026				Investimento Total		
	CAPEX	PAs	Volume	c.u.	TIR	RoR	Prémio
	m€	#	MWh	MWh	%	%	%
Desenvolvimento de Negócio (DN)	93.071	61.188	629.734	10,3	8,51%	5,32%	3,19pp
DN + OII + OI + CONT	114.694	61.188	629.734	10,3	6,69%	5,32%	1,36pp
Descarbonização e Digitalização de Ativos	6.050						
Projetos	11.950						
Subsídios	-5.900						
Total c/ descarbonização e subsídios	120.744	61.188	629.734	10,3	6,21%	5,32%	0,89pp
TOTAL PDIRDGN 2021-25	126.644	61.188	629.734	10,3	5,81%	5,32%	0,49pp

Quadro 47: Resumo operacional e rentabilidade total do PDIRDGN 2021-25, com proposta de tarifas para ano-gás 20-21

A series of thick, vibrant green wavy lines that flow from the top left towards the bottom right, creating a sense of movement and energy. The lines vary in thickness and curvature, some forming loops and others trailing off.

Plano de
Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de
Distribuição

The logo for Portugal, featuring the word "portugal" in a bold, blue, lowercase sans-serif font. A small green square is positioned to the left of the dot on the "p". A green line from the graphic above ends at the top of the "g".

portugal

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 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 450 mil pontos no final do período (taxa de crescimento anual próxima de 3%), energia veiculada de 8,0 TWh e crescimento da infraestrutura de 652 km (taxa de crescimento anual próxima de 3%);
- Uma aposta mais ambiciosa na ligação de pontos de abastecimento sobre a rede existente com o objetivo de fazer crescer o rácio de PA/km;
- Por consequência, um incremento da taxa de densificação sobre o *stock* de pontos de abastecimento para os 91 PA/km de rede em 2025 (88 PA/km no período) na avaliação do rácio PA totais por quilómetro de rede secundária;
- 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;
- O início do projeto de Paredes de Coura em 2021.

De salientar que a execução dos projetos propostos trará benefícios para o SNGN 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 sector no médio-longo prazo

No contexto da descarbonização do sistema nacional de gás e no plano de previsões de médio e longo prazo, a DGE publicou no início de 2020 o Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do SNGN para o período 2020-2040 (RMSA-GN 2019), aprovado recentemente pela Secretaria de Estado, evidenciando em diversos cenários um aumento do consumo convencional de gás no horizonte 2020 a 2040, nomeadamente no mercado residencial, terciário e industrial, apenas estagnando na cogeração, face às saídas de tarifas bonificadas existentes atualmente no mercado.

Cenário	Setor	Unid.	2019	2020	2022	2025	2027	2030	2040
Cenário Central Continuidade	Mercado Convencional	TWh	43,1	43,3	44,4	46,0	46,9	48,3	50,3
	Residencial	TWh	3,4	3,4	3,5	3,7	3,8	3,9	4,1
	Terciário	TWh	3,6	3,8	4,2	5,0	5,5	6,2	6,6
	Indústria	TWh	20,0	20,0	20,5	21,1	21,5	22,0	23,4
	Cogeração	TWh	16,1	16,1	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
	Mercado de Eletricidade	TWh	23,1	26,0	23,2	15,8	13,2	11,3	10,2
	Consumo Total de GN	TWh	66,2	69,3	67,6	61,7	60,1	59,6	60,6
Cenário Central Ambição	Mercado Convencional	TWh	43,1	43,4	44,6	46,5	47,7	49,4	51,3
	Residencial	TWh	3,4	3,4	3,5	3,7	3,8	3,9	4,1
	Terciário	TWh	3,6	3,8	4,3	5,5	6,2	7,3	7,5
	Indústria	TWh	20,0	20,0	20,5	21,1	21,5	22,0	23,4
	Cogeração	TWh	16,1	16,1	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
	Mercado de Eletricidade	TWh	23,1	26,0	20,8	9,7	6,2	4,0	0,7
	Consumo Total de GN	TWh	66,2	69,4	65,3	56,2	53,9	53,4	52,0
Cenário Superior Ambição	Mercado Convencional	TWh	43,2	44,0	45,4	47,6	49,1	51,1	54,3
	Residencial	TWh	3,4	3,4	3,5	3,7	3,8	4,0	4,3
	Terciário	TWh	3,6	3,8	4,4	5,6	6,4	7,6	8,2
	Indústria	TWh	20,0	20,1	20,6	21,5	22,0	22,7	25,0
	Cogeração	TWh	16,1	16,7	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
	Mercado de Eletricidade	TWh	23,1	26,5	21,6	10,7	7,3	5,1	1,4
	Consumo Total de GN	TWh	66,3	70,5	67,0	58,3	56,4	56,2	55,7
Cenário Inferior Continuidade	Mercado Convencional	TWh	43,0	42,4	43,3	44,5	45,3	46,4	47,3
	Residencial	TWh	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7
	Terciário	TWh	3,6	3,7	4,1	4,8	5,3	6,0	6,0
	Indústria	TWh	19,9	20,0	20,3	20,8	21,0	21,4	22,2
	Cogeração	TWh	16,1	15,3	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
	Mercado de Eletricidade	TWh	23,1	28,7	22,6	14,8	12,0	9,8	7,9
	Consumo Total de GN	TWh	66,1	68,0	65,8	59,4	57,3	56,2	55,3

Figura 18: Cenários de evolução da procura total de gás natural – RMSA-GN 2019¹⁷

De referir que em 2019, o consumo de gás natural, impulsionado pelo mercado elétrico, totalizou 67,9 TWh, com um crescimento de 4,8% face ao ano anterior, representando o segundo consumo anual mais elevado de sempre do Sistema Nacional de Gás, a 2,5% do máximo histórico registado em 2017, repartido por 37% no segmento da distribuição e o restante pelo mercado elétrico e restantes segmentos, consolidando o posicionamento das infraestruturas do setor nacional na veiculação de energia no território nacional, em paralelo com o setor elétrico, no Sistema Energético Nacional.

¹⁷ Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural para o período 2020-2040 (RMSA-GN 2019)

EVOLUÇÃO DO CONSUMO

Consumption Evolution

GWh	2019	2018	Var. [%]
Consumo Consumption	67 947	64 820	5
Mercado Elétrico Electricity Market	23 817	20 773	15
Mercado Convencional Conventional Market	44 130	44 047	0
GRMS* - Distribuição GRMS* - Distribution	25 128	25 126	0
AP - Clientes Alta Pressão High Pressure Clients	17 130	17 196	0
UAG - Unidades Autônomas de Gaseificação Autonomous Gas Units	1 873	1 726	9

¹2019 5.7 bcm ²2018 5.5 bcm

*GRMS Estação de Regulação e Medição de Gás Gas Regulation and Metering Station

SATISFAÇÃO DO CONSUMO

Supply

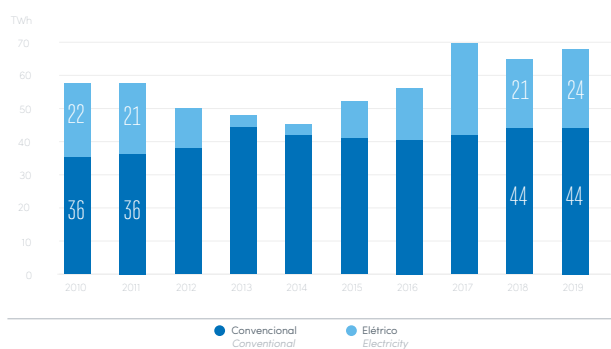


Figura 19: Dados técnicos REN Gasodutos 2019

Em suma, o sector em Portugal apresenta-se com uma perspetiva de evolução positiva dos consumos, alicerçando a utilização do gás natural como um dos principais intervenientes no *mix* energético português, reforçando a necessidade de investimento nesta infraestrutura sustentável.

9.2. Vantagens do Gás Natural

O Gás Natural 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 natural são muito flexíveis, permitindo o armazenamento de energia e fornecendo soluções e complementaridade com o sector elétrico.



De seguida apresentam-se as principais vantagens do produto:

Ecológico

O gás natural é um combustível ecológico. Segundo a APA (Agência Portuguesa do Ambiente), 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).¹⁸

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 natural 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 para a contribuição para o cumprimento dos desígnios de neutralidade carbónica assumidas pelas políticas energéticas em Portugal.

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

Económico

Para além das vantagens ambientais, o gás natural 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 natural 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 dos padrões ambientais, aumentando a competitividade das empresas.

¹⁸ <http://www.apambiente.pt/>; agosto 2017

Em Portugal a ADENE - Agência para a Energia, publicou o site www.poupaenergia.pt com um objetivo de permitir aos consumidores uma simulação da tarifa de comercialização mais baixa, com base no seu consumo individual.

A vantagem do gás natural face à eletricidade é clara, note-se a título de exemplo a simulação com base nas tarifas dos comercializadores do mercado regulado elétrico e de gás natural, tendo como base o consumo médio unitário BP< de 3,0 MWh/ano, a poupança anual é 43% (cerca de 259€ face à eletricidade) (site da ADENE).

No caso do butano e propano em botija, utilizando o site da DECO (www.poupenabotija.pt), a redução de custo para a mesma necessidade energética é na ordem dos 50% (cerca de 250 €/ano).

VISUALIZE OS RESULTADOS DA SUA SIMULAÇÃO

ESCOLHA O TARIFÁRIO QUE MAIS SE ADEQUA A SI E MUDE JÁ


simulação
#90f8fce9

**O seu
tarifário
Atual**

Fatura de Energia »

	Eletricidade (Fatura anual)	Gás Natural (Fatura anual)
Consumo	3100 kWh	3099 kWh
Energia	510,26€	169,57€
Termo Fixo	59,17€	32,92€

 **Alterar dados**

 **Guardar Perfil de Simulação**

Utilizando como fonte o Eurostat, é evidente a competitividade do vetor energético do Gás Natural, onde o custo unitário médio da eletricidade para o setor doméstico cifrou-se em 0.2154€/kWh em Portugal no final do primeiro semestre de 2019¹⁹ (face ao custo médio do gás natural de 0.076 €/kWh para o mesmo período²⁰).

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 natural é feita através de infraestruturas concebidas e construídas com rigor e com as tecnologias mais avançadas: o gás natural 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.

¹⁹ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

²⁰ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics

9.3. Descarbonização e Digitalização de ativos

A Descarbonização e Digitalização dos 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. Como referido previamente, a AGN desenvolveu o estudo "THE ROLE OF PORTUGUESE GAS INFRASTRUCTURE IN THE DECARBONISATION PROCESS" que, através da capitalização e investimento alternativo nos ativos de distribuição com vista à alteração da trajetória de redução de emissões nacionais, evidencia uma projeção incremental do aumento do consumo nas infraestruturas de distribuição de gás para o horizonte 2020-2040 na ordem dos 30%, reduzindo para cerca de 35 TWh em 2050, assumindo o papel fundamental dos ativos na transformação do tecido energético nacional com a veiculação crescente de fontes renováveis de energia como o hidrogénio e o biometano, associado à paulatina descarbonização do gás natural, enquanto vetor alternativo à eletrificação intensiva dos setores de maior complexidade tecnológica.

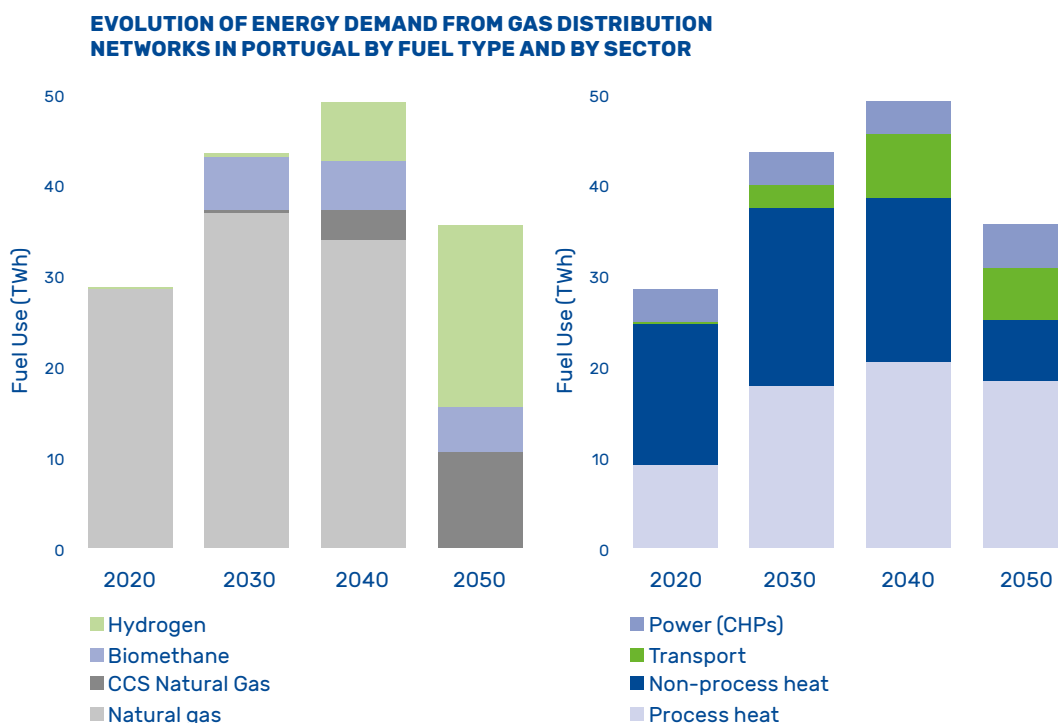



Figura 20: Projeção de consumo da distribuição de gás - Cenário alternativo Afry

Em suma, o *outlook* do sector em Portugal apresenta-se com uma perspetiva de evolução positiva dos consumos, alicerçando a utilização dos ativos de gás como um dos principais intervenientes no *mix* energético português, reforçando a necessidade de investimento nesta infraestrutura sustentável, no sentido de a preparar para este desígnio nacional de descarbonizar a economia.

Assim, a Portgás identificou um conjunto de projetos, que permite iniciar a preparação das suas infraestruturas para receberem os novos gases renováveis em quantidades crescentes. Todavia, importa 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, há 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 Portgás; 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.

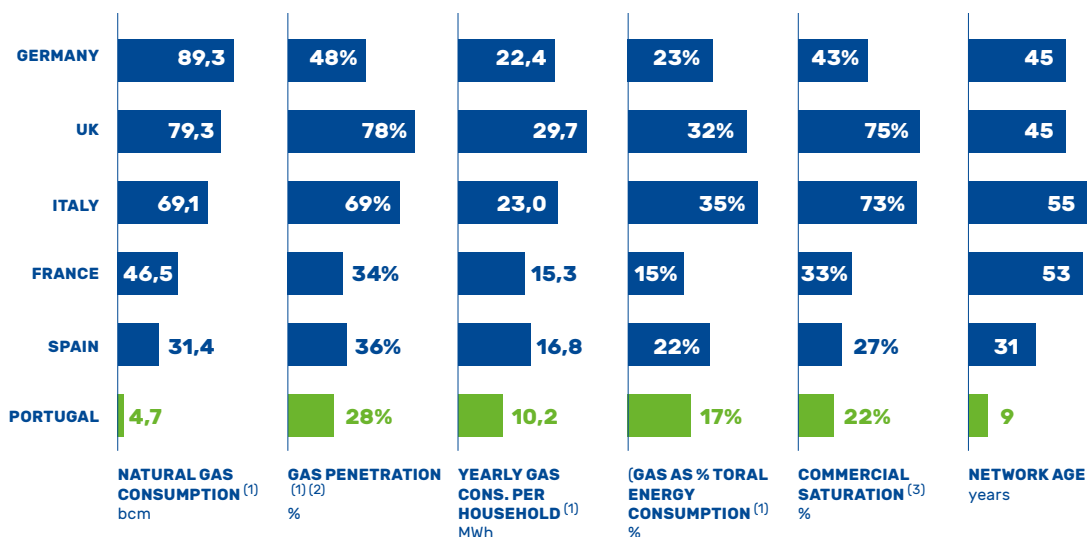
Na dimensão controlo do sistema, em que se prevê investimentos em duas áreas, por um lado para monitorizar a pressão de serviço e, por outro lado, poder atuar sobre os ativos para poder fazer variar a pressão de injeção de gás nas redes (podendo alterar pressões de serviço e fluxos de gás). O investimento 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, são focados nos subsistemas onde se prevê que no horizonte deste plano de investimentos se vá injetar gases renováveis, nomeadamente no subsistema da área metropolitana do Porto.

Por último, relativamente aos investimentos relativos às infraestruturas de controlo (aqui no sentido de conhecimento medido) de fluxos e incremento do conhecimento do comportamento dos clientes, são 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 dos 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 não causar pressões desnecessárias sobre o SNGN.

9.4. Posicionamento concorrencial

Não obstante a economia atingida pelo setor de gás natural e a sua repercussão nas famílias, verificam-se com recorrência dúvidas sobre o seu posicionamento do ponto de vista de regras de concorrência. Sobre esta matéria importa dizer que o Sistema Nacional de Distribuição de Gás Natural é um sistema jovem quando comparado com outros países, com margem de progressão nas taxas de penetração.



Source: Gas Matters, the Economist Intelligence Unit, The Boston Consulting Group, Eurostat yearly statistics, Euroelectric
 (1) Source: Eurogas Statistical Report 2014.
 (2) Calculated as number of natural gas costumers (number of householders + number of SMEs).
 (3) Calculated as gas customers over electricity customers.

Figura 21: Dados de sector de gás natural em vários países europeus

Decorrente do processo de liberalização, existe hoje um mercado liberalizado e competitivo com várias comercializadoras em regime de concorrência no mercado de energia, seja ele regulado ou não.

Contudo, a organização atual do setor evidencia um vazio de iniciativas que promovam o gás natural. Os Agentes de Mercado deixaram de ter iniciativas consolidadas na sua promoção. As comercializadoras têm na sua carteira produtos substitutos e mesmo concorrentes. O foco comercial das comercializadoras concentra-se no mercado já ligado, numa dinâmica de crescimento através do *switching* e de ofertas de serviços e soluções multiproduto.

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

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

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

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

em vigor vêm reforçando os condicionalismos da promoção da adesão ao gás natural através da otimização comercial das infraestruturas de distribuição dos 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 22: Regulação vs Concorrência nos setores elétrico e gás natural

As condições de adesão às ofertas comerciais são pouco atrativas para permitir o crescimento do mercado que não possui as características do mercado da eletricidade. O gás natural tem substitutos em mercados mais ágeis e com maior captura de valor junto do cliente final.

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

As regras atuais não possibilitam a promoção deste vetor para clientes com consumo anual superior a 10 mil m³ que poderiam aportar maiores volumes de GN ao sistema e desta forma contribuir positivamente para as tarifas, quando outras fontes de energia podem ter iniciativas proactivas e agressivas para captar estes clientes.

Atualmente o gás natural padece de uma dinâmica de mercado ficando limitado a um papel passivo, a aguardar a eventual manifestação de vontade de um potencial cliente. Para o segmento de clientes com consumo superior a 10 mil m³/ano é possível assegurar a criação de condições para alavancar o volume para o sistema através de um esforço de captação e com a possibilidade de investimento no ponto de consumo, salvaguardando o investimento através de mecanismos de garantia de consumo e permanência durante determinado período. Este investimento, podendo ser entendido como uma subsídio, 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 renováveis.

A experiência tem demonstrado que as condições de acesso à rede não são incentivadoras para a escolha do gás natural e têm limitado a efetivação das ligações dos requisitantes que acabam por não dar seguimento às propostas de orçamento.

Deste modo, a atividade de conversão e reconversão de locais de consumo constitui-se como o único pilar que ainda contribui para o desenvolvimento do setor do gás natural, mas com perímetro limitado ao segmento de clientes com consumo anual inferior a 10 mil m³. O gás natural é um bem essencial e é fundamental encontrar um equilíbrio entre o seu desenvolvimento e a eficiência dos investimentos.

Considerando o enquadramento do gás natural é possível, sem colocar em causa o estado atual do setor, fazer ainda alguns ajustamentos que permitem atenuar as limitações e contribuir para o desenvolvimento natural do mercado, respeitando, contudo, os princípios de eficiência do investimento necessário à ligação de novos pontos de consumo. Neste contexto exige-se uma atuação responsável dos ORD, orientada para a sustentabilidade do Sistema e para a competitividade do gás natural, repondo algum equilíbrio nas condições de concorrência do setor no mercado global de energia, atualmente pouco favoráveis para o gás natural.

De referir ainda que a ideia recorrente do que os clientes atuais do sistema não devem ser penalizados e suportar custos de adesão dos novos clientes não tem razão de ser. De facto, os clientes atuais do sistema foram beneficiados em termos de condições de acesso com participações mais favoráveis que as atuais. E também de referir que estas participações 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, 2018) 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)	7.353.311	35%
Consumo eletricidade (MWh) 14	11.599.871	56%
Consumo GPL (MWh) 14	1.113.846	5%
Consumo gasóleo para aquecimento (MWh) 14	299.478	1%
Consumo fuel (MWh) 14	458.282	2%
Total	20.824.788	

Quadro 48: 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 de rede para ligação de novos locais de consumo doméstico ou pequenos terciários, é fundamental garantir que o custo das operações de ligação não potencie a discriminação face a clientes que já se encontram ligados ao sistema. O crescimento sustentável e progressivo do sistema é a única forma de garantir novos clientes e novos consumos, que compensarão as inevitáveis rescisões contratuais.

Anexo 1

Fichas de Projeto
de Investimento
por Concelho





Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25		
PLANO DE INVESTIMENTO		610	975	673	1.417	1.093	1.455	1.418	1.434	1.408	1.385	7.100		
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		586	975	577	1.286	1.080	1.439	1.394	1.412	1.390	1.363	6.998		
Rede e UAGs	m€	424	659	314	902	615	725	712	707	715	693	3.552		
Rede Secundária - BP	m€	378	575	263	778	482	587	578	571	583	562	2.881		
Ramais	m€	45	84	51	123	132	138	134	136	133	131	671		
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP	mts	7.926	10.069	5.230	14.539	7.829	10.161	9.858	9.993	9.774	9.527	49.313		
Ramais	#	202	321	185	431	425	480	461	465	450	439	2.295		
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	112	122	127	142	149	159	169	179	189	199	199		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	35	61	49	127	87	132	125	129	129	128	644		
Pontos de Abastecimento	m€	127	256	215	258	379	582	557	576	546	541	2.802		
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Mercado Existente	m€	112	231	190	234	339	428	412	409	402	389	2.040		
Conversão	m€	96	208	169	208	296	374	360	357	351	339	1.781		
Reconversão	m€	16	16	18	10	27	36	35	35	34	33	172		
Pequeno terciário	m€	1	7	3	16	16	18	17	17	17	17	87		
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	91	88	88	87	85	439		
Contadores/Redutores	m€	15	24	25	24	40	64	57	79	56	67	323		
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	286	522	420	479	759	860	826	827	806	783	4.102		
Mercado Novo	#	14	24	7	1	88	11	11	11	11	11	55		
Mercado Existente	#	270	498	406	472	669	843	811	804	791	764	4.013		
Conversão	#	208	413	331	404	547	691	665	659	648	626	3.289		
Reconversão	#	60	70	70	40	93	118	114	113	111	107	563		
Pequeno terciário	#	2	11	5	28	29	34	32	32	32	31	161		
Grande consumo	#	2	4	7	6	2	6	4	12	4	8	34		
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	759	860	826	827	806	783	4.102	
MP	#	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-		
BP>	#	-	-	-	-	-	6	4	12	4	8	34		
BP<	#	-	-	-	-	-	757	854	822	815	802	775	4.068	
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	8.082	3.951	11.526	19.158	29.610	46.898	57.742	
MP	MWh	-	-	-	-	-	4.374	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	-	2.705	7.833	13.077	21.169	36.155	45.868	-	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	2.962	1.246	3.692	6.081	8.441	10.743	11.874	
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	8.011	8.524	8.929	9.408	10.167	11.027	11.853	12.680	13.486	14.269	14.269		
MP	#	17	17	17	15	16	16	16	16	16	16	16		
BP>	#	68	69	74	77	78	84	88	100	104	112	112		
BP<	#	7.926	8.438	8.838	9.316	10.073	10.927	11.749	12.564	13.366	14.141	14.141		
Consumo Unitário	MWh/PA	67.2	65.8	65.1	60.5	57.3	55.9	52.5	49.6	47.3	45.8	45.8		
MP	MWh/PA	26.650,1	26.687,4	27.685,9	28.441,4	29.525,0	30.298,1	30.298,1	30.298,1	30.298,1	30.298,1	30.298,1		
BP>	MWh/PA	995,2	972,7	990,0	981,5	982,7	1.006,9	1.008,0	978,0	980,6	1.064,9	1.064,9		
BP<	MWh/PA	2,8	2,9	3,1	2,8	2,8	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6		
Energia Veiculada Total	MWh	530.459	543.636	568.003	554.784	560.866	592.861	600.435	608.068	618.520	635.807	3.055.690		
MP	MWh	439.727	453.686	470.660	455.062	457.637	484.769	484.769	484.769	484.769	484.769	2.423.845		
BP>	MWh	68.666	66.629	70.784	74.105	76.160	81.562	86.690	91.934	100.026	115.011	475.223		
BP<	MWh	22.065	23.321	26.559	25.617	27.068	26.530	28.976	31.365	33.725	36.026	156.622		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		25	-	94	128	9	11	13	14	16	19	74		
Redes	m€	12	-	82	108	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	m€	3	-	82	108	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	mts	-	-	53	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	159	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
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	1	1	1	1		
Outras Infraestruturas	m€	-	-	5	4	9	10	11	11	12	13	56		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	5	4	9	10	11	11	12	13	56		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	13	-	7	15	0	1	3	4	4	6	18		
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	2	3	3	5	11	8	2	3	28		
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	2	3	3	5	11	8	2	3	28		
Racional Económico														
Identificação de Rede														
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	48.701	48.701	48.701	48.701	48.701	48.701	48.701	48.701		
CU's Ativos	#	-	-	-	9.408	10.167	11.027	11.853	12.680	13.486	14.269	14.269		
Taxa de Penetração	%	-	-	-	19%	21%	23%	24%	26%	28%	29%	29%		
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	71	70	70	66	68	69	70	70	71	72	72		
PA (EoP)	#	8.011	8.524	8.929	9.408	10.167	11.027	11.853	12.680	13.486	14.269	14.269		
Km Rede Secundária (EoP)	Km	112	122	128	142	150	160	170	180	190	199	199		
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	35	52	80	33	97	85	84	83	82	82	83		
PA (Ligados Período)	#	286	522	420	479	759	860	826	827	806	783	4.102		
Km rede secundária (Construída Período)	Km	8	10	5	15	8	10	10	10	10	10	49		
Rátios de expansão														
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	2.043	1.864	1.363	2.688	1.436	1.571	1.594	1.610	1.620	1.639	1.606		
Investimento Expansão	€	584	973	572	1.288	1.090	1.351	1.317	1.332	1.306	1.283	6.589		
PA's	€	147	292	238	361	426	560	537	537	531	518	2.654		
Redes, Ramais e UAGs	€	424	659	314	902	615	725	712	707	715	693	3.552		
Contadores e Redutores	€	14	22	20	25	50	67	67	87	59	72	353		
Clientes Ligados	€	286	522	420	479	759	860	826	827	806	783	4.102		
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	27,7	19,3	12,5	30,4	10,3	11,8	11,9	12,1	12,1	12,2	12,0		
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	29	219	17	-	99	171	182	166	101	59	114		
A- Rentabilidade Investimento	%	12,7%	-3,2%	31,17%	-	-	6,33%	5,90%	6,42%	9,89%	16,49%	8,55%		
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%		
Prémio de Concessão (A-B)	pp	4,73	(11,08)	23,32	-	-	1,00	0,57	1,10	4,57	11,16	3,22		

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20	PDIRD GN 21-25					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		1.932	1.914	1.800	1.569	1.734	2.116	2.104	2.098	2.021	2.145	10.484	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		1.932	1.656	1.718	1.416	1.630	1.993	1.937	1.939	1.927	1.886	9.684	
Rede e UAGs	m€	1.047	632	729	568	937	1.007	984	999	995	970	4.954	
Rede Secundária - BP	m€	807	411	555	367	745	790	772	788	785	764	3.900	
Ramais	m€	240	221	174	201	193	217	212	211	209	206	1.054	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	16.253	8.824	11.184	8.090	12.082	13.560	13.196	13.190	13.032	12.662	65.640	
Ramais	#	937	841	616	659	618	752	729	720	710	692	3.603	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	453	462	473	481	493	507	520	533	546	559	559	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	115	103	171	80	131	183	174	177	178	179	890	
Pontos de Abastecimento	m€	770	920	818	768	562	803	780	764	754	738	3.839	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	694	835	739	715	508	573	551	547	538	520	2.730	
Conversão	m€	575	756	684	668	444	501	482	477	470	454	2.384	
Reconversão	m€	94	44	26	21	41	48	46	46	46	44	230	
Pequeno terciário	m€	25	36	29	27	23	24	23	23	23	22	116	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	143	139	139	139	136	696	
Contadores/Redutores	m€	76	85	79	53	54	88	89	78	77	82	413	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	1.758	1.901	1.723	1.524	1.108	1.350	1.308	1.294	1.277	1.243	6.472	
MP	#	226	180	265	154	102	217	217	217	217	217	1.085	
MP>	#	1.528	1.712	1.452	1.366	1.003	1.128	1.085	1.075	1.058	1.022	5.388	
MP<	#	1.126	1.493	1.309	1.250	820	925	890	881	868	838	4.402	
BP	#	365	164	93	71	140	158	152	151	148	143	752	
BP>	#	37	55	50	45	43	45	43	43	42	41	214	
BP<	#	4	9	6	4	3	5	6	2	2	4	19	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	1.108	1.350	1.308	1.294	1.277	1.243	6.472
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
MP>	#	-	-	-	-	-	3	5	6	2	2	4	
MP<	#	-	-	-	-	-	1.105	1.345	1.302	1.292	1.275	1.239	6.453
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	4.142	3.267	14.815	25.544	31.398	40.998	47.194
MP	MWh	-	-	-	-	-	1.172	739	-	-	-	-	-
MP>	MWh	-	-	-	-	-	1.126	8.461	15.063	16.831	22.431	26.655	26.655
MP<	MWh	-	-	-	-	-	2.231	2.141	6.353	10.481	14.567	18.568	20.539
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	42.425	44.240	45.949	47.410	48.518	49.868	51.176	52.470	53.747	54.990	54.990	
MP	#	5	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
MP>	#	124	132	143	149	152	157	163	165	167	171	171	
MP<	#	42.296	44.102	45.799	47.254	48.359	49.704	51.006	52.298	53.733	54.812	54.812	
Consumo Unitário	MWh/PA	8.4	8.5	8.6	8.4	8.1	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	
MP	MWh/PA	26.399,2	25.685,1	21.273,8	22.440,0	21.066,8	22.409,3	22.409,3	22.409,3	22.409,3	22.409,3	22.409,3	
MP>	MWh/PA	96.723	772,4	721,0	653,9	640,2	615,9	640,5	665,2	667,8	689,1	689,1	
MP<	MWh/PA	2,9	3,0	3,3	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
Energia Veiculada Total	MWh	348.421	368.187	386.192	393.322	388.993	394.656	406.204	416.934	422.787	432.388	2.072.970	
MP	MWh	131.996	141.268	138.267	157.080	147.468	156.865	156.865	156.865	156.865	156.865	784.325	
MP>	MWh	96.723	98.871	99.144	95.473	96.354	95.151	102.486	109.087	110.856	116.455	534.035	
MP<	MWh	119.702	128.048	148.781	140.769	145.172	142.641	146.853	150.981	155.067	159.068	754.610	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS	m€	-	258	77	120	48	53	60	94	69	227	503	
Redes	m€	-	127	27	73	-	-	-	22	-	100	122	
Rede Primária - MP	m€	-	-	27	73	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	127	-	-	-	-	-	22	-	100	122	
Rede Primária - MP	mts	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	2.211	-	-	-	-	-	360	-	1.300	1.660	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	25	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	2	2	2	2	2	2	3	3	4	4	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	42	36	46	46	48	49	51	52	247	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	42	36	46	46	48	49	51	52	247	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	131	8	10	2	6	13	23	18	75	135	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	5	34	55	71	106	64	25	31	297	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	5	34	55	71	106	64	25	31	297	
Racional Económico													
Definição de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	87.345	87.345	87.345	87.345	87.345	87.345	87.345	87.345	
CU's Ativos	#	-	-	-	47.410	48.518	49.868	51.176	52.470	53.747	54.990	54.990	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	54%	56%	57%	59%	60%	62%	63%	63%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	94	95	97	98	98	98	98	98	98	98	98	
PA (EoP)	m€	42.425	44.240	45.949	47.410	48.518	49.868	51.176	52.470	53.747	54.990	54.990	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	453	464	475	483	495	509	522	536	549	562	562	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	108	172	154	188	92	100	99	95	98	89	96	
PA (Ligados Período)	m€	1.758	1.901	1.723	1.524	1.108	1.350	1.308	1.294	1.277	1.243	6.472	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	16	11	11	8	12	14	13	14	13	14	67	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.093	869	1.008	971	1.553	1.444	1.479	1.465	1.446	1.462	1.459	
Investimento Expansão	€	1.921	1.652	1.737	1.479	1.721	1.949	1.935	1.896	1.847	1.817	9.445	
PA's	€	808	938	910	795	639	755	725	723	717	699	3.620	
Redes, Ramais e UAGs	€	1.047	632	729	568	937	1.007	984	999	995	970	4.954	
Contadores e Redutores	€	66	81	98	117	145	187	225	174	136	148	870	
Clientes Ligados	€	1.758	1.901	1.723	1.524	1.108	1.350	1.308	1.294	1.277	1.243	6.472	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	9,2	4,6	6,5	5,3	10,9	10,0	10,1	10,2	10,2	10,2	10,1	
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	305	61	69	-	-	254	298	117	387	271	147	200
A- Rentabilidade Investimento	%	23,1%	18,85%	22,94%	-	-	4,55%	9,58%	3,50%	4,61%	6,83%	5,86%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	15,21	11,00	15,09	-	-	(0,77)	4,26	(1,82)	(0,71)	1,51	0,53	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25		
PLANO DE INVESTIMENTO		1.000	1.336	951	821	958	327	320	323	317	322	313	1.591	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		1.000	1.336	946	598	956	323	316	317	322	313	1.591		
Rede e UAGs	m€	804	709	329	259	548	163	158	162	162	160	805		
Rede Secundária - BP	m€	786	630	220	185	432	128	123	127	128	127	633		
Ramais	m€	18	79	109	74	116	35	35	35	34	33	172		
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP	mts	12.954	11.774	5.018	3.732	6.984	2.202	2.153	2.155	2.151	2.073	10.734		
Ramais	#	74	315	399	247	374	122	119	118	116	112	587		
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	22	33	38	42	49	51	53	56	58	60	60		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	59	83	85	50	78	30	28	29	30	30	146		
Pontos de Abastecimento	m€	137	544	532	289	330	131	129	126	130	124	640		
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Mercado Existente	m€	127	498	493	268	303	93	89	89	88	85	443		
Conversão	m€	123	453	475	255	265	81	78	77	76	74	387		
Reconversão	m€	3	40	10	1	25	8	8	8	7	7	38		
Pequeno terciário	m€	1	5	8	12	14	4	4	4	4	4	19		
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	23	23	23	23	22	113		
Contadores/Redutores	m€	10	45	40	21	27	15	17	15	20	17	81		
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	265	1.109	1.010	525	671	219	213	211	210	203	1.056		
Mercado Novo	#	-	-	-	-	-	35	35	35	35	35	175		
Mercado Existente	#	265	1.108	1.010	523	599	183	176	175	172	166	872		
Conversão	#	251	948	957	494	490	150	144	143	141	136	714		
Reconversão	#	13	152	37	5	84	26	25	25	24	23	123		
Pequeno terciário	#	1	8	16	24	25	7	7	7	7	7	35		
Grande consumo	#	-	1	-	2	1	1	2	1	3	2	9		
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	671	219	213	211	210	203	1.056		
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	#	-	-	-	-	1	2	1	3	2	2	9		
BP<	#	-	-	-	-	670	218	211	210	207	201	1.047		
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	1.106	384	1.244	2.082	4.142	6.748	7.654		
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	-	-	-	-	508	111	436	747	2.286	4.381	5.036		
BP<	MWh	-	-	-	-	598	273	809	1.335	1.856	2.366	2.618		
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	269	1.372	2.335	2.824	3.495	3.714	3.927	4.138	4.348	4.551	4.551		
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	#	-	1	1	3	4	5	7	8	11	13	13		
BP<	#	269	1.371	2.334	2.821	3.491	3.709	3.920	4.130	4.337	4.538	4.538		
Consumo Unitário	MWh/PA	0,2	1,3	1,8	1,9	2,1	1,5	1,7	1,8	2,2	2,7	2,7		
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh/PA	-	361,5	241,8	381,6	282,3	194,3	199,8	201,3	320,9	428,7	428,7		
BP<	MWh/PA	0,2	1,1	1,6	1,6	1,8	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5		
Energia Veiculada Total	MWh	26	1.091	3.253	4.922	6.589	5.569	6.429	7.266	9.327	11.932	40.523		
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	-	181	242	763	988	874	1.199	1.510	3.049	5.144	11.776		
BP<	MWh	26	910	3.011	4.159	5.601	4.694	5.230	5.757	6.278	6.788	28.747		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	5	223	3	4	5	6	7	9	30		
Redes	m€	-	-	-	218	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	218	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	3.680	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	4	4	4	4	4	4	4	4		
Outras Infraestruturas	m€	-	-	2	2	3	3	4	4	5	6	22		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	2	2	3	3	4	4	5	6	22		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	3	4	0	0	1	1	2	3	8		
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	-	-	-	-	0	-	0	0	0		
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	-	-	-	-	0	-	0	0	0		
Racional Económico														
Denficação de Rede														
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	14.298	14.298	14.298	14.298	14.298	14.298	14.298	14.298		
CUI's Ativos	#	-	-	-	2.824	3.495	3.714	3.927	4.138	4.348	4.551	4.551		
Taxa de Penetração	%	-	-	-	20%	24%	26%	27%	29%	30%	32%	32%		
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	12	41	61	62	66	68	69	70	71	72	72		
PA (EoP)	#	269	1.372	2.335	2.824	3.495	3.714	3.927	4.138	4.348	4.551	4.551		
Km Rede Secundária (EoP)	Km	22	33	38	46	53	55	57	59	61	63	63		
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	20	94	201	71	96	99	99	98	98	98	98		
PA (Ligados Período)	#	265	1.109	1.010	525	671	219	213	211	210	203	1.056		
Km rede secundária (Construída Período)	Km	13	12	5	7	7	2	2	2	2	2	11		
Rádios de expansão														
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	3.767	1.199	931	1.136	1.427	1.373	1.379	1.401	1.439	1.451	1.408		
Investimento Expansão	€	998	1.329	940	596	958	301	294	296	302	295	1.487		
PA's	€	186	582	578	318	381	122	118	118	117	114	590		
Redes, Ramais e UAGs	€	804	709	329	259	548	163	158	162	162	160	805		
Contadores e Redutores	€	8	38	34	19	29	15	18	16	23	20	92		
Clientes Ligados	€	265	1.109	1.010	525	671	219	213	211	210	203	1.056		
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	48,9	10,6	5,0	7,1	10,4	10,1	10,1	10,2	10,2	10,2	10,2		
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	-	668	513	-	541	392	308	410	89	163	194		
A- Rentabilidade Investimento	%	-2,4%	2,85%	5,50%	-	-	2,68%	3,37%	2,43%	10,99%	5,97%	4,97%		
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%		
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(10,34)	(5,00)	(2,35)	-	-	(2,65)	(1,95)	(2,89)	5,67	0,65	(0,36)		

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		746	625	606	510	352	302	1.115	298	296	291	2.302	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		746	625	582	503	344	290	286	286	285	278	1.425	
Rede e UAGs	m€	579	457	348	330	186	149	143	144	144	142	722	
Rede Secundária - BP	m€	542	428	286	289	137	120	114	115	115	114	578	
Ramais	m€	38	29	61	42	48	29	29	29	29	28	144	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	9.663	2.932	5.251	5.022	2.212	2.023	1.996	1.996	1.979	1.913	9.907	
Ramais	#	148	107	222	144	156	101	100	99	98	94	493	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	86	89	94	100	102	104	106	108	110	112	112	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	44	39	46	20	28	27	26	26	26	26	131	
Pontos de Abastecimento	m€	122	128	188	152	130	115	117	116	115	109	572	
Mercado Novo	m€	13	16	12	7	58	18	13	13	13	13	65	
Mercado Existente	m€	110	118	175	142	113	86	83	82	81	78	410	
Conversão	m€	87	108	163	136	99	75	72	71	71	68	357	
Reconversão	m€	17	6	5	4	9	7	7	7	7	7	35	
Pequeno terciário	m€	5	4	6	2	5	4	4	3	3	3	17	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	19	19	19	19	18	94	
Contadores/Redutores	m€	12	10	14	10	17	10	15	15	15	12	68	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	255	271	357	272	281	182	178	176	174	168	878	
Mercado Novo	#	13	16	12	7	58	18	13	13	13	13	65	
Mercado Existente	#	241	255	344	265	223	169	163	161	159	154	806	
Conversão	#	171	227	313	248	182	138	133	132	131	126	660	
Reconversão	#	62	21	20	13	31	24	23	23	22	22	114	
Pequeno terciário	#	8	7	11	4	10	7	7	6	6	6	32	
Grande consumo	#	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	7	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	281	182	178	176	174	168	878
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	
BP>	#	-	-	-	-	-	-	2	2	2	1	7	
BP<	#	-	-	-	-	-	281	182	176	174	172	167	871
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	1.151	235	1.046	2.206	4.749	8.298	9.890
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	347	1.054	3.150	6.261	7.636	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1.151	235	699	1.151	1.599	2.037	2.253
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	5.085	5.373	5.703	5.969	6.250	6.432	6.610	6.786	6.960	7.128	7.128	
MP	#	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
BP>	#	12	13	15	14	14	14	16	18	20	21	21	
BP<	#	5.072	5.359	5.687	5.954	6.235	6.417	6.593	6.767	6.939	7.106	7.106	
Consumo Unitário	MWh/PA	9,5	9,1	7,5	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,3	8,6	8,6	
MP	MWh/PA	26.779,7	25.096,3	15.663,6	25.293,4	23.524,7	25.293,4	25.293,4	25.293,4	25.293,4	25.293,4	25.293,4	
BP>	MWh/PA	747,6	809,9	781,7	816,2	901,6	908,3	870,9	810,1	835,1	925,7	925,7	
BP<	MWh/PA	2,3	2,4	2,7	2,5	2,8	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2	
Energia Veiculada Total	MWh	47.109	47.534	41.726	51.644	51.908	52.681	53.491	54.651	57.195	60.744	278.762	
MP	MWh	26.780	25.096	15.664	25.293	23.525	25.293	25.293	25.293	25.293	25.293	126.467	
BP>	MWh	8.972	10.124	10.944	11.835	12.623	12.717	13.064	13.771	15.867	18.978	74.396	
BP<	MWh	11.358	12.314	15.119	14.515	15.761	14.671	15.134	15.587	16.034	16.473	77.899	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	21	4	6	7	823	9	9	11	858	
Redes	m€	-	-	16	-	-	-	644	-	-	-	644	
Rede Primária - MP	m€	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	644	-	-	-	644	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	11.000	-	-	-	11.000	
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	0	0	11	11	11	11	11	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	3	3	6	6	6	6	7	7	32	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	3	3	6	6	6	6	7	7	32	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	3	2	0	1	173	2	2	3	182	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	2	3	2	4	6	4	2	3	18	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	2	3	2	4	6	4	2	3	18	
Racional Económico													
Densificação de Rede													
N.º de Fogos no Conceito	#	-	-	-	21.481	21.481	21.481	21.481	21.481	21.481	21.481	21.481	
CUF's Ativos	#	-	-	-	5.969	6.250	6.432	6.610	6.786	6.960	7.128	7.128	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	28%	29%	30%	31%	32%	32%	33%	33%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	59	60	60	60	61	62	56	57	57	58	58	
PA (EoP)	#	5.085	5.373	5.703	5.969	6.250	6.432	6.610	6.786	6.960	7.128	7.128	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	87	90	95	100	102	104	117	119	121	123	123	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	26	92	68	54	127	90	14	88	88	88	42	
PA (Ligados Período)	#	255	271	357	272	281	182	178	176	174	168	878	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	10	3	5	5	2	2	13	2	2	2	21	
Rádios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	2.916	2.301	1.639	1.866	1.247	1.533	1.553	1.564	1.568	1.590	1.561	
Investimento Expansão	€	744	624	585	507	350	279	276	275	273	267	1.371	
PA's	€	154	157	221	162	141	112	108	108	107	105	541	
Redes, Ramais e UAGs	€	579	457	348	330	186	149	143	144	144	142	722	
Contadores e Redutores	€	10	9	16	15	23	18	25	23	22	20	108	
Clientes Ligados	#	255	271	357	272	281	182	178	176	174	168	878	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	37,9	10,8	14,7	18,5	7,9	11,1	11,2	11,3	11,4	11,4	11,3	
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	1.372	576	221	-	241	593	240	235	70	84	139	
A- Rentabilidade Investimento	%	4,8%	5,22%	11,23%	-	-	1,64%	-1,17%	4,23%	13,80%	11,32%	3,29%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(3,15)	(2,63)	3,38	-	-	(3,69)	(6,49)	(1,09)	8,48	6,00	(2,03)	

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20	POIRD GN 21-25				
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25
PLANO DE INVESTIMENTO		322	213	224	942	888	583	568	574	569	556	2.851
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		313	213	220	924	882	576	560	565	560	545	2.807
Rede e UA/Gs	m€	191	115	106	619	498	293	288	287	285	282	1.435
Rede Secundária - BP	m€	150	73	70	554	387	236	234	233	231	230	1.165
Ramais	m€	41	42	35	64	111	56	54	54	54	52	270
UA/Gs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	3.265	1.052	1.896	12.284	6.432	4.057	3.955	3.992	3.934	3.801	19.739
Ramais	#	153	158	127	229	357	193	186	186	183	175	923
UA/Gs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	58	59	61	73	79	83	87	91	95	99	99
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	19	13	26	170	72	53	50	52	52	52	258
Pontos de Abastecimento	m€	103	85	89	135	312	230	222	227	223	211	1.114
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	98	79	82	122	284	172	166	164	161	156	818
Conversão	m€	85	70	72	110	248	159	145	143	141	136	715
Reconversão	m€	4	4	7	9	23	14	14	14	14	13	69
Pequeno terciário	m€	5	5	3	2	13	8	7	7	7	6	35
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	37	36	36	35	34	178
Contadores/Redutores	m€	10	6	7	13	29	22	21	27	27	21	117
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	223	175	177	264	641	346	334	333	327	315	1.655
Mercado Novo	#	28	10	3	7	80	7	7	7	7	7	35
Mercado Existente	#	192	165	171	255	560	338	326	323	317	307	1.611
Conversão	#	171	143	140	215	458	277	267	265	260	252	1.321
Reconversão	#	14	15	25	36	78	47	46	45	44	43	225
Pequeno terciário	#	7	7	6	4	24	14	13	13	13	12	65
Grande consumo	#	3	1	3	2	1	1	1	3	3	1	8
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	641	346	334	333	327	315	1.655
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	1	1	1	3	3	1	8
BP<	#	-	-	-	-	640	345	333	330	324	314	1.646
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	2.873	815	2.231	5.406	11.265	16.628	18.707
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	658	295	688	2.862	7.735	12.136	13.740
BP<	MWh	-	-	-	-	2.215	520	1.543	2.544	3.530	4.493	4.966
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	4.117	4.276	4.406	4.710	5.351	5.697	6.031	6.364	6.691	7.006	7.006
MP	#	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
BP>	#	29	24	27	29	30	31	32	35	38	39	39
BP<	#	4.084	4.247	4.374	4.676	5.316	5.661	5.994	6.324	6.648	6.962	6.962
Consumo Unitário	MWh/PA	36,9	37,2	36,6	35,7	33,5	29,8	28,3	27,3	26,8	26,4	26,4
MP	MWh/PA	22.203,5	22.822,7	21.857,5	22.406,0	22.697,7	22.395,4	22.395,4	22.395,4	22.395,4	22.395,4	22.395,4
BP>	MWh/PA	1.706,5	1.572,6	1.397,9	1.380,2	1.370,0	1.295,8	1.267,1	1.256,4	1.286,6	1.334,1	1.334,1
BP<	MWh/PA	2,9	2,8	3,2	2,7	2,9	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5
Energia Veiculada Total	MWh	148.044	156.126	158.806	162.883	168.596	164.718	166.134	169.309	175.168	180.532	855.861
MP	MWh	88.814	102.702	109.288	112.030	113.489	111.977	111.977	111.977	111.977	111.977	559.886
BP>	MWh	47.783	41.675	35.648	38.646	40.414	39.521	39.914	42.088	46.961	51.362	219.846
BP<	MWh	11.447	11.749	13.870	12.207	14.693	13.220	14.243	15.243	16.230	17.193	76.130
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		9	-	3	17	5	6	7	7	9	10	39
Redes	m€	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	5	5	5	6	6	7	29
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	2	4	5	5	5	6	6	7	29
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	4	-	1	14	0	1	1	2	2	3	10
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	0	1	1	1	1	1	0	1	5
Contadores - Renovação por Imposição Legal	m€	-	-	0	1	1	1	1	1	0	1	5
Racional Económico												
Denficação de Rede												
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	25.976	25.976	25.976	25.976	25.976	25.976	25.976	25.976
CUi's Ativos	#	-	-	-	4.710	5.351	5.697	6.031	6.364	6.691	7.006	7.006
Taxa de Penetração	%	-	-	-	18%	21%	22%	23%	24%	26%	27%	27%
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	70	72	72	64	67	68	68	69	70	70	70
PA (EoP)	#	4.117	4.276	4.406	4.710	5.351	5.697	6.031	6.364	6.691	7.006	7.006
Km Rede Secundária (EoP)	Km	58	59	61	74	80	84	88	92	96	100	100
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	67	166	93	21	100	85	84	83	83	83	84
PA (Ligados Período)	#	223	175	177	264	641	346	334	333	327	315	1.655
Km rede secundária (Construída Período)	Km	3	1	2	12	6	4	4	4	4	4	20
Rátios de expansão												
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.399	1.217	1.246	3.503	1.383	1.564	1.577	1.598	1.613	1.632	1.596
Investimento Expansão	€	312	213	221	925	887	541	527	532	527	514	2.641
PAS	€	117	92	107	292	356	225	216	216	213	208	1.077
Redes, Ramais e UA/Gs	€	191	115	106	619	498	293	288	287	285	282	1.435
Contadores e Redutores	€	9	6	7	14	33	23	23	29	29	24	129
Clientes Ligados	#	223	175	177	264	641	346	334	333	327	315	1.655
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	14,6	6,0	10,7	46,5	10,0	11,7	11,8	12,0	12,0	12,1	11,9
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	411	529	222	-	215	332	438	103	80	124	141
A- Rentabilidade Investimento	%	28,9%	5,73%	15,20%	-	-	3,61%	2,79%	9,99%	12,51%	8,22%	7,15%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%
Prémio de Concessão (A-B)	ppi	20,94	(2,12)	7,35	-	-	(1,72)	(2,53)	4,66	7,19	2,90	1,83

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		POIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25		
PLANO DE INVESTIMENTO		679	659	442	1.313	705	179	175	177	176	173	880		
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		679	659	438	1.216	700	171	167	168	167	162	835		
Rede e UAGs	m€	371	338	219	873	396	84	82	83	83	82	414		
Rede Secundária - BP	m€	309	280	181	792	311	56	55	56	56	56	279		
Ramais	m€	62	59	38	82	84	27	27	27	27	26	135		
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP	mts	5.471	5.628	3.429	12.659	5.100	993	968	967	959	913	4.800		
Ramais	#	234	222	139	274	272	95	93	93	92	89	462		
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	50	55	59	71	76	77	78	79	80	81	81		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	40	41	36	83	58	16	15	15	15	15	77		
Pontos de Abastecimento	m€	268	279	183	260	247	72	70	69	69	65	345		
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Mercado Existente	m€	244	259	165	240	229	42	40	40	39	38	196		
Conversão	m€	155	234	156	208	199	37	35	35	34	33	174		
Reconversão	m€	78	15	3	21	18	3	3	3	3	3	17		
Pequeno terciário	m€	10	10	6	11	11	2	2	2	2	2	8		
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	18	18	18	18	18	89		
Contadores/Redutores	m€	24	21	18	21	18	12	12	12	12	9	57		
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	650	504	334	516	491	170	167	166	165	161	829		
Mercado Novo	#	1	5	3	2	40	87	87	87	87	87	435		
Mercado Existente	#	649	499	331	513	451	82	79	78	77	74	390		
Conversão	#	323	423	309	423	368	68	65	64	63	61	321		
Reconversão	#	309	60	11	70	63	11	11	11	11	10	54		
Pequeno terciário	#	17	16	11	20	20	3	3	3	3	3	15		
Grande consumo	#	-	-	-	1	-	1	1	1	1	1	4		
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	491	170	167	166	165	161	829		
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	#	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	4		
BP<	#	-	-	-	-	491	169	166	165	164	161	825		
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	1.632	302	1.360	2.446	4.938	7.294	7.487		
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	-	-	-	-	-	98	753	1.441	3.537	5.501	5.501		
BP<	MWh	-	-	-	-	1.421	203	607	1.005	1.401	1.792	1.986		
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	3.354	3.823	4.114	4.674	5.165	5.335	5.502	5.668	5.833	5.994	5.994		
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	#	5	5	5	7	7	8	9	10	11	11	11		
BP<	#	3.349	3.818	4.109	4.667	5.158	5.327	5.493	5.658	5.822	5.983	5.983		
Consumo Unitário	MWh/PA	4,0	3,6	3,6	3,4	3,3	2,5	2,6	2,7	3,1	3,4	3,4		
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh/PA	730,1	808,6	854,5	686,2	614,2	391,4	422,4	450,3	607,0	758,1	758,1		
BP<	MWh/PA	2,6	2,4	2,5	2,4	2,5	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0		
Energia Veiculada Total	MWh	12.231	12.815	14.378	14.837	16.356	13.023	14.081	15.167	17.659	20.015	19.946		
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	4.380	4.043	4.273	4.117	4.299	2.936	3.591	4.278	6.374	8.339	25.517		
BP<	MWh	7.851	8.772	10.106	10.719	12.057	10.088	10.491	10.889	11.285	11.676	54.429		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	4	96	4	6	6	7	8	10	38		
Redes	m€	-	-	-	88	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	88	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	900	-	-	-	-	-	-	-		
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		
Outras Infraestruturas	m€	-	-	2	2	4	5	5	6	6	7	28		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	2	2	4	5	5	6	6	7	28		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	1	7	0	1	1	2	2	3	9		
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	1	1	1	3	2	2	1	1	7		
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	1	1	1	3	2	2	1	1	7		
Racional Económico														
Definição de Rede														
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	24.685	24.685	24.685	24.685	24.685	24.685	24.685	24.685		
UI's Ativos	#	-	-	-	4.674	5.165	5.335	5.502	5.668	5.833	5.994	5.994		
Taxa de Penetração	%	-	-	-	19%	21%	22%	22%	23%	24%	24%	24%		
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	68	69	70	65	67	68	69	71	72	73	73		
PA (EoP)	#	3.354	3.823	4.114	4.674	5.165	5.335	5.502	5.668	5.833	5.994	5.994		
Km Rede Secundária (EoP)	Km	50	55	59	72	77	78	79	80	81	82	82		
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	119	90	97	38	86	171	173	172	172	176	173		
PA (Ligados Período)	#	650	504	334	516	491	170	167	166	165	161	829		
Km rede secundária (Construída Período)	Km	5	6	3	14	5	1	1	1	1	1	5		
Rátcios de expansão														
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.038	1.300	1.295	2.357	1.434	932	923	932	934	929	930		
Investimento Expansão	€	675	655	432	1.216	704	158	154	155	154	150	771		
PAS	€	284	300	201	322	286	57	55	55	55	53	275		
Redes, Ramais e UAGs	€	371	338	219	873	396	84	82	83	83	82	414		
Contadores e Redutores	€	20	17	12	21	22	17	17	17	17	14	82		
Clientes Ligados	€	650	504	334	516	491	170	167	166	165	161	829		
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	8,4	11,2	10,3	24,5	10,4	5,8	5,8	5,8	5,8	5,7	5,8		
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	883	577	450	-	324	263	102	235	36	386	103		
A- Rentabilidade Investimento	%	5,7%	4,94%	6,72%	-	-	4,89%	10,39%	5,16%	26,50%	3,35%	9,83%		
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%		
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(2,23)	(2,91)	(1,13)	-	-	(0,43)	5,06	(0,16)	21,17	(1,97)	4,51		

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20	PDIRD GN 21-25					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		928	691	1.075	1.339	988	988	388	401	367	355	369	1.881
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		928	691	1.035	1.282	900	309	302	302	303	297	1.514	
Rede e UAGs	m€	595	350	733	891	513	150	150	153	151	148	752	
Rede Secundária - BP	m€	466	249	641	746	402	97	97	100	98	96	488	
Ramais	m€	128	102	91	145	111	53	53	52	53	53	264	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	7.947	4.246	11.995	8.729	6.508	1.723	1.669	1.666	1.660	1.604	8.322	
Ramais	#	444	310	288	432	356	185	181	179	179	177	901	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	258	263	275	283	290	292	293	295	297	298	298	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	55	43	63	92	73	28	27	28	28	28	123	
Pontos de Abastecimento	m€	278	297	239	298	314	131	125	122	124	121	639	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	255	266	215	273	284	72	70	69	68	66	345	
Conversão	m€	219	239	183	216	248	63	61	61	60	57	302	
Reconversão	m€	24	19	20	48	23	6	6	6	6	6	29	
Pequeno terciário	m€	11	9	12	10	13	3	3	3	3	3	14	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	35	35	35	35	35	174	
Contadores/Redutores	m€	23	31	24	25	31	24	21	18	21	21	104	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	645	661	548	630	641	331	325	323	322	317	1.618	
MP	#	100	86	87	35	80	187	187	187	187	187	935	
BP>	#	544	570	460	593	560	142	137	136	134	129	678	
BP<	#	437	486	356	413	458	116	113	112	110	106	557	
Reconversão	#	89	71	81	163	78	20	19	19	19	18	95	
Pequeno terciário	#	18	13	23	17	24	6	5	5	5	5	26	
Grande consumo	#	1	5	1	2	1	2	1	1	1	1	5	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	641	331	325	323	322	317	1.618
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	2	1	1	1	1	5	
BP<	#	-	-	-	-	-	640	329	324	323	321	316	1.613
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	1.599	2.179	4.873	5.823	7.182	9.088	10.071
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	391	1.736	3.550	3.628	4.119	5.167	5.724
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1.208	443	1.323	2.195	3.063	3.921	4.347
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	23.545	24.121	24.624	25.196	25.837	26.168	26.493	26.816	27.138	27.455	27.455	
MP	#	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	
BP>	#	55	61	58	59	60	62	63	63	64	65	65	
BP<	#	23.488	24.058	24.564	25.136	25.776	26.105	26.429	26.752	27.073	27.389	27.389	
Consumo Unitário	MWh/PA	5,7	5,5	5,3	4,8	4,9	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	
MP	MWh/PA	22.506,3	15.904,1	11.496,1	11.338,6	22.535,7	34.015,9	34.015,9	34.015,9	34.015,9	34.015,9	34.015,9	
BP>	MWh/PA	644,7	646,3	654,9	639,4	641,5	662,2	675,3	671,2	673,6	679,4	679,4	
BP<	MWh/PA	2,7	2,6	2,8	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	
Energia Veiculada Total	MWh	132.618	132.167	129.221	120.086	125.893	140.407	143.101	144.051	145.410	147.316	170.283	
MP	MWh	33.759	31.808	22.996	17.008	22.536	34.016	34.016	34.016	34.016	34.016	170.079	
BP>	MWh	36.105	37.483	38.965	37.407	38.168	40.391	42.205	42.284	42.775	43.823	211.479	
BP<	MWh	62.753	62.876	67.260	65.671	65.190	66.000	66.880	67.751	68.619	69.477	338.727	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	14	20	26	28	32	34	37	41	172	
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	11	13	25	25	25	26	27	28	130	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	11	13	25	25	25	26	27	28	130	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	2	7	21	3	7	8	10	14	41	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	27	37	62	51	68	31	16	31	196	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	27	37	62	51	68	31	16	31	196	
Racional Económico													
Densificação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	74.078	74.078	74.078	74.078	74.078	74.078	74.078	74.078	
CU's Ativos	#	-	-	-	25.196	25.837	26.168	26.493	26.816	27.138	27.455	27.455	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	34%	35%	35%	36%	36%	37%	37%	37%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	91	92	90	89	89	90	90	91	91	92	93	
PA (EoP)	#/Km	23.545	24.121	24.624	25.196	25.837	26.168	26.493	26.816	27.138	27.455	27.455	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	258	263	275	283	290	292	293	295	297	298	298	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	81	156	46	72	98	192	195	194	194	198	194	
PA (Ligados Período)	#	645	661	548	630	641	331	325	323	322	317	1.618	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	8	4	12	9	7	2	2	2	2	2	8	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.433	1.040	1.940	2.107	1.530	1.045	1.094	989	951	999	1.016	
Investimento Expansão	€	924	688	1.063	1.327	981	346	356	320	306	317	1.644	
PAs	€	310	309	278	366	356	100	97	97	96	94	484	
Redes, Ramais e UAGs	€	595	350	733	891	513	150	150	153	151	148	752	
Contadores e Redutores	€	20	28	53	71	112	95	109	70	59	75	408	
Clientes Ligados	#	645	661	548	630	641	331	325	323	322	317	1.618	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	12,3	6,4	21,9	13,9	10,2	5,2	5,1	5,2	5,2	5,1	5,1	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	239	260	611	-	-	374	79	345	367	166	161	
A- Rentabilidade Investimento	%	5,0%	10,28%	4,12%	-	-	14,19%	4,50%	4,24%	7,30%	7,34%	7,79%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(2,90)	2,43	(3,73)	-	-	8,86	(0,83)	(1,09)	1,97	2,02	2,47	

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20		PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25			
PLANO DE INVESTIMENTO		2.468	1.328	1.178	1.277	978	1.447	1.422	1.519	1.391	1.372	7.150			
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		2.175	1.328	1.119	1.039	932	1.396	1.355	1.360	1.349	1.316	6.776			
Rede e UAGs	m€	1.242	720	488	639	533	707	692	698	696	680	3.472			
Rede Secundária - BP	m€	920	523	292	506	416	572	561	568	567	554	2.821			
Ramais	m€	323	197	196	133	116	134	131	131	129	126	651			
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária - BP	mts	21.632	10.901	6.034	9.590	6.812	9.838	9.567	9.602	9.467	9.181	47.655			
Ramais	#	1.305	745	744	480	371	467	450	446	438	424	2.225			
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	231	242	248	257	264	274	283	293	303	312	312			
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	129	83	117	93	73	128	122	124	125	125	623			
Pontos de Abastecimento	m€	804	525	514	307	326	561	542	538	528	512	2.681			
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Mercado Existente	m€	725	480	477	278	284	415	400	397	390	377	1.980			
Conversão	m€	667	440	444	247	248	363	350	347	341	329	1.728			
Reconversão	m€	43	21	22	24	23	35	33	33	33	32	167			
Pequeno terciário	m€	16	18	11	7	13	18	17	17	17	16	84			
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	89	86	86	85	83	420			
Contadores/Redutores	m€	79	45	37	29	42	57	56	56	53	51	272			
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	1.586	1.076	1.023	618	660	838	807	800	786	760	3.991			
Mercado Novo	#	97	85	66	57	66	16	16	16	16	16	80			
Mercado Existente	#	1.476	987	953	557	594	818	787	780	767	741	3.893			
Conversão	#	1.295	879	853	462	458	670	646	640	629	607	3.152			
Reconversão	#	159	79	80	83	78	115	110	109	107	104	545			
Pequeno terciário	#	22	29	20	12	24	33	31	31	31	30	156			
Grande consumo	#	13	4	4	4	4	4	4	4	3	3	18			
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	660	838	807	800	786	760	3.991		
MP	#	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	18		
BP>	#	-	-	-	-	-	4	4	4	3	3	3	18		
BP<	#	-	-	-	-	-	656	834	803	796	783	757	3.973		
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	5.780	8.053	21.181	32.073	41.721	48.164	50.775		
MP	MWh	-	-	-	-	-	1.899	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	-	-	-	-	-	6.728	17.254	25.604	32.742	36.737	38.145	38.145		
BP<	MWh	-	-	-	-	-	2.850	1.326	3.927	6.469	8.979	11.426	12.630		
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	19.854	20.838	21.743	22.281	22.941	23.779	24.586	25.386	26.172	26.932	26.932			
MP	#	35	34	34	33	35	35	35	35	35	35	35			
BP>	#	84	84	94	93	95	99	103	107	110	113	113			
BP<	#	19.735	20.720	21.615	22.155	22.811	23.645	24.448	25.244	26.027	26.784	26.784			
Consumo Unitário	MWh/PA	71,7	66,4	64,0	62,4	61,7	60,6	59,0	57,6	56,2	54,8	54,8			
MP	MWh/PA	35.316,8	34.485,2	34.957,2	35.741,9	35.843,5	35.166,6	35.166,6	35.166,6	35.166,6	35.166,6	35.166,6			
BP>	MWh/PA	1.152,0	1.182,8	1.161,7	1.167,0	1.139,3	1.182,5	1.239,9	1.272,2	1.297,0	1.297,9	1.297,9			
BP<	MWh/PA	3,3	3,1	3,3	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0			
Energia Veiculada Total	MWh	1.370.201	1.351.488	1.361.849	1.374.318	1.394.676	1.414.587	1.427.715	1.438.607	1.448.255	1.454.698	1.483.863			
MP	MWh	1.218.430	1.189.739	1.188.544	1.197.354	1.218.677	1.230.832	1.230.832	1.230.832	1.230.832	1.230.832	6.154.159			
BP>	MWh	89.856	99.357	103.394	109.114	107.096	114.706	125.232	133.582	140.721	144.716	658.956			
BP<	MWh	61.915	62.392	69.911	67.849	68.902	69.050	71.652	74.193	76.703	79.151	370.748			
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		293	-	56	224	231	25	29	124	33	38	240			
Redes	m€	143	-	39	198	-	-	-	70	-	-	70			
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	198	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	143	-	-	-	-	-	-	70	-	-	70			
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	158	-	-	-	-	-	-	1.330	-	-	1.330			
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	2	2	2			
Outras Infraestruturas	m€	-	-	12	12	22	22	23	24	25	25	118			
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	12	12	22	22	23	24	25	25	118			
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	149	-	5	15	1	3	6	30	9	12	60			
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	3	14	24	26	38	35	9	18	126			
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	3	14	24	26	38	35	9	18	126			
Racional Económico															
Definição de Rede															
N.º de Fogos no Conceito	#	-	-	-	68.344	68.344	68.344	68.344	68.344	68.344	68.344	68.344			
CU's Ativos	#	-	-	-	22.281	22.941	23.779	24.586	25.386	26.172	26.932	26.932			
Taxa de Penetração	%	-	-	-	33%	34%	35%	37%	38%	39%	39%	39%			
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	86	86	87	86	87	86	86	86	86	86	86			
PA (EoP)	#/Km	19.854	20.838	21.743	22.281	22.941	23.779	24.586	25.386	26.172	26.932	26.932			
Km Rede Secundária (EoP)	Km	232	243	249	258	265	275	284	295	305	314	314			
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	73	99	170	64	97	85	84	73	83	83	81			
PA (Ligados Período)	#/Km	1.586	1.076	1.023	618	660	838	807	800	786	760	3.991			
Km Rede secundária (Construída Período)	Km	22	11	6	10	7	10	10	11	9	9	49			
Ráeios de expansão															
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.366	1.232	1.101	1.713	1.473	1.604	1.635	1.653	1.636	1.666	1.638			
Investimento Expansão	€	2.166	1.326	1.126	1.059	972	1.344	1.319	1.322	1.286	1.266	6.538			
PA's	€	854	562	594	371	357	543	521	521	515	502	2.609			
Redes, Ramais e UAGs	€	1.242	720	488	639	533	707	692	698	696	680	3.472			
Contadores e Redutores	€	69	43	44	49	49	84	106	103	75	84	463			
Clientes Ligados	€	1.586	1.076	1.023	618	660	838	807	800	786	760	3.991			
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	13,6	10,1	9,9	15,5	10,3	11,7	11,9	12,0	12,0	12,1	11,9			
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	207	92	210	-	-	83	83	130	114	168	129			
A- Rentabilidade Investimento	%	25,4%	25,80%	12,62%	-	-	12,47%	8,37%	8,61%	6,47%	4,60%	8,52%			
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%			
Prémio de Concessão (A-B)	pp	17,43	17,95	4,77	-	-	7,15	3,05	3,29	1,15	(0,72)	3,19			

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		670	477	329	240	455	247	241	240	239	235	235	1.202	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		670	477	326	237	451	242	235	235	233	228	1.173		
Rede e UAGs	m€	468	304	196	130	259	120	119	122	119	117	597		
Rede Secundária - BP	m€	417	253	155	89	204	96	96	99	97	95	484		
Ramais	m€	51	51	41	41	55	24	23	23	22	22	113		
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP	mts	8.676	5.093	3.469	1.712	3.317	1.711	1.657	1.653	1.635	1.592	8.248		
Ramais	#	202	198	191	150	177	82	78	77	76	74	387		
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	48	53	57	58	62	63	65	67	68	70	70		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	40	30	33	14	36	22	21	21	22	22	108		
Pontos de Abastecimento	m€	162	143	97	92	156	100	95	91	92	90	468		
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Mercado Existente	m€	146	132	86	86	141	72	69	69	67	65	342		
Conversão	m€	91	116	73	78	123	62	61	60	59	57	299		
Reconversão	m€	51	12	10	6	11	6	6	6	6	6	29		
Pequeno terciário	m€	3	4	3	2	6	3	3	3	3	3	14		
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	15	15	15	15	14	74		
Contadores/Redutores	m€	17	11	11	6	15	13	11	8	10	10	57		
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	393	279	193	173	319	146	140	138	136	132	692		
Mercado Novo	#	40	3	1	3	4	3	3	3	3	3	15		
Mercado Existente	#	390	279	191	172	278	141	136	135	132	129	677		
Conversão	#	186	237	146	148	228	115	112	111	109	105	552		
Reconversão	#	202	35	39	20	38	20	19	19	18	18	94		
Pequeno terciário	#	2	7	6	4	12	6	5	5	5	5	26		
Grande consumo	#	3	-	2	-	1	2	1	-	1	1	5		
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	319	146	140	138	136	132	692		
MP	#	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-		
BP>	#	-	-	-	-	2	2	1	-	1	1	5		
BP<	#	-	-	-	-	318	144	139	138	135	131	687		
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	772	704	2.617	3.985	7.576	11.388	11.769		
MP	MWh	-	-	-	-	313	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	-	-	-	-	-	537	2.122	3.170	6.444	9.948	10.177		
BP<	MWh	-	-	-	-	459	167	495	816	1.132	1.440	1.592		
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	2.383	2.636	2.816	2.989	3.308	3.454	3.594	3.732	3.868	4.000	4.000		
MP	#	-	-	-	-	1	-	1	-	1	1	1		
BP>	#	7	7	10	9	9	11	12	12	13	14	14		
BP<	#	2.376	2.629	2.806	2.980	3.298	3.442	3.581	3.719	3.854	3.985	3.985		
Consumo Unitário	MWh/PA	4,7	4,7	4,9	5,2	4,7	4,8	5,2	5,4	6,1	6,9	6,9		
MP	MWh/PA	-	-	-	-	625,0	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh/PA	1.054,7	873,4	818,4	860,2	849,9	940,3	955,5	1.003,0	1.224,8	1.393,6	1.393,6		
BP<	MWh/PA	2,3	2,3	2,3	2,4	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
Energia Veiculada Total	MWh	10.390	11.821	13.318	14.990	14.860	16.338	18.251	19.620	23.211	27.022	104.442		
MP	MWh	-	-	-	-	313	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	5.274	6.114	6.956	8.172	7.649	9.403	10.988	12.036	15.310	18.814	66.552		
BP<	MWh	5.116	5.708	6.362	6.818	6.898	6.935	7.263	7.584	7.900	8.208	37.890		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	3	3	3	4	4	5	5	6	24		
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	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	3	3	3	4	4	4	18		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	1	2	3	3	3	4	4	4	18		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	1	1	0	0	1	1	1	2	6		
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	0	1	1	1	2	1	0	1	5		
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	0	1	1	1	2	1	0	1	5		
Racional Económico														
Denficação de Rede														
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	19.313	19.313	19.313	19.313	19.313	19.313	19.313	19.313		
CU's Ativos	#	-	-	-	2.989	3.308	3.454	3.594	3.732	3.868	4.000	4.000		
Taxa de Penetração	%	-	-	-	15%	17%	18%	19%	19%	20%	21%	21%		
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	50	50	50	51	54	54	55	56	57	57	57		
PA (EoP)	#	2.383	2.636	2.816	2.989	3.308	3.454	3.594	3.732	3.868	4.000	4.000		
Km Rede Secundária (EoP)	Km	48	53	57	58	62	63	65	67	68	70	70		
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	45	55	56	101	96	85	84	83	83	83	84		
PA (Ligados Período)	#	393	279	193	173	319	146	140	138	136	132	692		
Km rede secundária (Construída Período)	Km	9	5	3	2	3	2	2	2	2	2	8		
Rádios de expansão														
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.698	1.705	1.669	1.376	1.425	1.572	1.594	1.610	1.624	1.644	1.608		
Investimento Expansão	€	667	476	322	238	454	230	223	222	221	217	1.113		
PAs	€	185	162	119	101	177	94	90	90	89	87	450		
Redes, Ramais e UAGs	€	468	304	196	130	259	120	119	122	119	117	597		
Contadores e Redutores	€	14	10	7	8	18	16	14	10	13	13	66		
Clientes Ligados	#	393	279	193	173	319	146	140	138	136	132	692		
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	22,1	18,3	18,0	9,9	10,4	11,7	11,8	12,0	12,0	12,1	11,9		
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	658	865	265	-	171	163	92	695	32	285	95		
A- Rentabilidade Investimento	%	7,5%	2,20%	9,00%	-	-	5,84%	10,20%	0,77%	29,07%	2,85%	9,57%		
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%		
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(0,42)	(5,65)	1,15	-	-	0,51	4,88	(4,55)	23,74	(2,47)	4,25		

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		305	490	593	575	488	756	777	761	692	1.004	3.990	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		304	490	591	575	400	663	646	651	640	629	3.230	
Rede e UAGs	m€	173	78	211	184	235	332	323	325	329	319	1.623	
Rede Secundária - BP	m€	144	40	153	141	188	257	251	252	258	248	1.266	
Ramais	m€	30	38	59	43	47	74	73	73	72	71	363	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	2.637	885	3.560	2.661	3.111	4.476	4.366	4.397	4.291	4.183	21.713	
Ramais	#	100	108	197	135	148	258	251	251	243	239	1.242	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	328	329	332	335	338	343	347	351	356	360	360	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	18	12	40	45	30	61	58	59	59	60	297	
Pontos de Abastecimento	m€	113	101	139	96	135	271	265	266	252	250	1.304	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	95	82	119	86	114	188	181	180	177	171	898	
Conversão	m€	55	69	89	63	100	165	159	157	154	149	784	
Reconversão	m€	32	6	18	18	9	16	15	15	15	15	76	
Pequeno terciário	m€	8	7	10	6	5	8	8	8	8	7	38	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	49	48	48	47	47	238	
Contadores/Redutores	m€	18	18	20	10	21	34	36	39	27	33	168	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	352	332	427	238	262	462	449	447	437	427	2.222	
Mercado Novo	#	119	162	166	51	34	88	88	88	88	88	440	
Mercado Existente	#	232	169	259	183	225	374	357	354	348	336	1.766	
Conversão	#	106	136	168	113	184	304	293	290	285	276	1.448	
Reconversão	#	114	22	75	59	31	52	50	50	49	47	248	
Pequeno terciário	#	12	11	16	11	10	15	14	14	14	13	70	
Grande consumo	#	1	1	2	4	3	3	4	5	1	3	16	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	262	462	449	447	437	427	2.222
MP	#	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	3	4	5	5	1	3	
BP<	#	-	-	-	-	-	259	459	445	442	436	424	
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	3.124	1.146	4.873	9.439	12.385	15.638	17.932
MP	MWh	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	-	308	2.384	5.331	6.674	8.357	9.876	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1.016	838	2.489	4.108	5.711	7.282	
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	26.661	27.024	27.493	27.702	27.964	28.426	28.875	29.322	29.759	30.186	30.186	
MP	#	8	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8	
BP>	#	64	68	80	79	81	84	88	93	94	97	97	
BP<	#	26.589	26.948	27.406	27.616	27.875	28.334	28.779	29.221	29.657	30.081	30.081	
Consumo Unitário	MWh/PA	18,5	18,7	19,4	18,5	18,2	18,2	18,0	17,9	17,7	17,6	17,6	
MP	MWh/PA	47.124,3	45.907,0	49.729,2	50.537,8	47.315,7	44.128,3	44.128,3	44.128,3	44.128,3	44.128,3	44.128,3	
BP>	MWh/PA	714,7	675,8	678,2	735,1	711,4	759,4	752,6	747,8	738,2	740,3	740,3	
BP<	MWh/PA	3,5	3,4	3,8	3,6	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
Energia Veiculada Total	MWh	491.454	503.090	527.511	510.497	505.536	511.970	515.696	520.263	523.209	526.462	2.597.600	
MP	MWh	353.432	367.256	372.969	353.764	354.867	353.026	353.026	353.026	353.026	353.026	1.765.131	
BP>	MWh	46.100	44.601	50.184	58.439	56.908	62.651	64.727	67.675	69.017	70.700	334.771	
BP<	MWh	91.922	91.233	104.357	98.294	93.760	96.292	97.943	99.562	101.165	102.736	497.699	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		1	-	169	208	29	30	34	36	38	326	465	
Redes	m€	1	-	132	183	-	-	-	-	-	190	190	
Rede Primária - MP	m€	1	-	132	95	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	88	-	-	-	-	-	190	190	
Rede Primária - MP	mts	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	1.600	-	-	-	-	-	2.500	2.500	
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	4	4	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	18	16	27	27	27	28	28	29	138	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	18	16	27	27	27	28	28	29	138	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	1	-	19	9	2	4	7	9	10	107	137	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	34	42	59	62	96	73	14	49	295	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	34	42	59	62	96	73	14	49	295	
Racional Económico													
Definição de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	60.323	60.323	60.323	60.323	60.323	60.323	60.323	60.323	
CU's Ativos	#	-	-	-	27.702	27.964	28.426	28.875	29.322	29.759	30.186	30.186	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	46%	46%	47%	48%	49%	49%	50%	50%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	81	82	83	82	82	83	83	83	83	83	83	
PA (EoP)	#	26.661	27.024	27.493	27.702	27.964	28.426	28.875	29.322	29.759	30.186	30.186	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	328	329	332	337	340	344	349	353	357	364	364	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	133	375	120	56	84	103	103	102	102	64	92	
PA (Ligados Período)	#	352	332	427	238	262	462	449	447	437	427	2.222	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	3	1	4	4	3	4	4	4	4	7	24	
Ráeios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	851	570	1.016	1.600	1.833	1.510	1.595	1.563	1.439	1.533	1.528	
Investimento Expansão	€	300	189	434	381	480	698	716	699	629	655	3.396	
PA's	€	113	94	160	131	144	249	239	239	236	231	1.195	
Redes, Ramais e UAGs	€	173	78	211	184	235	332	323	325	329	319	1.623	
Contadores e Redutores	€	13	17	63	66	101	117	117	134	63	105	572	
Clientes Ligados	€	352	332	427	238	262	462	449	447	437	427	2.222	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	7,5	2,7	8,3	11,2	11,9	9,7	9,7	9,8	9,8	9,8	9,8	
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	97	72	106	-	-	101	304	139	176	328	143	189
A- Rentabilidade Investimento	%	20,0%	37,35%	21,10%	-	-	5,25%	9,16%	7,52%	4,72%	5,29%	6,42%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	12,02	29,50	13,25	-	-	(0,07)	3,84	2,19	(0,60)	(0,03)	1,09	

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20		PDIRD GN 21-25				
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		241	496	680	471	507	806	842	796	754	764	3.963	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		241	305	327	335	416	704	685	687	683	667	3.425	
Rede e UAGs	m€	126	171	187	147	236	353	345	350	349	343	1.740	
Rede Secundária - BP	m€	83	125	140	91	184	273	267	273	272	268	1.352	
Ramais	m€	43	46	47	56	52	79	78	78	77	76	388	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	2.428	2.683	3.771	2.489	3.207	4.739	4.608	4.617	4.561	4.418	22.943	
Ramais	#	159	145	153	181	163	276	268	265	262	254	1.325	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	293	295	299	302	305	310	314	319	323	328	328	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	14	19	34	44	31	65	61	63	63	63	315	
Pontos de Abastecimento	m€	101	116	106	144	149	287	278	274	271	260	1.370	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	78	101	87	128	124	200	192	191	188	182	952	
Conversão	m€	42	81	70	87	108	174	168	166	164	159	831	
Reconversão	m€	21	7	11	25	10	17	16	16	16	16	80	
Pequeno terciário	m€	15	13	6	16	6	9	8	8	8	8	41	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	52	51	51	51	50	255	
Contadores/Redutores	m€	23	14	19	17	25	35	35	32	32	29	163	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	349	340	312	430	288	495	480	476	470	457	2.378	
Mercado Novo	#	158	126	130	149	99	99	99	99	99	99	495	
Mercado Existente	#	186	210	180	278	244	393	378	375	369	357	1.872	
Conversão	#	84	164	128	160	199	322	310	307	302	293	1.534	
Reconversão	#	80	26	41	91	34	55	53	53	52	50	263	
Pequeno terciário	#	22	20	11	27	11	16	15	15	15	14	75	
Grande consumo	#	5	4	2	3	3	3	3	2	2	1	11	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	288	495	480	476	470	457	2.378
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	3	3	2	2	1	11	
BP<	#	-	-	-	-	-	285	492	477	474	468	456	2.367
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	2.242	1.898	5.600	8.548	10.858	12.990	13.956
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1.181	982	2.882	4.060	4.617	5.030	5.148
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1.061	915	2.718	4.488	6.241	7.960	8.809
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	30.377	30.700	30.889	31.263	31.551	32.046	32.526	33.002	33.472	33.929	33.929	
MP	#	9	9	8	7	7	7	7	7	7	7	7	
BP>	#	123	125	128	137	140	143	146	148	150	151	151	
BP<	#	30.245	30.566	30.753	31.119	31.404	31.896	32.373	32.847	33.315	33.771	33.771	
Consumo Unitário	MWh/PA	14,9	14,4	15,1	14,7	14,8	15,5	15,4	15,3	15,1	15,0	15,0	
MP	MWh/PA	28.568,6	29.438,7	31.921,1	36.275,1	39.907,7	44.204,9	44.204,9	44.204,9	44.204,9	44.204,9	44.204,9	
BP>	MWh/PA	583,0	567,3	590,8	570,2	553,6	516,1	518,5	517,7	514,5	512,1	512,1	
BP<	MWh/PA	3,6	3,5	3,9	3,6	3,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Energia Veiculada Total	MWh	449.335	441.176	464.135	457.484	463.605	493.476	497.178	500.126	502.436	504.568	2.497.783	
MP	MWh	271.402	264.948	271.329	272.063	279.354	309.434	309.434	309.434	309.434	309.434	1.547.170	
BP>	MWh	68.798	70.348	74.740	75.547	76.669	73.030	74.929	76.108	76.664	77.077	377.807	
BP<	MWh	109.134	105.881	118.065	109.875	107.582	111.012	112.815	114.585	116.337	118.057	572.806	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	191	305	78	32	34	39	41	43	48	205	
Redes	m€	-	94	290	51	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	16	-	32	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	78	290	18	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	648	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	512	4.107	371	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	14	18	30	30	31	31	32	32	156	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	14	18	30	30	31	31	32	32	156	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	97	1	10	2	4	8	10	11	16	49	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	48	58	59	68	119	69	29	50	333	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	48	58	59	68	119	69	29	50	333	
Racional Económico													
Demarcação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	82.968	82.968	82.968	82.968	82.968	82.968	82.968	82.968	
CUi's Ativos	#	-	-	-	31.263	31.551	32.046	32.526	33.002	33.472	33.929	33.929	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	38%	38%	39%	39%	40%	40%	41%	41%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	104	104	102	102	102	102	102	102	102	102	102	
PA (EoP)	#/Km	30.377	30.700	30.889	31.263	31.551	32.046	32.526	33.002	33.472	33.929	33.929	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	293	296	304	307	310	315	319	324	328	333	333	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	144	106	40	150	90	104	104	103	103	103	104	
PA (Ligados Período)	#/Km	345	340	312	430	288	495	480	476	470	457	2.378	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	2	3	8	3	3	5	5	5	5	4	23	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	677	895	1.210	949	1.730	1.502	1.618	1.531	1.459	1.515	1.525	
Investimento Expansão	€	236	304	378	408	498	743	777	729	686	692	3.627	
PAs	€	92	120	121	171	155	264	253	253	251	245	1.267	
Redes, Ramais e UAGs	€	126	171	187	147	236	353	345	350	349	343	1.740	
Contadores e Redutores	€	14	70	70	89	108	127	178	125	86	104	620	
Clientes Ligados	#	349	340	312	430	288	495	480	476	470	457	2.378	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	7,0	7,9	12,1	5,8	11,1	9,6	9,6	9,7	9,7	9,7	9,6	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	8	125	174	-	160	196	215	319	294	358	260	
A- Rentabilidade Investimento	%	62,9%	19,29%	10,54%	-	-	7,22%	6,66%	5,00%	5,19%	4,44%	5,83%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	55,00	11,44	2,69	-	-	1,90	1,34	(0,33)	(0,13)	(0,88)	0,51	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	21-25		
PLANO DE INVESTIMENTO		163	206	279	437	372	372	291	289	286	285	280	1.439		
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		163	200	277	432	368	368	286	283	280	279	273	1.402		
Rede e UAGs	m€	64	123	200	254	212	212	147	140	143	143	140	714		
Rede Secundária - BP	m€	49	108	191	210	167	167	120	112	117	117	114	580		
Ramais	m€	16	15	9	44	45	45	27	27	27	27	26	133		
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP	mts	956	2.128	3.816	4.076	2.718	2.718	2.023	2.008	1.984	1.967	1.913	9.895		
Ramais	#	57	53	29	144	144	144	94	94	91	90	87	456		
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	31	34	37	41	44	44	46	48	50	52	54	54		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	10	12	15	26	29	29	26	25	26	26	26	129		
Pontos de Abastecimento	m€	89	64	62	153	126	126	113	118	111	110	107	559		
Mercado Novo	m€	81	60	57	142	114	114	86	83	82	81	78	410		
Mercado Existente	#	104	128	117	289	225	225	169	163	161	159	154	806		
Conversão	#	53	54	49	134	99	99	75	72	71	71	68	357		
Reconversão	m€	21	3	3	4	9	9	7	7	7	7	7	35		
Pequeno terciário	m€	7	3	5	5	5	5	4	4	3	3	3	17		
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	-	18	18	17	17	17	88		
Contadores/Redutores	m€	8	5	5	11	12	12	9	18	12	12	12	62		
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	196	130	119	291	258	258	170	167	163	161	156	817		
Mercado Novo	#	2	1	2	5	32	32	1	1	1	1	1	5		
Mercado Existente	#	194	128	117	289	225	225	169	163	161	159	154	806		
Conversão	#	108	114	98	266	183	183	138	133	132	131	126	660		
Reconversão	#	76	10	10	13	32	32	24	23	23	22	22	114		
Pequeno terciário	#	10	4	9	10	10	10	7	7	6	6	6	32		
Grande consumo	#	-	1	-	1	1	1	-	3	1	1	1	6		
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	258	258	170	167	163	161	156	817		
MP	#	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	6		
BP>	#	-	-	-	-	-	-	-	3	-	1	1	6		
BP<	#	-	-	-	-	257	257	170	164	162	160	155	811		
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	850	850	225	5.082	10.484	12.449	13.927	14.211		
MP	MWh	-	-	-	-	439	439	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	-	4.415	9.386	10.925	11.986	12.065		
BP<	MWh	-	-	-	-	411	411	225	667	1.098	1.524	1.941	2.146		
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	2.559	2.673	2.780	3.072	3.330	3.330	3.500	3.667	3.830	3.991	4.147	4.147		
MP	#	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	1		
BP>	#	6	7	6	7	7	7	7	10	11	12	13	13		
BP<	#	2.553	2.666	2.774	3.065	3.322	3.322	3.492	3.656	3.818	3.978	4.133	4.133		
Consumo Unitário	MWh/PA	5,5	6,2	6,6	7,1	4,8	4,8	6,1	7,2	8,3	8,4	8,5	8,5		
MP	MWh/PA	-	-	-	-	878,5	878,5	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh/PA	1.215,4	1.490,8	1.684,7	1.942,0	943,5	943,5	1.799,9	2.001,7	2.093,9	2.045,6	1.966,9	1.966,9		
BP<	MWh/PA	2,5	2,5	2,6	2,8	2,6	2,6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4		
Energia Veiculada Total	MWh	13.512	16.176	18.123	20.684	15.347	15.347	20.804	25.660	31.063	33.028	34.506	145.060		
MP	MWh	-	-	-	-	439	439	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	7.292	9.690	10.951	12.623	6.605	6.605	12.599	17.014	21.986	23.525	24.586	99.710		
BP<	MWh	6.220	6.485	7.173	8.061	8.303	8.303	8.204	8.646	9.077	9.503	9.920	45.350		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	7	2	4	3	3	4	4	5	5	6	24		
Redes	m€	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	13	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	m€	-	-	2	2	3	3	3	3	4	4	4	18		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	2	2	3	3	3	3	4	4	4	18		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	3	1	2	0	0	0	1	1	1	2	6		
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	0	1	1	1	1	2	1	0	1	4		
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	0	1	1	1	1	2	1	0	1	4		
Racional Económico															
Definição de Rede															
N.º de Fogos no Conceito	#	-	-	-	21.778	21.778	21.778	21.778	21.778	21.778	21.778	21.778	21.778		
CUI's Ativos	#	-	-	-	3.072	3.330	3.500	3.667	3.830	3.991	4.147	4.147	4.147		
Taxa de Penetração	%	-	-	-	14%	15%	16%	17%	18%	18%	19%	19%	19%		
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	82	80	74	74	75	76	76	76	76	77	77	77		
PA (EoP)	#/Km	2.559	2.673	2.780	3.072	3.330	3.500	3.667	3.830	3.991	4.147	4.147	4.147		
Km Rede Secundária (EoP)	Km	31	34	37	41	44	46	48	50	52	54	54	54		
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	205	59	31	71	95	84	83	82	82	82	82	83		
PA (Ligados Período)	#/Km	196	130	119	291	258	258	170	167	163	161	156	817		
Km rede secundária (Construída Período)	Km	1	2	4	4	3	3	2	2	2	2	2	10		
Rátiros de expansão															
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	822	1.532	2.328	1.489	1.437	1.588	1.608	1.625	1.639	1.658	1.623	1.623		
Investimento Expansão	€	161	199	277	433	371	270	268	265	264	259	1.326	1.326		
PAS	€	91	72	72	168	143	112	108	107	107	104	104	538		
Redes, Ramais e UAGs	€	64	123	200	254	212	147	140	143	143	140	140	714		
Contadores e Redutores	€	6	4	6	12	16	11	21	14	14	14	14	74		
Clientes Ligados	€	196	130	119	291	258	170	167	163	161	156	817	817		
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	4,9	16,4	32,1	14,0	10,5	11,9	12,0	12,2	12,2	12,2	12,3	12,3		
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	449	519	740	-	152	600	29	172	111	456	93	93		
A- Rentabilidade Investimento	%	9,2%	4,90%	3,64%	-	-	1,99%	33,81%	5,72%	8,74%	1,94%	10,88%	10,88%		
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%		
Prémio de Concessão (A-B)	pp	1,27	(2,95)	(4,21)	-	-	(3,73)	28,49	0,40	3,42	(3,38)	5,56	5,56		

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25
PLANO DE INVESTIMENTO		176	406	1.765	570	452	508	498	499	495	491	2.490
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		176	406	1.756	558	441	498	485	486	483	476	2.428
Rede e UAGs	m€	127	196	1.243	303	250	254	247	251	248	242	1.243
Rede Secundária - BP	m€	121	172	1.157	240	196	200	194	198	195	190	976
Ramais	m€	5	24	86	63	55	54	53	53	53	53	267
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	2.040	3.030	21.969	3.864	3.155	3.375	3.290	3.294	3.258	3.184	16.401
Ramais	#	21	87	320	202	177	189	184	182	180	177	912
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	50	53	75	79	82	85	89	92	95	98	98
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	10	25	135	70	36	46	43	44	45	45	223
Pontos de Abastecimento	m€	39	185	377	185	154	198	194	190	190	188	962
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	33	167	344	166	141	143	138	137	134	130	682
Conversão	m€	9	143	288	149	123	126	120	119	117	114	596
Reconversão	m€	22	19	51	13	11	12	12	12	11	11	58
Pequeno terciário	m€	2	5	4	5	6	6	6	6	6	5	29
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	36	35	35	35	35	177
Contadores/Redutores	m€	6	18	33	18	13	19	21	18	21	24	103
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	159	465	843	372	319	341	331	328	324	317	1.641
Mercado Novo	#	59	76	65	20	40	59	59	59	59	59	295
Mercado Existente	#	98	389	777	349	279	282	271	269	264	256	1.342
Conversão	#	17	306	579	294	228	232	222	220	216	210	1.100
Reconversão	#	78	76	189	46	39	39	38	38	37	36	188
Pequeno terciário	#	3	7	9	9	12	11	11	11	11	10	54
Grande consumo	#	2	-	1	3	-	-	1	-	1	2	4
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	319	341	331	328	324	317	1.641
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	-	1	-	-	1	2	4
BP<	#	-	-	-	-	319	341	330	328	323	315	1.637
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	1.377	428	454	6.644	9.559	11.539	13.014
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	820	-	3.275	6.549	6.647	7.826	8.907
BP<	MWh	-	-	-	-	557	428	1.270	2.095	2.912	3.712	4.108
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	4.322	4.767	5.582	5.940	6.259	6.600	6.931	7.259	7.583	7.900	7.900
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	12	11	14	17	17	17	18	18	19	21	21
BP<	#	4.310	4.756	5.568	5.923	6.242	6.583	6.913	7.241	7.564	7.879	7.879
Consumo Unitário	MWh/PA	4,9	4,5	4,1	5,0	4,8	4,4	4,7	5,1	5,0	5,1	5,1
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh/PA	809,7	750,6	596,4	912,5	852,3	772,4	937,4	1.093,3	1.069,0	1.047,8	1.047,8
BP<	MWh/PA	2,7	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Energia Veiculada Total	MWh	20.922	20.653	21.028	28.774	29.347	27.985	32.101	36.201	37.116	39.095	172.488
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	9.312	8.632	7.455	14.143	14.490	13.130	16.405	19.679	19.777	20.956	89.947
BP<	MWh	11.611	12.021	13.573	14.631	14.857	14.855	15.696	16.522	17.339	18.139	82.551
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	9	11	6	7	8	9	10	11	45
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	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	6	6	6	7	7	8	34
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	4	5	6	6	6	7	7	8	34
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	5	6	0	1	2	2	3	4	11
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	1	2	5	3	5	4	2	4	18
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	1	2	5	3	5	4	2	4	18
Racional Económico												
Densificação de Rede												
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	35.282	35.282	35.282	35.282	35.282	35.282	35.282	35.282
CUi's Ativos	#	-	-	-	5.940	6.259	6.600	6.931	7.259	7.583	7.900	7.900
Taxa de Penetração	%	-	-	-	17%	18%	19%	20%	21%	22%	22%	22%
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	86	90	74	75	76	77	78	79	80	80	80
PA (EoP)	#	4.322	4.767	5.582	5.940	6.259	6.600	6.931	7.259	7.583	7.900	7.900
Km Rede Secundária (EoP)	Km	50	53	75	79	82	85	89	92	95	98	98
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	78	153	38	96	101	101	101	100	99	100	100
PA (Ligados Período)	#	159	465	843	372	319	341	331	328	324	317	1.641
Km rede secundária (Construída Período)	Km	2	3	22	4	3	3	3	3	3	3	16
Rádios de expansão												
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.098	870	2.078	1.502	1.410	1.368	1.378	1.394	1.397	1.414	1.390
Investimento Expansão	€	175	404	1.752	559	450	467	456	457	453	448	2.281
PAs	€	43	192	479	237	178	189	181	181	179	175	906
Redes, Ramais e UAGs	€	127	196	1.243	303	250	254	247	251	248	242	1.243
Contadores e Redutores	€	5	16	30	19	22	23	28	25	26	31	132
Clientes Ligados	€	159	465	843	372	319	341	331	328	324	317	1.641
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	12,8	6,5	26,1	10,4	9,9	9,9	9,9	10,0	10,1	10,0	10,0
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	695	400	394	-	262	545	62	555	450	152	175
A- Rentabilidade Investimento	%	12,3%	7,86%	5,15%	-	-	1,94%	15,52%	1,80%	2,20%	6,45%	5,78%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%
Prémio de Concessão (A-B)	pp	4,40	0,01	(2,70)	-	-	(3,38)	10,19	(3,53)	(3,12)	1,13	0,46

Descrição	un.	Real 16-19				ORC 20		PDIRO GN 21-25				
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25
PLANO DE INVESTIMENTO		-	-	-	-	-	1.815	615	227	95	87	2.833
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		-	-	-	-	-	178	615	227	94	87	1.200
Rede e UAGs	m€	-	-	-	-	-	151	340	111	48	47	696
Rede Secundária - BP	m€	-	-	-	-	-	148	287	89	40	40	604
Ramais	m€	-	-	-	-	-	3	52	22	8	7	91
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	-	-	-	-	-	2.500	4.900	1.600	700	700	10.400
Ramais	#	-	-	-	-	-	9	180	75	27	22	313
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	1	1	1	1	1	3	8	10	10	11	11
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	-	-	-	16	55	21	9	8	109
Pontos de Abastecimento	m€	-	-	-	-	-	11	220	95	37	32	396
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	-	-	-	-	-	9	163	66	24	19	280
Conversão	m€	-	-	-	-	-	8	142	57	21	17	244
Reconversão	m€	-	-	-	-	-	1	14	6	2	2	23
Pequeno terciário	m€	-	-	-	-	-	1	7	3	1	1	12
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	2	34	14	5	4	59
Contadores/Redutores	m€	-	-	-	-	-	1	23	16	8	8	58
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	-	-	-	-	-	17	322	132	49	39	559
Mercado Novo	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	#	-	-	-	-	-	17	320	129	47	38	551
Conversão	#	-	-	-	-	-	14	262	106	38	31	451
Reconversão	#	-	-	-	-	-	2	45	18	7	5	77
Pequeno terciário	#	-	-	-	-	-	1	13	5	2	2	23
Grande consumo	#	-	-	-	-	-	2	2	2	1	1	8
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	17	322	132	49	39	559
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
BP>	#	-	-	-	-	-	-	2	3	1	1	7
BP<	#	-	-	-	-	-	17	320	129	47	38	551
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	29	1.357	3.158	10.584	17.639	17.769
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	5.535	11.069	11.069
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	753	1.788	3.379	4.755	4.820
BP<	MWh	-	-	-	-	-	29	604	1.370	1.670	1.815	1.889
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	17	339	471	520	559	559
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	6	7	7
BP>	#	-	-	-	-	-	-	2	5	6	6	7
BP<	#	-	-	-	-	-	17	337	466	513	551	551
Consumo Unitário	MWh/PA	-	-	-	-	-	3,4	7,6	7,8	21,4	32,7	32,7
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	11.069,4	11.069,4	11.069,4
BP>	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	753,1	510,8	614,4	731,5	731,5
BP<	MWh/PA	-	-	-	-	-	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Energia Veiculada Total	MWh	-	-	-	-	-	29	1.357	3.158	10.584	17.639	17.769
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	5.535	11.069	11.069
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	753	1.788	3.379	4.755	4.820
BP<	MWh	-	-	-	-	-	29	604	1.370	1.670	1.815	1.889
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	-	-	-	1.637	0	0	1	1	1.639
Redes	m€	-	-	-	-	-	1.445	-	-	-	-	1.445
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	1.000	-	-	-	-	1.000
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	445	-	-	-	-	445
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	6.023	-	-	-	-	6.023
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	6.000	-	-	-	-	6.000
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	6	6	6	6	6	6
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	6	6	6	6	6	6
Outras Infraestruturas	m€	-	-	-	-	-	0	0	0	0	1	1
Reestruturação de Infraestruturas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estudos e Equipamentos Técnicos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - reativações por notação de clientes	m€	-	-	-	-	-	0	0	0	0	1	1
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	-	-	-	192	0	0	0	0	193
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sustainable Gas Projects	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Smart Gas Company Projects	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R&D Projects Roadmap: H2-Grid group	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R&D Projects Roadmap: Bio-Grid group	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R&D Projects Roadmap: Smart Gas Company	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Racional Económico												
Densificação de Rede												
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	6.203	6.203	6.203	6.203	6.203	6.203	6.203	6.203
CUF's Ativos	#	-	-	-	-	-	17	339	471	520	559	559
Taxa de Penetração	%	-	-	-	0%	0%	0%	5%	8%	8%	9%	9%
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	-	-	-	-	-	2	24	30	32	33	33
PA (EoP)	#	-	-	-	-	-	17	339	471	520	559	559
Km Rede Secundária (EoP)	Km	1	1	1	1	1	9	14	16	16	17	17
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	-	-	-	-	-	2	66	83	70	56	34
PA (Ligados Período)	#	-	-	-	-	-	17	322	132	49	39	559
Km rede secundária (Construída Período)	Km	-	-	-	-	-	9	5	2	1	1	16
Rátios de expansão												
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	-	-	-	-	-	10.375	1.790	1.601	1.809	2.113	2.031
Investimento Expansão	€	-	-	-	-	-	176	576	211	89	82	1.139
PAU	€	-	-	-	-	-	25	218	86	33	28	389
Redes, Ramais e UAGs	€	-	-	-	-	-	151	340	111	48	47	696
Contadores e Redutores	€	-	-	-	-	-	1	19	14	8	8	50
Clientes Ligados	#	-	-	-	-	-	17	322	132	49	39	559
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	-	-	-	-	-	147,1	15,2	12,1	14,3	17,9	18,8
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	-	-	-	-	-	3.041	222	211	32	316	169
A- Rentabilidade Investimento	%	0,00%	0,00%	0,00%	-	-	-3,24%	5,24%	5,93%	61,42%	3,60%	1,57%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	0,00%	0,00%	0,00%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%
Prémio de Concessão (A-B)	pp	-	-	-	-	-	(8,57)	(0,09)	0,61	56,10	(1,73)	(9,75)

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		157	334	147	553	371	679	658	915	656	642	3.550	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		137	334	144	549	368	673	652	658	651	635	3.269	
Rede e UAGs	m€	49	243	73	479	212	341	335	335	336	331	1.678	
Rede Secundária - BP	m€	40	232	52	457	167	275	271	271	273	269	1.359	
Ramais	m€	9	11	20	22	45	66	64	64	63	62	319	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	1.303	3.700	1.620	7.645	2.718	4.727	4.584	4.629	4.549	4.406	22.895	
Ramais	#	38	39	105	73	144	229	219	220	214	207	1.089	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	42	46	47	55	58	62	67	72	76	81	81	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	8	21	10	15	29	62	58	60	60	60	301	
Pontos de Abastecimento	m€	81	69	62	56	126	271	259	263	254	244	1.290	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	71	63	56	51	114	200	192	191	188	182	952	
Conversão	m€	5	35	47	48	99	174	168	166	164	159	831	
Reconversão	m€	65	26	6	1	9	17	16	16	16	16	80	
Pequeno terciário	m€	1	2	3	2	5	9	8	8	8	8	41	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	43	42	42	42	41	210	
Contadores/Redutores	m€	9	7	6	5	12	28	25	30	24	21	128	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	232	174	130	112	258	410	394	393	385	372	1.954	
Mercado Novo	#	12	26	9	7	32	15	15	15	15	15	75	
Mercado Existente	#	219	148	121	105	226	393	378	378	369	357	1.879	
Conversão	#	12	72	95	97	183	322	310	307	302	293	1.534	
Reconversão	#	206	73	21	5	32	55	53	53	52	50	263	
Pequeno terciário	#	1	3	5	3	10	16	15	15	15	14	75	
Grande consumo	#	1	-	-	-	1	2	1	3	1	-	7	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	258	410	394	393	385	372	1.954
MP	#	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	2	1	3	1	1	7	
BP<	#	-	-	-	-	-	257	408	393	390	384	372	1.947
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	5.390	6.684	14.042	23.443	32.877	34.131	34.677
MP	MWh	-	-	-	-	-	4.687	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	6.085	12.268	20.520	28.818	28.962	28.962	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	703	599	1.774	2.924	4.060	5.169	5.715
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	2.432	2.555	2.683	2.842	3.100	3.510	3.904	4.297	4.682	5.054	5.054	
MP	#	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	
BP>	#	29	28	28	29	29	31	32	35	36	36	36	
BP<	#	2.403	2.527	2.655	2.813	3.070	3.478	3.871	4.261	4.645	5.017	5.017	
Consumo Unitário	MWh/PA	18,1	17,1	17,4	16,6	17,2	15,8	16,1	16,9	17,5	16,4	16,4	
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	9.375,3	-	-	-	-	-	
BP>	MWh/PA	1.233,2	1.242,4	1.343,7	1.332,8	1.312,3	1.474,1	1.600,2	1.751,0	1.886,1	1.863,9	1.863,9	
BP<	MWh/PA	3,0	2,9	2,8	2,8	2,9	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	
Energia Veiculada Total	MWh	41.945	42.586	45.681	45.749	51.203	52.367	59.726	69.127	78.561	79.814	339.595	
MP	MWh	-	-	-	-	-	4.687	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	35.145	35.409	37.623	37.983	38.057	44.223	50.406	58.658	66.956	67.100	287.342	
BP<	MWh	6.800	7.177	8.058	7.766	8.459	8.144	9.320	10.469	11.605	12.715	52.253	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		20	-	2	3	3	3	4	255	5	6	274	
Redes	m€	10	-	-	-	-	-	-	190	-	-	190	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	10	-	-	-	-	-	-	190	-	-	190	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	95	-	-	-	-	-	-	2.200	-	-	2.200	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2		
Outras Infraestruturas	m€	-	-	2	2	3	3	3	3	4	4	18	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	2	2	3	3	3	3	4	4	18	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	10	-	0	1	0	0	1	62	1	2	67	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	0	0	1	2	2	1	1	1	7	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	0	0	1	2	2	1	1	1	7	
Racional Económico													
Denficação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	31.089	31.089	31.089	31.089	31.089	31.089	31.089	31.089	
CUi's Ativos	#	-	-	-	2.842	3.100	3.510	3.904	4.297	4.682	5.054	5.054	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	9%	10%	11%	13%	14%	15%	16%	16%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	58	56	57	52	54	56	58	58	60	61	61	
PA (EoP)	#/Km	2.432	2.555	2.683	2.842	3.100	3.510	3.904	4.297	4.682	5.054	5.054	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	42	46	47	55	58	63	67	74	79	83	83	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	166	47	80	15	95	87	86	58	85	84	78	
PA (Ligados Período)	#	232	174	130	112	258	410	394	393	385	372	1.954	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	1	4	2	8	3	5	5	7	5	4	25	
Rádios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	590	1.914	1.112	4.918	1.435	1.535	1.548	1.567	1.579	1.597	1.564	
Investimento Expansão	€	137	333	145	551	370	629	610	616	608	594	3.057	
PAs	€	80	84	65	65	143	261	251	251	248	242	1.252	
Redes, Ramais e UAGs	€	49	243	73	479	212	341	335	335	336	331	1.678	
Contadores e Redutores	€	9	6	7	15	27	27	25	30	24	21	127	
Clientes Ligados	#	232	174	130	112	258	410	394	393	385	372	1.954	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	5,6	21,3	12,5	68,3	10,5	11,5	11,6	11,8	11,8	11,8	11,7	
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	272	721	450	-	46	47	452	35	430	544	88	
A- Rentabilidade Investimento	%	16,5%	3,61%	7,19%	-	-	20,69%	2,66%	19,14%	2,65%	2,07%	11,22%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	8,57	(4,24)	(0,66)	-	-	15,37	(2,66)	13,82	(2,68)	(3,25)	5,90	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		122	92	231	98	239	678	659	659	662	656	641	3.296
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		122	92	229	96	237	675	655	659	652	636	636	3.277
Rede e UAGs	m€	51	54	210	46	135	344	336	340	337	331	331	1.688
Rede Secundária - BP	m€	33	41	207	24	105	276	270	274	272	268	268	1.360
Ramais	m€	18	14	3	22	30	68	66	66	65	63	63	328
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	759	1.235	3.911	428	1.696	4.703	4.572	4.593	4.524	4.381	4.381	22.773
Ramais	#	105	46	14	77	96	235	227	225	221	213	213	1.121
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	21	22	26	26	28	33	37	42	46	51	51	217
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	7	6	8	7	19	62	59	60	60	60	60	301
Pontos de Abastecimento	m€	63	32	12	43	83	270	260	259	255	245	245	1.288
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	57	29	7	39	76	199	192	190	187	181	181	948
Conversão	m€	50	21	4	25	67	174	167	166	163	158	158	828
Reconversão	m€	2	4	3	13	6	17	16	16	16	16	16	80
Pequeno terciário	m€	5	4	-	2	3	9	8	8	8	8	8	41
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	45	43	44	43	42	42	217
Contadores/Redutores	m€	6	2	4	4	7	26	25	25	25	22	22	123
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	118	61	70	132	174	422	407	404	397	384	384	2.014
Mercado Novo	#	8	24	48	32	24	29	29	29	29	29	29	145
Mercado Existente	#	109	61	21	100	150	392	377	374	367	355	355	1.869
Conversão	#	94	41	9	47	123	321	309	307	301	291	291	1.529
Reconversão	#	8	14	12	50	21	55	53	52	51	50	50	261
Pequeno terciário	#	7	6	-	3	6	16	15	15	15	14	14	75
Grande consumo	#	1	-	1	-	-	1	1	1	1	1	1	4
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	174	422	407	404	397	384	2.014
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	4
BP<	#	-	-	-	-	-	174	421	406	403	396	384	2.010
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	525	890	3.859	8.208	13.392	16.909	17.512
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	229	1.899	4.977	8.907	11.199	11.199	11.199
BP<	MWh	-	-	-	-	-	525	661	1.960	3.230	4.485	5.710	6.313
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	1.643	1.696	1.747	1.879	2.053	2.475	2.882	3.286	3.683	4.067	4.067	4.067
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	4	4	5	6	6	7	8	9	10	10	10	10
BP<	#	1.639	1.692	1.742	1.873	2.047	2.468	2.874	3.277	3.673	4.057	4.057	4.057
Consumo Unitário	MWh/PA	4,4	4,5	5,1	4,6	4,8	4,2	4,6	5,4	6,3	6,6	6,6	6,6
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh/PA	604,0	624,6	639,8	625,7	588,5	558,5	706,7	985,7	1.295,5	1.460,0	1.460,0	1.460,0
BP<	MWh/PA	2,9	3,0	3,4	2,7	3,0	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8
Energia Veiculada Total	MWh	6.996	7.505	8.792	8.312	9.378	9.424	12.393	16.741	21.925	25.443	25.443	85.923
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	2.416	2.499	2.879	3.441	3.531	3.630	5.300	8.378	12.308	14.600	14.600	44.215
BP<	MWh	4.580	5.006	5.913	4.871	5.847	5.794	7.093	8.363	9.618	10.843	10.843	41.708
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	2	2	2	2	3	3	3	4	4	16
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	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
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Infraestruturas	m€	-	-	1	1	2	2	2	2	3	3	3	12
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	1	1	2	2	2	2	3	3	3	12
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	0	1	0	0	1	1	1	1	1	4
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	-	0	0	0	1	1	0	1	2	2
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	-	0	0	0	1	1	0	1	2	2
Racional Económico													
Definição de Rede													
N.º de Fogos no Conceito	#	-	-	-	22.675	22.675	22.675	22.675	22.675	22.675	22.675	22.675	22.675
CU's Ativos	#	-	-	-	1.879	2.053	2.475	2.882	3.286	3.683	4.067	4.067	4.067
Taxa de Penetração	%	-	-	-	8%	9%	11%	13%	14%	16%	18%	18%	18%
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	80	78	68	72	74	76	78	79	80	80	80	80
PA (EoP)	#/Km	1.643	1.696	1.747	1.879	2.053	2.475	2.882	3.286	3.683	4.067	4.067	4.067
Km Rede Secundária (EoP)	Km	21	22	26	26	28	33	37	42	46	51	51	217
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	155	49	18	308	103	90	89	88	88	88	88	88
PA (Ligados Período)	#/Km	118	61	70	132	174	422	407	404	397	384	384	2.014
Km rede secundária (Construída Período)	Km	1	1	4	0	2	5	5	5	5	4	4	23
Rácios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.027	1.500	3.259	738	1.370	1.487	1.497	1.516	1.528	1.542	1.513	1.513
Investimento Expansão	€	121	91	228	97	238	627	609	613	607	592	3.048	3.048
PA's	€	64	35	15	46	95	261	250	250	247	241	1.250	1.250
Redes, Ramais e UAGs	€	51	54	210	46	135	344	336	340	337	331	1.688	1.688
Contadores e Redutores	€	6	2	3	6	8	23	23	23	22	20	111	111
Clientes Ligados	€	118	61	70	132	174	422	407	404	397	384	2.014	2.014
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	6,4	20,2	55,9	3,2	9,7	11,1	11,2	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	250	308	294	-	-	319	352	147	135	104	491	174
A- Rentabilidade Investimento	%	16,1%	12,33%	5,69%	-	-	3,77%	7,59%	8,06%	10,05%	2,68%	6,46%	6,46%
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%
Prémio de Concessão (A-B)	pp	8,21	4,48	(2,16)	-	-	(1,56)	2,26	2,74	4,72	(2,65)	1,13	1,13

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		880	788	925	809	790	1.097	826	773	1.068	760	4.464	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		518	699	717	572	683	706	688	687	685	672	3.437	
Rede e UAGs	m€	285	404	337	284	383	353	345	353	350	341	1.741	
Rede Secundária - BP	m€	192	306	238	191	296	273	266	274	272	264	1.349	
Ramais	m€	93	98	99	93	87	80	79	78	78	77	393	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	3.287	4.065	2.977	2.838	4.737	4.739	4.620	4.605	4.561	4.443	22.968	
Ramais	#	260	259	258	199	281	279	272	267	265	259	1.342	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	376	380	383	385	390	395	400	404	409	413	413	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	31	44	77	87	55	65	62	63	63	64	316	
Pontos de Abastecimento	m€	202	252	304	201	245	288	282	272	271	267	1.380	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	171	220	256	179	214	200	192	191	188	182	952	
Conversão	m€	126	158	182	112	187	174	168	166	164	159	831	
Reconversão	m€	16	17	33	33	17	17	16	16	16	16	80	
Pequeno terciário	m€	30	46	41	34	10	9	8	8	8	8	41	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	53	52	52	51	51	258	
Contadores/Redutores	m€	31	31	48	23	31	36	38	30	32	35	170	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	819	756	811	534	504	500	486	480	475	464	2.405	
MP	#	451	286	256	144	140	104	104	104	104	104	520	
BP>	#	356	457	544	378	375	393	378	375	369	357	1.872	
Conversão	#	253	320	353	209	346	322	310	307	302	293	1.534	
Reconversão	#	59	64	119	112	59	55	53	53	52	50	263	
Pequeno terciário	#	44	73	69	57	18	16	15	15	15	14	75	
Grande consumo	#	12	13	14	12	1	3	4	1	2	3	13	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	504	500	486	480	475	464	2.405
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	3	4	1	2	3	13	
BP<	#	-	-	-	-	-	503	497	482	479	473	461	2.392
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	4.379	2.279	6.991	11.029	14.386	17.973	19.808
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1.792	851	2.751	4.028	4.650	5.554	6.064
BP<	MWh	-	-	-	-	-	2.587	1.428	4.240	7.001	9.736	12.419	13.744
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	32.733	33.365	34.056	34.425	34.929	35.429	35.915	36.395	36.870	37.334	37.334	
MP	#	7	7	8	8	9	8	8	8	8	8	8	
BP>	#	285	299	321	335	336	339	343	344	346	349	349	
BP<	#	32.441	33.059	33.727	34.082	34.585	35.082	35.564	36.043	36.516	36.977	36.977	
Consumo Unitário	MWh/PA	21.1	20.5	19.6	18.9	17.0	16.5	16.4	16.3	16.2	16.0	16.0	
MP	MWh/PA	52.923,6	51.957,1	40.803,7	37.116,2	29.582,6	27.837,0	27.837,0	27.837,0	27.837,0	27.837,0	27.837,0	
BP>	MWh/PA	510,6	483,9	486,4	511,2	490,1	507,3	507,3	507,3	507,3	506,3	506,3	
BP<	MWh/PA	5,3	5,2	6,1	5,4	5,5	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	
Energia Veiculada Total	MWh	684.215	675.929	659.171	647.364	588.960	579.622	584.334	588.372	591.729	595.316	2.939.373	
MP	MWh	370.465	363.700	306.028	296.930	236.661	222.696	222.696	222.696	222.696	222.696	1.113.481	
BP>	MWh	142.700	141.296	150.774	167.679	164.434	171.226	173.125	174.403	175.025	175.928	869.707	
BP<	MWh	171.051	170.933	202.370	182.759	187.865	185.700	188.512	191.273	194.008	196.691	956.185	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		362	89	147	161	36	322	43	46	307	54	771	
Redes	m€	177	44	109	124	-	251	-	-	190	-	441	
Rede Primária - MP	m€	-	-	101	124	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	177	44	7	-	-	251	-	-	190	-	441	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	1.446	341	-	-	-	3.000	-	-	1.600	-	4.600	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	3	3	3	3	3	6	6	6	8	8	8	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	23	24	34	33	34	34	35	36	173	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	23	24	34	33	34	34	35	36	173	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	185	45	15	13	2	38	9	11	81	18	157	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	61	77	71	69	95	40	17	34	256	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	61	77	71	69	95	40	17	34	256	
Racional Económico													
Demarcação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	138.900	138.900	138.900	138.900	138.900	138.900	138.900	138.900	
CUi's Ativos	#	-	-	-	34.425	34.929	35.429	35.915	36.395	36.870	37.334	37.334	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	25%	26%	26%	26%	27%	27%	27%	27%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	87	87	88	89	89	88	89	89	89	89	89	
PA (EoP)	#	32.733	33.365	34.056	34.425	34.929	35.429	35.915	36.395	36.870	37.334	37.334	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	378	383	386	389	393	401	406	410	417	421	421	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	173	172	272	188	185	65	105	104	77	104	87	
PA (Ligados Período)	#	819	756	811	534	504	500	486	480	475	464	2.405	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	5	4	3	3	3	8	5	5	6	4	28	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	629	920	956	1.251	1.547	1.499	1.562	1.465	1.429	1.478	1.487	
Investimento Expansão	€	515	696	775	668	780	749	759	703	679	686	3.576	
PAs	€	202	264	333	265	269	264	254	253	251	245	1.268	
Redes, Ramais e UAGs	€	285	404	337	284	383	353	345	353	350	341	1.741	
Contadores e Redutores	€	28	106	106	119	127	132	160	98	78	99	567	
Clientes Ligados	#	819	756	811	534	504	500	486	480	475	464	2.405	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	4,0	5,4	3,7	5,3	9,5	9,5	9,5	9,6	9,6	9,6	9,6	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	17	74	29	-	131	164	156	219	194	187	181	
A- Rentabilidade Investimento	%	47,0%	43,99%	45,28%	-	-	7,57%	11,33%	9,37%	6,69%	9,88%	8,75%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	39,03	36,14	37,43	-	-	2,25	6,00	4,05	1,37	4,56	3,43	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25			
PLANO DE INVESTIMENTO		798	639	766	880	746	351	345	349	348	345	1.737			
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		798	639	721	810	728	332	321	325	326	319	1.623			
Rede e UAGs	m€	530	298	316	465	406	166	164	164	164	160	819			
Rede Secundária - BP	m€	483	235	224	395	312	122	121	121	121	118	604			
Ramais	m€	47	63	92	70	95	44	43	43	43	42	214			
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária - BP	mts	5.961	4.046	4.373	7.356	5.191	2.106	2.032	2.057	2.041	1.975	10.211			
Ramais	#	179	235	329	273	305	152	147	147	145	142	733			
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	103	107	112	119	124	126	128	130	132	134	134			
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	47	40	69	94	60	30	29	30	30	30	149			
Pontos de Abastecimento	m€	221	301	336	251	262	135	128	131	132	129	655			
Mercado Novo	m€	24	55	96	38	79	96	96	96	96	96	480			
Mercado Existente	m€	202	270	310	229	237	89	85	85	83	80	423			
Conversão	m€	178	237	277	186	207	77	74	74	73	70	369			
Reconversão	m€	17	25	24	37	19	8	7	7	7	7	36			
Pequeno terciário	m€	6	8	8	6	11	4	4	4	4	3	18			
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	29	28	28	28	28	142			
Contadores/Redutores	m€	19	31	27	22	25	18	15	18	20	20	90			
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	437	652	696	525	547	272	264	264	262	256	1.318			
MP	#	24	74	55	38	79	96	96	96	96	96	480			
BP>	#	412	575	641	484	468	175	168	167	164	158	832			
BP<	#	342	467	537	342	382	143	137	137	134	130	681			
Reconversão	#	61	95	90	132	66	25	24	23	23	22	117			
Pequeno terciário	#	9	13	14	10	20	7	7	7	7	6	34			
Grande consumo	#	1	3	-	3	-	1	-	1	2	2	6			
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	547	272	264	264	262	256	1.318			
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6			
BP>	#	-	-	-	-	1	1	1	1	2	2	6			
BP<	#	-	-	-	-	547	271	264	263	260	254	1.312			
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	1.774	427	1.154	2.200	5.291	8.876	10.115			
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	MWh	-	-	-	-	293	118	236	681	3.176	6.176	7.125			
BP<	MWh	-	-	-	-	1.481	309	918	1.518	2.114	2.700	2.989			
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	10.711	11.270	11.938	12.422	12.969	13.241	13.505	13.769	14.031	14.287	14.287			
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	#	20	22	22	25	25	26	26	27	29	31	31			
BP<	#	10.691	11.248	11.916	12.397	12.944	13.215	13.479	13.742	14.002	14.256	14.256			
Consumo Unitário	MWh/PA	3,1	3,2	3,6	3,5	3,6	3,2	3,2	3,2	3,4	3,6	3,6			
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	MWh/PA	488,0	530,4	654,3	658,3	682,8	579,7	573,1	579,1	637,2	694,7	694,7			
BP<	MWh/PA	2,2	2,2	2,4	2,2	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1			
Energia Veiculada Total	MWh	32.443	35.094	41.763	42.817	45.992	42.354	43.081	44.127	47.218	50.803	227.581			
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BP>	MWh	9.760	11.139	14.395	15.470	17.069	14.782	14.900	15.345	17.841	20.840	83.708			
BP<	MWh	22.683	23.955	27.368	27.347	28.922	27.571	28.181	28.781	29.377	29.962	143.873			
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	43	67	12	14	16	18	19	22	89			
Redes	m€	-	-	31	50	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	31	50	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	500	46	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	3			
Outras Infraestruturas	m€	-	-	9	9	12	12	13	13	14	15	67			
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	9	9	12	12	13	13	14	15	67			
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	3	8	0	2	3	4	5	7	22			
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	3	4	5	5	8	6	2	4	26			
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	3	4	5	5	8	6	2	4	26			
Racional Económico															
Definição de Rede															
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	35.692	35.692	35.692	35.692	35.692	35.692	35.692	35.692			
CU's Ativos	#	-	-	-	12.422	12.969	13.241	13.505	13.769	14.031	14.287	14.287			
Taxa de Penetração	%	-	-	-	35%	36%	37%	38%	39%	39%	40%	40%			
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	104	105	107	104	104	104	105	105	106	106	106			
PA (EoP)	#	10.711	11.270	11.938	12.422	12.969	13.241	13.505	13.769	14.031	14.287	14.287			
Km Rede Secundária (EoP)	Km	103	107	112	119	125	127	129	131	133	135	135			
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	73	161	143	71	105	129	130	128	128	130	129			
PA (Ligados Período)	#	437	652	696	525	547	272	264	264	262	256	1.318			
Km rede secundária (Construída Período)	Km	6	4	5	7	5	2	2	2	2	2	10			
Rátiros de expansão															
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.813	976	1.044	1.559	1.358	1.165	1.175	1.184	1.186	1.196	1.181			
Investimento Expansão	€	792	636	727	818	743	317	310	312	311	306	1.556			
PA's	€	249	310	379	323	297	119	114	115	114	111	572			
Redes, Ramais e UAGs	€	530	298	316	465	406	166	164	164	164	160	819			
Contadores e Redutores	€	14	28	32	31	39	32	32	33	33	35	166			
Clientes Ligados	€	437	652	696	525	547	272	264	264	262	256	1.318			
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	13,6	6,2	6,3	14,0	9,5	7,7	7,7	7,8	7,8	7,7	7,7			
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	655	110	390	-	319	371	516	210	66	124	154			
A- Rentabilidade Investimento	%	3,8%	21,79%	8,47%	-	-	2,85%	1,99%	4,76%	14,26%	7,74%	6,08%			
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%			
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(4,16)	13,94	0,62	-	-	(2,47)	(3,33)	(0,56)	8,93	2,42	0,76			

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		1.187	698	155	339	223	503	494	495	485	475	2.451	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		1.136	698	151	285	212	490	472	479	474	460	2.375	
Rede e UAGs	m€	834	460	78	98	117	242	239	238	237	237	1.193	
Rede Secundária - BP	m€	781	396	52	70	89	193	192	189	190	191	955	
Ramais	m€	53	64	26	28	28	49	47	48	47	46	238	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	17.074	5.918	1.539	1.839	1.460	3.423	3.302	3.356	3.295	3.172	16.548	
Ramais	#	223	238	97	90	89	171	163	165	161	154	814	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	134	140	142	143	145	148	152	155	158	161	161	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	67	43	(7)	105	16	45	42	44	44	44	218	
Pontos de Abastecimento	m€	234	194	80	82	79	203	190	198	193	179	963	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	215	175	72	74	66	143	138	137	134	130	682	
Conversão	m€	196	165	63	56	57	126	120	119	117	114	596	
Reconversão	m€	16	6	7	12	5	12	12	12	11	11	58	
Pequeno terciário	m€	4	4	2	6	3	6	6	6	6	5	29	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	32	31	31	31	30	155	
Contadores/Redutores	m€	19	19	8	8	13	28	22	30	27	18	125	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	466	433	198	169	158	305	292	293	287	276	1.453	
Mercado Novo	#	12	60	47	18	27	19	19	19	19	19	95	
Mercado Existente	#	451	369	151	146	130	282	271	269	264	256	1.342	
Conversão	#	387	340	123	95	106	232	222	220	216	210	1.100	
Reconversão	#	58	22	24	42	18	39	38	38	37	36	188	
Pequeno terciário	#	6	7	4	9	6	11	11	11	11	10	54	
Grande consumo	#	3	4	-	5	1	4	2	5	4	1	16	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	158	305	292	293	287	276	1.453
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	-	4	2	5	4	1	16	
BP<	#	-	-	-	-	-	157	301	290	288	283	275	1.437
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	3.832	1.545	3.863	7.649	18.270	26.402	26.924
MP	MWh	-	-	-	-	-	2.929	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1.081	2.489	5.383	15.124	22.396	22.494	22.494
BP<	MWh	-	-	-	-	-	463	464	1.375	2.266	3.146	4.006	4.429
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	5.233	5.635	5.802	5.939	6.097	6.402	6.694	6.987	7.274	7.550	7.550	
MP	#	17	17	18	17	17	17	17	17	17	17	17	
BP>	#	35	39	37	37	38	42	44	49	53	54	54	
BP<	#	5.181	5.579	5.747	5.885	6.042	6.343	6.633	6.921	7.204	7.479	7.479	
Consumo Unitário	MWh/PA	82,9	76,6	76,5	80,5	79,1	82,8	79,4	76,6	74,9	73,2	73,2	
MP	MWh/PA	21.233,1	19.832,1	20.122,4	22.613,8	23.582,1	25.753,9	25.753,9	25.753,9	25.753,9	25.753,9	25.753,9	
BP>	MWh/PA	1.391,2	1.712,4	1.772,2	1.598,9	1.525,2	1.546,1	1.471,0	1.422,5	1.488,0	1.554,4	1.554,4	
BP<	MWh/PA	3,0	3,0	3,2	3,1	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
Energia Veiculada Total	MWh	414.549	416.481	437.380	472.656	475.739	517.696	520.015	523.800	534.421	542.553	2.638.485	
MP	MWh	350.346	337.146	352.142	395.742	400.896	437.817	437.817	437.817	437.817	437.817	2.189.084	
BP>	MWh	49.386	63.357	67.344	59.161	57.196	61.845	63.253	66.148	75.889	83.161	350.296	
BP<	MWh	14.817	15.977	17.894	17.753	17.648	18.034	18.945	19.835	20.715	21.575	99.104	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		51	-	2	49	6	7	8	8	9	10	42	
Redes	m€	25	-	-	36	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	36	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	27	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	3	3	6	6	6	6	7	7	32	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	3	3	6	6	6	6	7	7	32	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	26	-	(0)	10	0	1	2	2	2	3	10	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	1	5	5	6	14	7	2	6	35	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	1	5	5	6	14	7	2	6	35	
Racional Económico													
Demarcação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	30.174	30.174	30.174	30.174	30.174	30.174	30.174	30.174	
CUI's Ativos	#	-	-	-	5.939	6.097	6.402	6.694	6.987	7.274	7.550	7.550	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	20%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	25%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	39	40	41	41	42	43	44	45	46	47	47	
PA (EoP)	#	5.233	5.635	5.802	5.939	6.097	6.402	6.694	6.987	7.274	7.550	7.550	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	134	140	142	144	145	148	152	155	158	162	162	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	27	73	129	92	108	89	88	87	87	87	88	
PA (Ligados Período)	#	466	433	198	169	158	305	292	293	287	276	1.453	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	17	6	2	2	1	3	3	3	3	3	17	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	2.435	1.607	770	1.718	1.400	1.527	1.565	1.563	1.559	1.588	1.560	
Investimento Expansão	€	1.134	696	153	290	221	466	457	458	448	438	2.266	
PAs	€	283	218	65	179	82	188	180	180	178	174	901	
Redes, Ramais e UAGs	€	834	460	78	98	117	242	239	238	237	237	1.193	
Contadores e Redutores	€	18	17	9	13	22	36	36	40	32	27	172	
Clientes Ligados	#	466	433	198	169	158	305	292	293	287	276	1.453	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	36,6	13,7	7,8	10,9	9,2	11,2	11,3	11,5	11,5	11,5	11,4	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	565	128	283	-	-	53	151	295	76	29	420	84
A- Rentabilidade Investimento	%	3,5%	17,30%	10,85%	-	-	7,51%	4,15%	13,65%	33,57%	2,88%	11,78%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(4,45)	9,45	3,00	-	-	2,18	(1,18)	8,32	28,25	(2,45)	6,45	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		23	94	163	418	205	680	668	664	655	645	3.313	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		23	94	157	410	190	664	650	650	645	631	3.230	
Rede e UAGs	m€	5	53	78	316	121	340	327	333	331	324	1.655	
Rede Secundária - BP	m€	2	40	55	277	99	276	263	270	269	263	1.340	
Ramais	m€	4	13	23	39	22	65	64	63	63	61	316	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	67	1.267	1.118	4.658	1.672	4.656	4.572	4.568	4.512	4.381	22.689	
Ramais	#	10	45	79	126	67	224	220	216	213	206	1.079	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	71	72	73	78	79	84	89	93	98	102	102	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	1	6	15	18	13	61	58	59	60	60	298	
Pontos de Abastecimento	m€	16	35	64	76	56	263	265	257	254	247	1.286	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	12	30	59	68	48	198	190	189	186	180	942	
Conversão	m€	9	24	50	56	42	173	166	165	162	157	823	
Reconversão	m€	2	3	5	8	4	16	16	16	16	15	79	
Pequeno terciário	m€	1	3	4	3	2	9	8	8	8	8	41	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	43	42	42	41	40	208	
Contadores/Redutores	m€	4	5	5	8	8	22	33	27	27	27	136	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	54	101	149	162	119	404	393	388	382	370	1.937	
Mercado Novo	#	28	38	35	12	22	15	15	15	15	15	75	
Mercado Existente	#	25	63	114	148	94	389	374	371	365	353	1.852	
Conversão	#	17	46	91	112	77	319	307	304	299	290	1.519	
Reconversão	#	7	10	16	30	13	54	52	52	51	49	258	
Pequeno terciário	#	1	5	7	6	4	16	15	15	15	14	75	
Grande consumo	#	1	2	-	2	3	2	-	4	2	2	10	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	119	404	393	388	382	370	1.937
MP	#	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	1	-	4	2	2	10	
BP<	#	-	-	-	-	-	116	404	389	386	380	368	1.927
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	2.748	570	4.013	9.657	17.156	22.796	23.708
MP	MWh	-	-	-	-	-	1.885	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	508	-	2.325	6.877	13.295	17.881	18.273
BP<	MWh	-	-	-	-	-	356	570	1.688	2.781	3.861	4.916	5.435
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	5.031	5.089	5.250	5.396	5.515	5.919	6.312	6.700	7.082	7.452	7.452	
MP	#	3	4	4	5	7	7	7	7	7	7	7	
BP>	#	23	25	23	25	26	26	30	32	34	36	36	
BP<	#	5.005	5.060	5.223	5.366	5.482	5.886	6.275	6.661	7.041	7.409	7.409	
Consumo Unitário	MWh/PA	22,8	23,8	23,4	25,5	26,1	23,7	22,8	22,8	22,1	21,7	21,7	
MP	MWh/PA	15.793,1	18.645,4	16.812,2	18.475,5	14.574,7	11.858,3	11.858,3	11.858,3	11.858,3	11.858,3	11.858,3	
BP>	MWh/PA	37.993	41.964	38.705	37.815	39.937	37.686	40.011	44.562	50.981	55.566	228.807	
BP<	MWh/PA	2,6	2,7	2,9	2,8	2,7	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Energia Veiculada Total	MWh	114.056	120.672	120.956	135.607	142.197	135.713	139.156	144.800	152.299	157.939	729.908	
MP	MWh	63.173	65.259	67.249	83.140	87.448	83.008	83.008	83.008	83.008	83.008	415.039	
BP>	MWh	37.993	41.964	38.705	37.815	39.937	37.686	40.011	44.562	50.981	55.566	228.807	
BP<	MWh	12.890	13.449	15.002	14.652	14.812	15.019	16.137	17.230	18.310	19.365	86.062	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	5	5	6	6	7	7	8	9	37	
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	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	5	5	6	6	6	6	28	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	4	4	5	5	6	6	6	6	28	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	1	1	0	1	2	2	2	3	9	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	1	4	9	10	12	7	2	6	37	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	1	4	9	10	12	7	2	6	37	
Racional Económico													
Definição de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	15.847	15.847	15.847	15.847	15.847	15.847	15.847	15.847	
CUI's Ativos	#	-	-	-	5.396	5.515	5.919	6.312	6.700	7.082	7.452	7.452	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	34%	35%	37%	40%	42%	45%	47%	47%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	71	71	72	69	69	70	71	72	72	73	73	
PA (EoP)	#	5.031	5.089	5.250	5.396	5.515	5.919	6.312	6.700	7.082	7.452	7.452	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	71	72	73	78	79	84	89	93	98	102	102	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	806	80	133	35	71	87	86	85	85	84	85	
PA (Ligados Período)	#	54	101	149	162	119	404	393	388	382	370	1.937	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	0	1	1	5	2	5	5	5	5	4	23	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	421	927	1.085	2.572	1.710	1.562	1.578	1.587	1.588	1.613	1.585	
Investimento Expansão	€	23	94	162	417	203	631	620	616	607	597	3.070	
PAs	€	13	36	74	86	61	258	248	248	245	240	1.240	
Redes, Ramais e UAGs	€	5	53	78	316	121	340	327	333	331	324	1.655	
Contadores e Redutores	€	4	4	10	15	21	32	45	35	30	33	175	
Clientes Ligados	€	54	101	149	162	119	404	393	388	382	370	1.937	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	1,2	12,5	7,5	28,8	14,1	11,5	11,6	11,8	11,8	11,8	11,7	
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	38	85	289	-	-	37	554	108	111	64	327	129
A- Rentabilidade Investimento	%	37,3%	34,55%	13,59%	-	-	2,08%	9,53%	9,10%	15,13%	3,16%	7,72%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	29,32	26,70	5,74	-	-	(3,24)	4,21	3,77	9,80	(2,17)	2,40	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		200	192	106	46	176	542	526	527	522	510	2.627	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		200	192	104	44	174	541	524	525	519	507	2.616	
Rede e UAGs	m€	85	151	42	17	112	273	267	271	270	264	1.345	
Rede Secundária - BP	m€	70	135	33	6	91	220	216	220	221	216	1.092	
Ramais	m€	15	15	10	11	21	52	51	51	50	48	252	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	1.241	2.538	1.454	300	1.518	3.806	3.701	3.699	3.639	3.529	18.374	
Ramais	#	55	60	34	31	65	182	175	173	169	163	862	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	32	34	36	36	38	41	45	49	52	56	56	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	12	12	19	6	13	50	47	48	48	48	241	
Pontos de Abastecimento	m€	103	29	42	21	50	218	211	207	201	195	1.031	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	96	25	38	19	46	161	154	153	151	146	764	
Conversão	m€	77	24	31	13	40	140	135	134	132	127	668	
Reconversão	m€	14	(0)	6	0	4	13	13	13	13	12	64	
Pequeno terciário	m€	5	1	1	5	2	7	6	6	6	6	32	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	34	33	33	33	32	167	
Contadores/Redutores	m€	8	4	4	2	4	23	23	20	17	17	100	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	205	55	89	59	116	326	314	310	304	294	1.548	
Mercado Novo	#	-	-	1	21	24	8	8	8	8	8	40	
Mercado Existente	#	204	54	88	38	90	316	304	301	296	286	1.508	
Conversão	#	149	52	63	26	74	259	249	247	243	235	1.233	
Reconversão	#	47	-	22	2	12	44	43	42	41	40	210	
Pequeno terciário	#	8	2	3	10	4	13	12	12	12	11	60	
Grande consumo	#	1	1	-	-	2	2	2	1	-	-	5	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	116	326	314	310	304	294	1.548
MP	#	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	2	2	1	-	-	5	
BP<	#	-	-	-	-	-	114	324	312	309	304	294	1.543
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	4.701	769	3.510	7.320	9.676	10.696	11.197
MP	MWh	-	-	-	-	-	4.100	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	216	1.873	4.624	5.934	5.934	5.934	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	601	553	1.637	2.697	3.742	4.762	5.264
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	962	1.006	1.093	1.140	1.256	1.582	1.896	2.206	2.510	2.804	2.804	
MP	#	-	-	-	-	-	2	2	2	2	2	2	
BP>	#	3	5	6	5	5	7	9	10	10	10	10	
BP<	#	959	1.001	1.087	1.135	1.249	1.573	1.885	2.194	2.498	2.792	2.792	
Consumo Unitário	MWh/PA	5,0	6,1	9,6	9,2	12,4	7,9	8,0	8,7	8,5	8,0	8,0	
MP	MWh/PA	-	-	-	-	4.100,3	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh/PA	525,6	753,8	1.180,4	1.208,6	1.325,9	1.158,1	1.075,7	1.195,4	1.266,6	1.266,6	1.266,6	
BP<	MWh/PA	3,2	3,0	3,5	3,3	3,5	3,0	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	
Energia Veiculada Total	MWh	4.267	6.001	10.107	10.283	14.879	11.233	13.974	17.784	20.140	21.160	84.291	
MP	MWh	-	-	-	-	4.100	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	1.577	3.015	6.492	6.647	6.630	6.949	8.606	11.356	12.666	12.666	52.242	
BP<	MWh	2.690	2.985	3.615	3.635	4.149	4.284	5.369	6.428	7.474	8.494	32.049	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	2	1	1	1	2	2	2	3	10	
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	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	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	1	1	1	1	2	1	2	2	8	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	1	1	1	1	2	1	2	2	8	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	1	0	0	0	0	0	1	1	3	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	1	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	1	
Racional Económico													
Demarcação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	8.291	8.291	8.291	8.291	8.291	8.291	8.291	8.291	
CUi's Ativos	#	-	-	-	1.140	1.256	1.582	1.896	2.206	2.510	2.804	2.804	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	14%	15%	19%	23%	27%	30%	34%	34%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	30	29	31	32	33	38	42	45	48	50	50	
PA (EoP)	#	962	1.006	1.093	1.140	1.256	1.582	1.896	2.206	2.510	2.804	2.804	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	32	34	36	36	38	41	45	49	52	56	56	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	165	22	61	197	76	86	85	84	84	83	84	
PA (Ligados Período)	#	205	55	89	59	116	326	314	310	304	294	1.548	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	1	3	1	0	2	4	4	4	4	4	18	
Rádios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	969	3.486	1.170	761	1.514	1.544	1.556	1.578	1.592	1.608	1.575	
Investimento Expansão	€	199	192	104	45	176	503	488	489	484	473	2.437	
PAs	€	107	37	58	25	59	210	201	201	199	194	1.005	
Redes, Ramais e UAGs	€	85	151	42	17	112	273	267	271	270	264	1.345	
Contadores e Redutores	€	6	4	4	3	5	20	20	18	15	15	88	
Clientes Ligados	#	205	55	89	59	116	326	314	310	304	294	1.548	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	6,1	46,1	16,3	5,1	13,1	11,7	11,8	11,9	12,0	12,0	11,9	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	508	40	360	-	-	32	327	124	133	467	471	218
A- Rentabilidade Investimento	%	12,2%	49,74%	11,96%	-	-	4,29%	9,10%	8,43%	3,11%	3,02%	5,76%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	4,23	41,89	4,11	-	-	(1,03)	3,77	3,10	(2,22)	(2,31)	0,43	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		583	1.067	306	290	420	501	502	624	470	477	2.574	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		583	677	274	217	362	446	436	441	437	427	2.188	
Rede e UAGs	m€	337	394	132	109	206	225	222	220	221	218	1.105	
Rede Secundária - BP	m€	293	356	96	74	158	159	156	154	155	153	777	
Ramais	m€	43	38	35	34	48	66	66	66	66	65	329	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	6.108	6.330	1.896	1.657	2.574	2.681	2.613	2.645	2.594	2.505	13.038	
Ramais	#	199	141	123	82	154	230	226	226	223	218	1.123	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	168	174	176	178	180	183	185	188	191	193	193	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	35	42	44	22	29	41	39	40	40	41	201	
Pontos de Abastecimento	m€	211	241	98	86	127	181	176	181	176	169	881	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	191	214	86	74	111	114	110	109	107	103	543	
Conversão	m€	109	115	74	48	97	100	96	95	94	90	474	
Reconversão	m€	76	92	9	21	9	9	9	9	9	9	45	
Pequeno terciário	m€	5	6	4	5	5	5	5	5	4	4	23	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	44	43	44	44	43	218	
Contadores/Redutores	m€	21	27	12	13	16	23	22	28	25	22	121	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	605	628	278	308	276	414	406	406	401	393	2.020	
MP	#	120	78	95	131	156	190	190	190	190	190	950	
MP	#	484	547	180	175	219	224	216	214	210	203	1.069	
Conversão	#	208	231	141	90	179	184	177	175	173	167	876	
Reconversão	#	267	307	32	76	30	31	30	30	29	28	148	
Pequeno terciário	#	9	9	7	9	10	9	9	9	8	8	43	
Grande consumo	#	1	3	3	2	1	-	-	2	1	-	3	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	276	414	406	406	401	393	2.020	
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	3	
BP<	#	-	-	-	-	275	414	406	404	400	393	2.017	
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	1.642	582	1.734	4.312	7.439	9.110	9.662	
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	308	-	1.441	3.438	3.995	3.995	3.995	
BP<	MWh	-	-	-	-	1.335	582	1.734	2.871	4.001	5.115	5.667	
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	14.272	14.855	15.138	15.440	15.716	16.130	16.536	16.942	17.343	17.736	17.736	
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	34	32	35	37	38	38	38	40	41	41	41	
BP<	#	14.238	14.823	15.103	15.403	15.678	16.092	16.498	16.902	17.302	17.695	17.695	
Consumo Unitário	MWh/PA	4,2	4,1	4,3	4,2	4,2	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2	
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh/PA	619,1	604,4	654,6	649,7	629,1	614,5	614,5	635,7	661,5	667,0	667,0	
BP<	MWh/PA	2,8	2,7	2,9	2,7	2,7	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Energia Veiculada Total	MWh	59.111	59.634	65.194	64.943	64.953	65.404	66.555	69.134	72.261	73.932	347.288	
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	19.501	19.947	21.930	23.388	23.593	23.351	23.351	24.792	26.789	27.346	125.628	
BP<	MWh	39.610	39.687	43.264	41.555	41.360	42.053	43.205	44.343	45.472	46.586	221.658	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	410	17	39	16	17	20	153	22	25	238	
Redes	m€	-	202	2	25	-	-	-	100	-	-	100	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	202	2	25	-	-	-	100	-	-	100	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	1.707	34	500	-	-	-	1.800	-	-	1.800	
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	4	4	4	4	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	13	12	15	15	15	16	16	17	79	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	13	12	15	15	15	16	16	17	79	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	208	2	2	1	2	4	37	6	8	57	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	15	34	41	37	46	30	12	25	150	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	15	34	41	37	46	30	12	25	150	
Racional Económico													
Definição de Rede													
N.º de Fogos no Conceito	#	-	-	-	40.912	40.912	40.912	40.912	40.912	40.912	40.912	40.912	
CU's Ativos	#	-	-	-	15.440	15.716	16.130	16.536	16.942	17.343	17.736	17.736	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	38%	39%	39%	40%	41%	42%	43%	43%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	85	85	85	86	86	87	88	88	89	90	90	
PA (EoP)	#	14.272	14.855	15.138	15.440	15.716	16.130	16.536	16.942	17.343	17.736	17.736	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	168	176	178	180	182	185	188	192	195	197	197	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	99	78	144	143	107	154	155	91	155	157	136	
PA (Ligados Período)	#	605	628	278	308	276	414	406	406	401	393	2.020	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	6	8	2	2	3	3	3	4	3	3	15	
Rácios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	960	1.074	1.073	849	1.503	1.085	1.106	1.079	1.036	1.069	1.075	
Investimento Expansão	€	581	674	298	261	415	449	449	438	416	420	2.172	
PA's	€	225	256	131	96	140	155	149	149	147	144	744	
Redes, Ramais e UAGs	€	337	394	132	109	206	225	222	220	221	218	1.105	
Contadores e Redutores	€	19	24	36	57	69	69	79	69	48	58	322	
Clientes Ligados	€	605	628	278	308	276	414	406	406	401	393	2.020	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	10,1	10,1	6,8	5,4	9,3	6,5	6,4	6,5	6,5	6,4	6,5	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	386	155	206	-	176	386	394	109	186	380	225	
A- Rentabilidade Investimento	%	6,4%	12,21%	16,03%	-	-	4,20%	4,07%	7,64%	6,69%	3,95%	5,41%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(1,51)	4,36	8,18	-	-	(1,12)	(1,25)	2,31	1,36	(1,37)	0,09	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		1.131	743	608	732	962	610	598	598	599	591	2.996	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		1.131	743	595	718	948	594	575	577	578	563	2.886	
Rede e UAGs	m€	680	386	259	410	536	297	294	297	294	291	1.472	
Rede Secundária - BP	m€	551	314	173	344	414	233	232	235	232	231	1.162	
Ramais	m€	128	71	86	66	122	64	62	62	62	60	310	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	7.336	5.911	4.802	5.718	6.676	4.057	3.931	3.943	3.910	3.776	19.617	
Ramais	#	520	281	332	217	393	222	213	212	209	202	1.058	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	170	176	181	186	193	197	201	205	209	213	213	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	67	46	66	42	78	54	52	53	53	53	265	
Pontos de Abastecimento	m€	384	311	270	266	334	242	230	228	230	219	1.149	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	354	280	249	245	304	171	165	163	160	155	814	
Conversão	m€	329	264	234	230	265	149	144	142	140	135	711	
Reconversão	m€	14	5	7	9	25	14	14	14	14	13	69	
Pequeno terciário	m€	11	11	7	6	14	7	7	7	7	6	35	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	42	41	41	41	40	204	
Contadores/Redutores	m€	30	30	21	21	30	30	24	24	30	23	131	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	761	594	535	486	706	397	383	380	376	364	1.900	
Mercado Novo	#	35	22	37	12	106	58	58	58	58	58	290	
Mercado Existente	#	725	565	495	472	600	336	324	321	315	305	1.601	
Conversão	#	655	529	455	430	490	276	266	263	258	250	1.313	
Reconversão	#	53	19	28	31	84	47	45	45	44	43	224	
Pequeno terciário	#	17	17	12	11	26	13	13	13	13	12	64	
Grande consumo	#	1	7	3	2	2	3	1	1	3	1	9	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	706	397	383	380	376	364	1.900
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	3	1	1	3	1	9	
BP<	#	-	-	-	-	-	706	394	382	379	373	363	1.891
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	2.387	3.392	7.454	9.596	12.394	14.417	15.114
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	-	2.840	5.842	6.936	8.697	9.706	9.902	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	2.387	543	1.612	2.661	3.697	4.711	5.212
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	10.887	11.475	12.019	12.492	13.198	13.595	13.978	14.358	14.734	15.098	15.098	
MP	#	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	
BP>	#	33	42	49	47	47	50	51	52	55	56	56	
BP<	#	10.852	11.432	11.969	12.443	13.149	13.543	13.925	14.304	14.677	15.040	15.040	
Consumo Unitário	MWh/PA	11.3	11.7	13.0	12.7	13.3	9.7	9.7	9.6	9.6	9.5	9.5	
MP	MWh/PA	26.951,9	36.587,5	57.762,4	41.144,3	30.069,5	15.377,6	15.377,6	15.377,6	15.377,6	15.377,6	15.377,6	
BP>	MWh/PA	1.132,9	1.238,1	1.292,7	1.302,8	1.334,2	1.352,1	1.357,8	1.352,7	1.335,0	1.305,1	1.305,1	
BP<	MWh/PA	2,7	2,7	3,1	2,6	2,7	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	
Energia Veiculada Total	MWh	119.253	131.067	152.351	155.759	158.014	130.198	134.260	136.403	139.201	141.223	681.285	
MP	MWh	53.904	54.881	57.762	61.716	60.139	30.755	30.755	30.755	30.755	30.755	153.776	
BP>	MWh	36.818	46.430	58.816	62.532	62.705	65.575	68.568	69.662	71.423	72.432	347.660	
BP<	MWh	28.531	29.755	35.772	31.511	35.170	33.868	34.937	35.986	37.022	38.036	179.849	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	13	13	12	14	17	18	20	23	92	
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	10	9	12	13	13	14	15	15	70	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	10	9	12	13	13	14	15	15	70	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	2	3	0	2	3	4	5	8	22	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	1	2	2	2	6	2	2	5	17	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	1	2	2	2	6	2	2	5	17	
Racional Económico													
Denificação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	48.892	48.892	48.892	48.892	48.892	48.892	48.892	48.892	
CUI's Ativos	#	-	-	-	12.492	13.198	13.595	13.978	14.358	14.734	15.098	15.098	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	26%	27%	28%	29%	30%	31%	31%	31%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	64	65	67	67	68	69	70	70	71	71	71	
PA (EoP)	#	10.887	11.475	12.019	12.492	13.198	13.595	13.978	14.358	14.734	15.098	15.098	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	170	176	181	186	193	197	201	205	209	213	213	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	104	100	111	85	106	98	97	96	96	96	97	
PA (Ligados Período)	#	761	594	535	486	706	397	383	380	376	364	1.900	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	7	6	5	6	7	4	4	4	4	4	20	
Rádios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.480	1.246	1.124	1.493	1.358	1.413	1.432	1.441	1.458	1.479	1.444	
Investimento Expansão	€	1.126	740	601	726	959	561	548	548	548	538	2.744	
PAs	€	421	327	315	287	382	225	216	216	214	209	1.080	
Redes, Ramais e UAGs	€	680	386	259	410	536	297	294	297	294	291	1.472	
Contadores e Redutores	€	26	27	28	29	41	39	38	35	41	39	192	
Clientes Ligados	€	761	594	535	486	706	397	383	380	376	364	1.900	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	9,6	10,0	9,0	11,8	9,5	10,2	10,3	10,4	10,4	10,4	10,3	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	23	64	318	-	283	83	409	186	207	386	182	
A- Rentabilidade Investimento	%	9,5%	36,28%	10,13%	-	-	12,22%	2,84%	5,66%	5,10%	2,75%	6,08%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	1,56	28,43	2,28	-	-	6,90	(2,48)	0,33	(0,22)	(2,57)	0,76	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		1.394	1.334	1.665	1.464	1.426	525	524	537	524	512	4.263	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		1.394	1.334	1.646	1.444	1.128	499	486	499	492	474	2.451	
Rede e UAGs	m€	920	780	1.041	989	644	252	247	246	246	245	1.236	
Rede Secundária - BP	m€	773	635	894	842	510	192	189	187	187	188	943	
Ramais	m€	147	145	147	146	135	60	58	59	59	57	293	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	15.454	10.747	15.709	15.207	8.323	3.291	3.205	3.270	3.209	3.073	16.048	
Ramais	#	541	557	542	539	433	207	201	202	199	192	1.001	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	193	204	220	235	243	247	250	253	256	260	260	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	83	83	132	79	91	46	44	46	46	45	225	
Pontos de Abastecimento	m€	392	472	474	376	393	202	195	208	200	184	990	
Mercado Novo	m€	71	435	438	343	360	139	134	133	131	127	664	
Mercado Existente	#	359	435	438	343	360	139	134	133	131	127	664	
Conversão	m€	279	406	358	274	314	122	117	116	114	110	579	
Reconversão	m€	63	17	67	61	29	11	11	11	11	11	56	
Pequeno terciário	m€	17	12	13	8	17	6	6	5	5	5	28	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	39	39	39	38	38	193	
Contadores/Redutores	m€	33	37	36	33	33	23	23	37	31	20	133	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	894	932	1.018	776	779	371	361	363	357	345	1.797	
Mercado Novo	#	71	78	57	21	68	96	96	96	96	96	480	
Mercado Existente	#	822	853	960	753	710	274	264	267	257	249	1.305	
Conversão	#	550	769	678	509	579	225	216	214	211	204	1.070	
Reconversão	#	246	66	260	229	99	38	37	37	36	35	183	
Pequeno terciário	#	26	18	22	15	32	11	11	10	10	10	52	
Grande consumo	#	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	12	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	779	371	361	363	357	345	1.797
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	1	1	6	4	-	12	
BP<	#	-	-	-	-	-	778	370	360	357	353	345	1.785
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	2.303	658	2.355	4.938	9.050	12.079	12.540
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	830	164	884	2.508	5.672	7.767	7.767
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1.473	495	1.471	2.429	3.379	4.312	4.773
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	12.554	13.454	14.361	15.149	15.928	16.299	16.660	17.023	17.380	17.725	17.725	
MP	#	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
BP>	#	37	41	43	44	45	46	47	53	57	57	57	
BP<	#	12.514	13.410	14.315	15.102	15.880	16.250	16.610	16.967	17.320	17.665	17.665	
Consumo Unitário	MWh/PA	13,1	12,6	12,3	11,6	11,2	10,6	10,5	10,4	10,5	10,4	10,4	
MP	MWh/PA	30.156,7	29.965,0	30.321,1	30.039,9	29.868,1	29.983,0	29.983,0	29.983,0	29.983,0	29.983,0	29.983,0	
BP>	MWh/PA	1.041,8	1.003,8	977,3	976,1	988,9	936,2	931,6	898,8	874,6	880,7	880,7	
BP<	MWh/PA	2,7	2,7	2,8	2,7	2,6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
Energia Veiculada Total	MWh	159.047	163.879	170.854	171.725	173.820	171.556	173.252	175.835	179.948	182.977	883.568	
MP	MWh	90.470	89.895	90.963	90.120	89.604	89.949	89.949	89.949	89.949	89.949	449.744	
BP>	MWh	35.423	39.148	41.047	42.462	44.005	42.587	43.317	44.942	48.105	50.200	229.161	
BP<	MWh	33.154	34.836	38.844	39.144	40.210	39.010	39.986	40.945	41.894	42.827	204.662	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	15	15	289	17	20	22	24	28	111	
Redes	m€	-	-	-	-	208	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	208	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	3.250	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	3	3	3	3	3	3	3	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	10	8	14	15	16	17	18	18	84	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	10	8	14	15	16	17	18	18	84	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	5	6	67	2	4	5	6	9	27	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	3	6	8	9	19	16	8	11	62	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	3	6	8	9	19	16	8	11	62	
Racional Económico													
Definição de Rede													
N.º de Fogos no Conceito	#	-	-	-	38.561	38.561	38.561	38.561	38.561	38.561	38.561	38.561	
CU's Ativos	#	-	-	-	15.149	15.928	16.299	16.660	17.023	17.380	17.725	17.725	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	39%	41%	42%	43%	44%	45%	46%	46%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	65	66	65	64	65	65	66	66	67	67	67	
PA (EoP)	#	12.554	13.454	14.361	15.149	15.928	16.299	16.660	17.023	17.380	17.725	17.725	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	193	204	220	235	247	250	253	256	260	263	263	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	894	932	1.018	776	779	371	361	363	357	345	1.797	
PA (Ligados Período)	#	894	932	1.018	776	779	371	361	363	357	345	1.797	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	15	11	16	15	12	3	3	3	3	3	16	
Rápios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.556	1.428	1.623	1.872	1.473	1.292	1.321	1.346	1.329	1.335	1.324	
Investimento Expansão	€	1.391	1.331	1.652	1.452	1.148	479	477	488	475	460	2.380	
PA's	€	442	518	570	423	451	185	178	178	176	172	889	
Redes, Ramais e UAGs	€	920	780	1.041	989	644	252	247	246	246	245	1.236	
Contadores e Redutores	€	30	34	42	41	52	42	42	42	42	44	255	
Clientes Ligados	€	894	932	1.018	776	779	371	361	363	357	345	1.797	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	17,3	11,5	15,4	19,6	10,7	8,9	8,9	9,0	9,0	8,9	8,9	
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	299	468	569	-	323	364	230	158	92	499	190	
A- Rentabilidade Investimento	%	6,2%	6,03%	4,36%	-	-	3,37%	4,91%	6,90%	10,97%	2,31%	5,67%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(1,73)	(1,82)	(3,49)	-	-	(1,95)	(0,41)	1,57	5,64	(3,02)	0,35	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		19	6	43	266	126	84	77	77	77	78	393	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		19	6	43	264	125	84	76	76	76	77	389	
Rede e UAGs	m€	12	4	29	238	84	41	37	39	40	39	195	
Rede Secundária - BP	m€	10	3	28	233	70	32	29	32	32	32	157	
Ramais	m€	2	1	1	6	14	8	8	8	8	7	39	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	207	53	982	3.725	1.179	586	532	527	529	518	2.692	
Ramais	#	5	5	1	11	42	29	27	26	26	24	132	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	20	20	21	25	26	27	27	28	28	29	29	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	1	0	10	20	9	8	7	7	7	7	36	
Pontos de Abastecimento	m€	6	1	4	6	33	35	32	29	29	31	157	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	6	1	2	5	31	24	22	22	22	21	111	
Conversão	m€	5	(0)	-	4	27	21	19	19	19	18	96	
Reconversão	m€	(0)	-	-	-	2	2	2	2	2	2	9	
Pequeno terciário	m€	1	1	-	0	2	1	1	1	1	1	5	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	5	5	5	5	5	25	
Contadores/Redutores	m€	0	0	2	1	2	6	5	3	3	5	21	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	12	3	6	12	74	52	47	46	46	45	236	
Mercado Novo	#	1	1	1	1	2	3	3	3	3	3	15	
Mercado Existente	#	11	3	5	9	60	48	43	43	43	41	218	
Conversão	#	10	1	5	8	49	39	35	35	35	33	177	
Reconversão	#	-	-	-	-	8	7	6	6	6	6	31	
Pequeno terciário	#	1	2	-	1	3	2	2	2	2	2	10	
Grande consumo	#	1	-	1	2	2	1	1	1	1	1	3	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	74	52	47	46	46	45	236
MP	#	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	3	
BP<	#	-	-	-	-	-	72	51	46	46	46	44	233
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	2.370	368	1.031	1.395	1.533	1.766	1.930
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1.953	291	809	1.035	1.035	1.133	1.231
BP<	MWh	-	-	-	-	-	137	77	222	360	498	633	699
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	482	491	489	506	580	632	679	725	771	816	816	
MP	#	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
BP>	#	5	5	6	9	10	11	12	12	12	13	13	
BP<	#	476	485	482	496	568	619	665	711	757	801	801	
Consumo Unitário	MWh/PA	49,5	43,9	39,8	49,3	47,2	35,8	34,1	32,4	30,6	29,1	29,1	
MP	MWh/PA	18.436,1	16.097,9	14.023,4	13.280,7	10.699,3	6.640,3	6.640,3	6.640,3	6.640,3	6.640,3	6.640,3	
BP>	MWh/PA	922,6	796,5	727,4	1.319,9	825,6	656,3	644,2	636,2	636,2	618,6	618,6	
BP<	MWh/PA	2,9	2,6	3,1	2,8	3,2	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	
Energia Veiculada Total	MWh	23.468	21.344	19.518	24.545	25.615	21.693	22.355	22.719	22.857	23.091	112.716	
MP	MWh	18.436	16.098	14.023	13.281	10.649	13.281	13.281	13.281	13.281	13.281	66.403	
BP>	MWh	3.691	3.983	4.001	9.899	7.843	6.891	7.408	7.634	7.634	7.732	37.300	
BP<	MWh	1.341	1.264	1.494	1.366	1.723	1.521	1.667	1.805	1.943	2.078	9.012	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	1	2	0	1	1	1	1	1	4	
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	0	0	0	1	1	1	1	1	3	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	0	0	0	1	1	1	1	1	3	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	0	2	0	0	0	0	0	0	1	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	
Racional Económico													
Densificação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	6.277	6.277	6.277	6.277	6.277	6.277	6.277	6.277	
CU's Ativos	#	-	-	-	506	580	632	679	725	771	816	816	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	8%	9%	10%	11%	12%	12%	13%	13%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	24	24	23	20	22	23	25	26	27	28	28	
PA (EoP)	#	482	491	489	506	580	632	679	725	771	816	816	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	20	20	21	25	26	27	27	28	28	29	29	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	58	57	6	3	63	89	88	87	87	87	88	
PA (Ligados Período)	#	12	3	6	12	74	52	47	46	46	45	236	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	0	0	1	4	1	1	1	1	1	1	3	
Rádios de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.576	1.880	6.938	22.022	1.700	1.501	1.515	1.538	1.552	1.613	1.542	
Investimento Expansão	€	19	6	42	264	126	78	71	71	71	73	364	
PAs	€	7	2	13	24	39	32	29	29	29	29	146	
Redes, Ramais e UAGs	€	12	4	29	238	84	41	37	39	40	39	195	
Contadores e Redutores	€	0	0	0	2	3	6	5	3	3	6	22	
Clientes Ligados	#	12	3	6	12	74	52	47	46	46	45	236	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	17,3	17,7	163,7	310,4	15,9	11,3	11,3	11,5	11,5	11,5	11,4	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	28	123	9	-	40	106	121	513	517	221	189	
A- Rentabilidade Investimento	%	223,9%	31,55%	232,72%	-	-	10,18%	9,03%	2,45%	2,37%	4,99%	6,18%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	215,97	23,70	224,87	-	-	4,85	3,71	(2,87)	(2,95)	(0,34)	0,86	

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25		
PLANO DE INVESTIMENTO		1.455	1.359	2.021	2.019	1.158	2.196	2.137	2.569	2.106	2.069	11.077		
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		1.006	1.281	1.982	1.894	1.118	2.144	2.077	2.084	2.070	2.021	10.396		
Rede e UAGs	m€	669	718	1.408	1.225	651	1.089	1.063	1.079	1.074	1.045	5.350		
Rede Secundária - BP	m€	570	570	1.283	977	517	883	864	880	877	853	4.357		
Ramais	m€	99	146	125	249	134	206	199	198	197	192	993		
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP	mts	6.062	12.083	27.269	16.491	8.432	15.128	14.684	14.721	14.544	14.118	73.195		
Ramais	#	394	596	485	892	427	714	686	678	668	647	3.399		
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	220	232	260	276	285	300	314	329	344	358	358		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	60	80	176	143	88	197	186	190	192	192	956		
Pontos de Abastecimento	m€	278	485	398	526	380	859	828	815	804	784	4.090		
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Mercado Existente	m€	241	436	358	483	341	639	614	610	601	590	3.046		
Conversão	m€	185	336	243	380	298	559	537	533	525	506	2.660		
Reconversão	m€	51	88	105	89	28	53	51	51	51	50	256		
Pequeno terciário	m€	5	12	11	14	16	27	26	26	25	25	129		
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	136	131	131	130	127	656		
Contadores/Redutores	m€	36	49	40	43	39	84	82	73	73	77	389		
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	604	1.034	921	1.130	765	1.281	1.231	1.219	1.200	1.161	6.092		
Mercado Novo	#	47	35	47	43	88	17	17	17	17	17	85		
Mercado Existente	#	550	994	869	1.083	673	1.259	1.209	1.200	1.181	1.140	5.989		
Conversão	#	359	662	459	734	550	1.033	992	984	969	934	4.912		
Reconversão	#	183	391	312	325	94	176	169	168	165	160	838		
Pequeno terciário	#	8	20	19	24	29	50	48	48	47	46	239		
Grande consumo	#	7	5	5	4	4	5	5	2	2	4	18		
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	765	1.281	1.231	1.219	1.200	1.161	6.092		
MP	#	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	18		
BP>	#	-	-	-	-	1	5	5	2	2	4	18		
BP<	#	-	-	-	-	761	1.276	1.226	1.217	1.198	1.157	6.074		
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	6.573	7.529	20.470	28.171	36.803	55.652	68.156		
MP	MWh	-	-	-	-	4.296	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	-	-	-	-	5.908	14.487	18.318	23.126	38.245	48.916	48.916		
BP<	MWh	-	-	-	-	1.529	2.021	5.984	9.853	13.678	17.408	19.240		
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	13.771	14.758	15.696	16.825	17.590	18.871	20.102	21.321	22.521	23.682	23.682		
MP	#	23	25	24	21	24	24	24	24	24	24	24		
BP>	#	80	78	84	83	84	89	94	96	98	102	102		
BP<	#	13.668	14.655	15.388	16.721	17.482	18.758	19.984	21.201	22.399	23.556	23.556		
Consumo Unitário	MWh/PA	60,8	58,1	57,1	53,3	51,9	51,5	48,9	46,4	44,2	42,7	42,7		
MP	MWh/PA	29.605,5	27.702,4	28.342,3	30.671,3	31.821,9	31.460,9	31.460,9	31.460,9	31.460,9	31.460,9	31.460,9		
BP>	MWh/PA	1.574,0	1.500,8	1.546,2	1.494,2	1.505,7	1.522,3	1.537,3	1.521,0	1.539,2	1.644,2	1.644,2		
BP<	MWh/PA	3,8	3,2	3,3	3,2	3,0	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0		
Energia Veiculada Total	MWh	820.792	828.401	869.705	866.103	892.836	939.420	952.361	960.062	968.694	987.543	4.808.081		
MP	MWh	651.321	664.859	694.387	690.103	715.993	755.061	755.061	755.061	755.061	755.061	3.775.304		
BP>	MWh	118.841	118.562	125.244	124.769	125.726	131.682	140.661	144.492	149.300	164.419	730.554		
BP<	MWh	50.630	44.980	50.074	51.239	51.116	52.677	56.640	60.509	64.334	68.064	302.222		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		449	78	36	120	17	19	23	452	27	31	553		
Redes	m€	220	39	20	94	-	-	-	323	-	-	323		
Rede Primária - MP	m€	-	33	20	92	-	-	-	323	-	-	323		
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	220	6	-	2	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	mts	-	46	-	-	-	-	-	1.500	-	-	1.500		
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	2.401	26	-	96	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	34	34	34	34	34	34	34	36	36	36	36		
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4		
Outras Infraestruturas	m€	-	-	9	9	16	17	18	19	20	21	96		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	9	9	16	17	18	19	20	21	96		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	229	40	7	16	1	2	5	110	7	10	134		
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	4	6	23	33	37	33	9	16	128		
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	4	6	23	33	37	33	9	16	128		
Racional Económico														
Definição de Rede														
N.º de Fogos no Conceito	#	-	-	-	56.674	56.674	56.674	56.674	56.674	56.674	56.674	56.674		
CU's Ativos	#	-	-	-	16.825	17.590	18.871	20.102	21.321	22.521	23.682	23.682		
Taxa de Penetração	%	-	-	-	30%	31%	33%	35%	38%	40%	42%	42%		
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	62	63	60	60	61	62	63	64	65	66	66		
PA (EoP)	#	13.771	14.758	15.696	16.825	17.590	18.871	20.102	21.321	22.521	23.682	23.682		
Km Rede Secundária (EoP)	Km	224	236	263	280	288	303	318	333	347	361	361		
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	71	85	34	68	91	85	84	83	83	82	83		
PA (Ligados Período)	#	604	1.034	921	1.130	765	1.281	1.231	1.219	1.200	1.161	6.092		
Km rede secundária (Construída Período)	Km	8	12	27	17	8	15	15	15	15	14	73		
Ráctos de expansão														
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.660	1.236	2.153	1.687	1.508	1.593	1.612	1.631	1.627	1.650	1.622		
Investimento Expansão	€	1.003	1.278	1.983	1.906	1.154	2.041	1.984	1.989	1.952	1.916	9.882		
PAs	€	301	516	534	626	429	836	801	800	793	772	4.007		
Redes, Ramais e UAGs	€	669	716	1.408	1.225	651	1.089	1.063	1.079	1.074	1.045	5.350		
Contadores e Redutores	€	33	46	41	54	74	117	121	110	86	98	531		
Clientes Ligados	€	604	1.034	921	1.130	765	1.281	1.231	1.219	1.200	1.161	6.092		
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	10,0	11,7	29,6	14,6	11,0	11,8	11,9	12,1	12,1	12,2	12,0		
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	160	22	226	-	93	136	183	435	154	77	145		
A- Rentabilidade Investimento	%	26,0%	26,35%	10,57%	-	-	8,12%	6,19%	1,95%	6,99%	13,08%	6,94%		
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%		
Prémio de Concessão (A-B)	pp	18,11	18,50	2,72	-	-	2,80	0,87	(3,38)	1,66	7,75	1,62		

Descrição	u.m.	Real 16-19					ORC 20		PDIRD GN 21-25				
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		2.189	1.749	1.738	1.898	1.477	1.788	1.925	1.485	1.947	1.450	8.599	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		2.091	1.458	1.627	1.625	1.284	1.379	1.337	1.346	1.336	1.307	6.705	
Rede e UAGs	m€	1.414	924	954	1.111	734	698	685	691	689	672	3.435	
Rede Secundária - BP	m€	1.240	761	788	959	579	553	544	549	548	534	2.727	
Ramais	m€	173	163	166	152	155	145	141	142	141	138	707	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	23.443	11.294	16.066	15.494	9.599	9.467	9.192	9.246	9.122	8.861	45.888	
Ramais	#	654	558	549	459	494	505	487	485	477	464	2.418	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	584	596	612	627	637	646	655	655	674	683	683	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	124	91	136	183	101	126	120	123	124	124	617	
Pontos de Abastecimento	m€	554	443	538	331	450	554	533	533	523	511	2.653	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	498	401	491	298	396	400	385	382	376	364	1.909	
Conversão	m€	311	337	403	208	346	350	337	334	328	317	1.666	
Reconversão	m€	163	43	64	73	32	33	32	32	32	31	161	
Pequeno terciário	m€	25	21	24	17	18	17	16	16	16	16	82	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€						96	93	94	93	91	467	
Contadores/Redutores	m€	56	42	47	33	54	58	54	57	54	56	278	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	1.491	1.078	1.186	849	881	906	875	870	857	833	4.341	
Mercado Novo	#	263	172	125	158	196	115	115	115	115	115	575	
Mercado Existente	#	1.222	903	1.057	686	781	788	758	752	740	715	3.753	
Conversão	#	643	696	777	403	639	646	622	617	606	586	3.077	
Reconversão	#	540	174	240	254	109	110	106	105	104	100	525	
Pequeno terciário	#	39	33	40	29	33	32	30	30	30	29	151	
Grande consumo	#	6	3	4	5	4	3	2	3	2	3	13	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#						881	906	875	870	857	833	4.341
MP	#	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	3	2	3	2	3	13	
BP<	#	-	-	-	-	-	877	903	873	867	855	830	4.328
Energia Veiculada Adicional	MWh						6.567	3.270	8.420	18.519	29.867	35.138	37.279
MP	MWh	-	-	-	-	-	2.414	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1.054	-	-	-	-	-	-
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1.867	4.257	11.652	20.323	22.976	23.827	23.827
	MWh	-	-	-	-	-	3.102	1.403	4.163	6.867	9.544	12.162	13.452
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	50.774	51.649	52.718	53.487	54.368	55.274	56.149	57.019	57.876	58.709	58.709	
MP	#	8	7	6	5	7	7	7	7	7	7	7	
BP>	#	129	148	153	149	151	154	156	159	161	164	164	
BP<	#	50.637	51.494	52.559	53.333	54.210	55.113	55.986	56.853	57.708	58.538	58.538	
Consumo Unitário	MWh/PA	15,3	15,0	15,6	15,1	14,2	16,5	16,4	16,3	16,3	16,1	16,1	
MP	MWh/PA	69.430,0	69.061,1	81.856,3	94.950,8	81.335,1	89.525,0	89.525,0	89.525,0	89.525,0	89.525,0	89.525,0	
BP>	MWh/PA	757,0	727,1	742,9	782,8	789,4	831,6	797,3	831,6	872,8	875,7	875,7	
BP<	MWh/PA	2,9	2,9	3,2	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
Energia Veiculada Total	MWh	764.241	767.763	812.599	800.793	765.948	906.984	912.135	922.234	933.581	938.852	4.613.786	
MP	MWh	520.725	517.958	532.066	522.229	488.011	626.675	626.675	626.675	626.675	626.675	3.133.377	
BP>	MWh	100.305	100.698	111.802	118.196	118.416	121.187	123.577	130.972	139.644	142.296	657.676	
BP<	MWh	143.211	149.107	168.731	160.367	159.521	159.122	161.882	164.586	167.262	169.881	822.734	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		97	291	41	153	56	306	447	72	589	85	1.497	
Redes	m€	48	144	-	90	-	218	300	-	377	-	895	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	66	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	48	144	-	24	-	218	300	-	377	-	895	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	1.054	1.520	-	400	-	2.900	4.130	-	4.000	-	11.030	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	1	3	3	3	3	6	10	10	14	14	14	
Outras Infraestruturas	m€	-	-	36	45	52	52	53	54	56	57	271	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	36	45	52	52	53	54	56	57	271	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	50	148	5	18	4	36	94	17	156	28	331	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	69	120	136	103	141	67	23	59	393	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	69	120	136	103	141	67	23	59	393	
Racional Económico													
Demarcação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	143.739	143.739	143.739	143.739	143.739	143.739	143.739	143.739	
CUi's Ativos	#	-	-	-	53.487	54.368	55.274	56.149	57.019	57.876	58.709	58.709	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	37%	38%	38%	39%	40%	40%	41%	41%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	87	86	86	85	85	85	84	85	84	84	84	
PA (EoP)	#	50.774	51.649	52.718	53.487	54.368	55.274	56.149	57.019	57.876	58.709	58.709	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	585	598	614	630	640	652	665	675	688	697	697	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	61	84	74	53	92	73	66	94	65	94	76	
PA (Ligados Período)	#	1.491	1.078	1.186	849	881	906	875	870	857	833	4.341	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	24	13	16	16	10	12	13	9	13	9	57	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.399	1.349	1.450	2.102	1.660	1.574	1.630	1.566	1.528	1.585	1.577	
Investimento Expansão	€	2.085	1.455	1.720	1.785	1.463	1.426	1.426	1.362	1.309	1.320	6.844	
PAs	€	612	492	627	481	497	527	505	505	500	488	2.525	
Redes, Ramais e UAGs	€	1.414	924	954	1.111	734	698	685	691	689	672	3.435	
Contadores e Redutores	€	49	39	139	193	232	201	236	167	121	160	884	
Clientes Ligados	#	1.491	1.078	1.186	849	881	906	875	870	857	833	4.341	
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	15,7	10,5	13,5	18,2	10,9	10,4	10,5	10,6	10,6	10,6	10,6	
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	174	308	358			145	379	83	209	308	184	
A- Rentabilidade Investimento	%	9,2%	9,45%	8,86%			4,38%	2,13%	12,47%	3,24%	3,80%	4,98%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%			5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	1,28	1,60	1,01			(0,95)	(3,19)	7,14	(2,09)	(1,53)	(0,34)	

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20		PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25		
PLANO DE INVESTIMENTO		439	378	882	723	545	765	739	745	738	725	3.712		
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		439	378	876	718	541	759	733	738	731	717	3.678		
Rede e UAGs	m€	258	249	638	503	311	383	379	379	379	367	1.888		
Rede Secundária - BP	m€	181	213	579	414	245	311	310	310	310	299	1.539		
Ramais	m€	78	37	59	89	66	72	69	70	69	68	348		
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP	mts	3.921	3.923	11.737	7.009	3.980	5.374	5.189	5.229	5.151	5.023	25.966		
Ramais	#	318	140	216	315	212	251	239	239	234	228	1.191		
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	59	63	75	82	86	91	96	101	106	112	112		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	26	24	61	31	44	70	66	67	68	68	338		
Pontos de Abastecimento	m€	155	106	178	184	186	307	288	291	285	282	1.452		
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Mercado Existente	m€	143	98	160	171	170	227	218	216	213	206	1.079		
Conversão	m€	100	80	143	154	148	198	191	188	185	179	942		
Reconversão	m€	38	12	12	12	14	19	18	18	18	18	91		
Pequeno terciário	m€	5	5	5	5	8	10	9	9	9	9	46		
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	47	46	46	46	44	230		
Contadores/Redutores	m€	12	8	18	13	17	33	24	29	26	32	141		
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	348	210	334	358	380	450	430	428	420	408	2.136		
Mercado Novo	#	2	9	2	6	44	1	1	1	1	1	5		
Mercado Existente	#	346	201	332	350	335	446	429	425	418	404	2.122		
Conversão	#	193	147	276	295	273	366	352	348	342	331	1.739		
Reconversão	#	146	46	44	45	47	62	60	60	59	57	298		
Pequeno terciário	#	7	8	9	10	15	18	17	17	17	16	85		
Grande consumo	#	-	-	3	2	1	3	3	2	1	3	9		
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	380	450	430	428	420	408	2.136	
MP	#	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-		
BP>	#	-	-	-	-	-	3	3	2	1	3	9		
BP<	#	-	-	-	-	-	379	447	430	426	419	405	2.127	
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	2.717	2.548	5.657	7.062	8.846	16.006	22.226	
MP	MWh	-	-	-	-	-	1.757	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1.965	3.929	4.218	4.899	10.984	16.675	16.675	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	784	583	1.728	2.844	3.947	5.022	5.551	
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	2.557	2.742	3.059	3.411	3.791	4.241	4.671	5.099	5.519	5.927	5.927		
MP	#	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1		
BP>	#	2	3	6	9	9	12	12	14	15	18	18		
BP<	#	2.555	2.739	3.053	3.402	3.781	4.228	4.658	5.084	5.503	5.908	5.908		
Consumo Unitário	MWh/PA	3,1	3,2	3,6	3,8	4,2	3,5	3,9	3,8	3,8	4,8	4,8		
MP	MWh/PA	-	-	-	-	3.514,0	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh/PA	696,6	652,9	460,0	522,1	464,7	517,1	616,2	591,0	576,8	875,7	875,7		
BP<	MWh/PA	2,5	2,6	2,9	2,6	2,6	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3		
Energia Veiculada Total	MWh	7.389	8.472	10.352	12.171	15.266	14.103	17.212	18.617	20.401	27.561	97.894		
MP	MWh	-	-	-	-	1.757	-	-	-	-	-	-		
BP>	MWh	1.393	1.632	2.070	3.916	4.182	5.430	7.395	7.683	8.364	14.449	43.321		
BP<	MWh	5.996	6.840	8.282	8.255	9.327	8.673	9.817	10.934	12.037	13.112	54.574		
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		-	-	6	4	3	4	5	6	6	8	29		
Redes	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
Rede Sec. Estruturante - BP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Outras Infraestruturas	m€	-	-	3	2	3	4	4	4	5	5	22		
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	3	2	3	4	4	4	5	5	22		
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	2	2	0	0	1	1	2	3	7		
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
OUTROS INVESTIMENTOS		-	-	0	1	0	1	1	1	0	1	4		
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	0	1	0	1	1	1	0	1	4		
Racional Económico		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Definição de Rede		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687		
CU's Ativos	#	-	-	-	3.411	3.791	4.241	4.671	5.099	5.519	5.927	5.927		
Taxa de Penetração	%	-	-	-	14%	16%	18%	20%	23%	25%	25%	25%		
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	43	44	41	42	44	47	49	50	52	53	53		
PA (EoP)	#	2.557	2.742	3.059	3.411	3.791	4.241	4.671	5.099	5.519	5.927	5.927		
Km Rede Secundária (EoP)	Km	59	63	75	82	86	91	96	101	106	112	112		
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	89	54	38	51	95	84	83	82	82	81	82		
PA (Ligados Período)	#	348	210	334	358	380	450	430	428	420	408	2.136		
Km rede secundária (Construída Período)	Km	4	4	12	7	4	5	5	5	5	5	26		
Rácios de expansão		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.259	1.799	2.608	2.007	1.433	1.579	1.596	1.616	1.631	1.650	1.613		
Investimento Expansão	€	438	378	871	719	544	711	686	692	685	673	3.446		
PA's	€	169	121	221	202	213	296	284	283	280	274	1.417		
Redes, Ramais e UAGs	€	258	249	638	503	311	383	379	379	379	367	1.888		
Contadores e Redutores	€	11	7	13	14	20	32	23	29	26	32	142		
Clientes Ligados	€	348	210	334	358	380	450	430	428	420	408	2.136		
Mts Rede Secund. Adicional - expansão / PA adicional	mts/PA	11,3	18,7	35,1	19,6	10,5	11,9	12,1	12,2	12,3	12,3	12,2		
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	438	635	341	-	174	139	612	410	364	54	155		
A- Rentabilidade Investimento	%	6,9%	4,54%	5,63%	-	-	7,16%	1,47%	2,28%	2,52%	17,49%	5,97%		
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%		
Prémio de Concessão (A-B)	pp	(1,02)	(3,31)	(2,22)	-	-	1,84	(3,85)	(3,05)	(2,80)	12,16	0,65		

Descrição	u.m.	Real 16-19				ORC 20	PDIRD GN 21-25						
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	21-25	
PLANO DE INVESTIMENTO		338	579	632	326	609	391	383	389	377	372	1.912	
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIO		287	579	627	323	604	386	375	375	371	362	1.869	
Rede e UAGs	m€	183	360	390	208	356	193	190	193	193	188	957	
Rede Secundária - BP	m€	145	301	347	139	285	155	152	156	157	153	773	
Ramais	m€	39	59	43	69	71	38	37	37	36	35	184	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	2.658	5.496	5.372	2.858	4.639	2.705	2.637	2.633	2.582	2.505	13.062	
Ramais	#	180	234	158	244	227	133	128	126	123	119	629	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP (Extensão)	Km	15	20	25	28	33	36	38	41	43	46	46	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	17	36	42	15	48	35	34	34	34	34	172	
Pontos de Abastecimento	m€	87	183	195	100	200	157	152	148	143	139	740	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	79	168	173	93	186	114	110	109	107	103	543	
Conversão	m€	74	147	158	75	162	100	96	95	94	90	474	
Reconversão	m€	4	18	13	12	15	9	9	9	9	9	45	
Pequeno terciário	m€	1	3	2	6	9	5	5	5	4	4	23	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Instrução e análise técnica de processo	m€	-	-	-	-	-	25	24	24	24	23	121	
Contadores/Redutores	m€	8	14	22	7	15	18	18	15	12	12	76	
Pontos de Abastecimento - Segmento	#	183	380	409	201	408	237	229	226	221	214	1.127	
Mercado Novo	#	11	27	7	6	7	11	11	11	11	11	55	
Mercado Existente	#	170	379	382	198	398	224	216	214	210	203	1.067	
Conversão	#	151	301	321	143	299	184	177	175	173	167	876	
Reconversão	#	17	73	57	43	51	31	30	30	29	28	148	
Pequeno terciário	#	2	5	4	12	16	9	9	9	8	8	43	
Grande consumo	#	2	-	-	2	2	2	-	1	-	-	3	
Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	-	-	-	-	-	408	237	229	226	221	214	1.127
MP	#	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	1	2	1	-	-	5	
BP<	#	-	-	-	-	-	406	235	227	225	221	214	1.122
Energia Veiculada Adicional	MWh	-	-	-	-	-	4.570	4.427	13.427	18.742	19.797	20.412	20.714
MP	MWh	-	-	-	-	-	2.539	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	-	4.096	12.442	17.119	17.545	17.545	17.545	17.545
BP<	MWh	-	-	-	-	-	1.343	332	984	1.623	2.253	2.867	3.169
Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa	#	2.008	2.979	2.763	2.956	3.364	3.601	3.830	4.056	4.277	4.491	4.491	
MP	#	7	7	7	6	7	7	7	7	7	7	7	
BP>	#	10	10	11	14	15	17	19	20	20	20	20	
BP<	#	1.991	2.362	2.745	2.936	3.342	3.577	3.804	4.029	4.250	4.464	4.464	
Consumo Unitário	MWh/PA	122,8	121,3	84,7	67,3	63,1	64,6	63,0	60,7	57,7	55,0	55,0	
MP	MWh/PA	31.055,2	34.809,3	27.643,0	26.108,1	26.850,3	28.223,7	28.223,7	28.223,7	28.223,7	28.223,7	28.223,7	
BP>	MWh/PA	1.323,9	1.600,3	1.567,1	1.227,8	1.150,0	1.211,3	1.540,4	1.661,8	1.641,5	1.641,5	1.641,5	
BP<	MWh/PA	3,0	2,9	3,1	2,6	2,6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	
Energia Veiculada Total	MWh	234.909	266.005	217.814	192.455	199.442	225.093	234.092	239.408	240.463	241.078	1.180.134	
MP	MWh	217.386	243.665	193.501	169.702	174.527	197.566	197.566	197.566	197.566	197.566	987.830	
BP>	MWh	11.915	16.003	16.455	15.347	16.676	19.381	27.727	32.404	32.830	32.830	145.172	
BP<	MWh	5.607	6.337	7.858	7.406	8.239	8.146	8.799	9.437	10.067	10.682	47.131	
OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS		51	5	2	3	3	4	4	5	6	7	23	
Redes	m€	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	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€	-	-	3	1	3	3	3	4	4	5	19	
Contadores - reativações por rotação de clientes	m€	-	-	3	1	3	3	3	4	4	5	19	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	26	-	2	1	0	0	1	1	1	2	6	
DESCARBONIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OUTROS INVESTIMENTOS	m€	-	-	0	0	3	1	3	9	1	3	17	
Contadores - Renovação por imposição Legal	m€	-	-	0	0	3	1	3	9	1	3	17	
Racional Económico													
Demarcação de Rede													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	9.379	9.379	9.379	9.379	9.379	9.379	9.379	9.379	
CUI's Ativos	#	-	-	-	2.956	3.364	3.601	3.830	4.056	4.277	4.491	4.491	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	32%	36%	38%	41%	43%	46%	48%	48%	
PA/km Rede Secundária (EoP)	#/Km	138	119	109	104	102	101	100	99	98	98	98	
PA (EoP)	#	2.008	2.379	2.763	2.956	3.364	3.601	3.830	4.056	4.277	4.491	4.491	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	15	20	25	28	33	36	38	41	43	46	46	
PA/km Rede Secundária (Período)	#/Km	69	69	76	70	88	88	87	86	86	85	86	
PA (Ligados Período)	#	183	380	409	201	408	237	229	226	221	214	1.127	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	3	5	5	3	5	3	3	3	3	3	13	
Rátiros de expansão													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.567	1.520	1.517	1.613	1.491	1.528	1.550	1.595	1.577	1.604	1.570	
Investimento Expansão	€	287	578	621	324	608	362	355	361	348	343	1.769	
PAs	€	96	204	215	108	233	149	143	143	141	138	715	
Redes, Ramais e UAGs	€	183	360	390	208	356	193	190	193	193	188	957	
Contadores e Redutores	€	7	13	16	8	19	19	22	25	14	17	98	
Clientes Ligados	#	183	380	409	201	408	237	229	226	221	214	1.127	
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	14,5	14,5	13,1	14,2	11,4	11,4	11,5	11,7	11,7	11,7	11,6	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	1.021	659	640	-	-	59	41	39	242	558	568	85
A- Rentabilidade Investimento	%	36,5%	4,01%	4,21%	-	-	23,70%	24,97%	4,39%	1,92%	1,83%	13,35%	
B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,85%	7,85%	-	-	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	5,32%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	28,58	(3,84)	(3,64)	-	-	18,38	19,65	(0,93)	(3,40)	(3,50)	8,03	

Anexo 2

Gás natural
e Emissões de CO₂
(Atualização
com referência
a abril 2018)



portgás



Gás Natural e Emissões de CO₂

Fatores de emissão

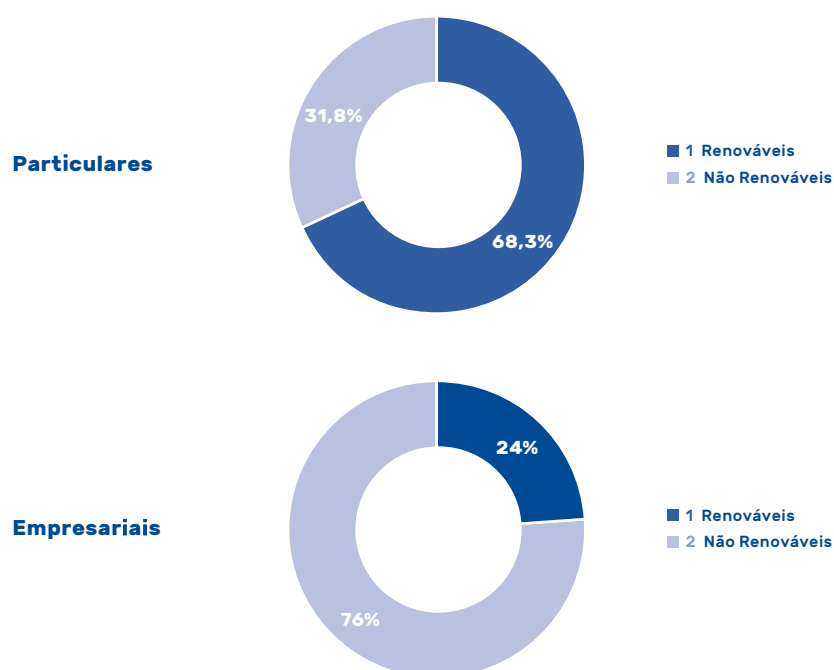
As diferentes fontes de energia tradicionalmente usadas apresentam fatores de emissão de CO₂ significativamente distintos.

Fonte de energia	Emissões CO ₂ (g/kWh)	Informação
Gás Natural	184	EDP Gás
GPL	227,16	CELE 2013-2020
Gasóleo	266,76	
Fuelóleo	278,3	
Carvão (Antracite)	345,96	
Coque	367,2	
Eletricidade (particulares)	161	EDP Comercial - Simulador ERSE
Eletricidade (empresariais)	420	Iberdrola - Simulador ERSE

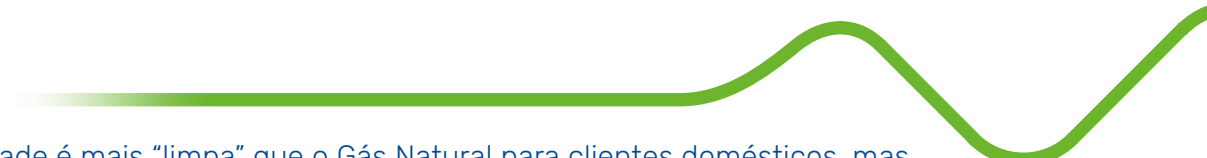
Fatores de emissão de CO₂ por fonte de energia

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 FAMALICÃO	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:

<http://simuladores.erse.pt/rotulagem>.

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 2019 foram veiculados cerca de 7.353 GWh de Gás Natural (valor estimado), correspondendo a emissões de CO₂ num total de 1.353 kt. A desagregação por concelho está patente na tabela seguinte.

Concelho	Volumes (GWh)			Emissões CO ₂ GN (ton)
	Doméstico	Grande Consumo	Total	
BARCELOS	25,86	528,52	554,38	102.005
BRAGA	142,19	251,52	393,72	72.444
CAMINHA	4,50	0,76	5,27	969
ESPOSENDE	14,71	37,16	51,88	9.545
FAFE	13,16	149,90	163,06	30.003
FELGUEIRAS	10,84	3,97	14,81	2.726
GONDOMAR	65,99	54,40	120,39	22.151
GUIMARÃES	68,29	1.303,78	1.372,07	252.462
LOUSADA	6,87	7,98	14,85	2.732
MAIA	95,73	411,66	507,39	93.360
MATOSINHOS	110,77	346,10	456,87	84.064
PAÇOS DE FERREIRA	8,07	12,60	20,67	3.803
PAREDES	14,64	13,95	28,59	5.261
PENAFIEL	7,81	38,14	45,95	8.454
PONTE DE LIMA	5,26	3,40	8,66	1.593
PORTO	184,93	462,85	647,77	119.190
PAREDES DE COURA	-	-	-	-
PÓVOA DE VARZIM	27,65	15,28	42,93	7.899
SANTO TIRSO	17,70	450,90	468,60	86.222
TROFA	14,64	120,69	135,33	24.901
VALENÇA	3,84	6,73	10,57	1.945
VALONGO	41,79	23,35	65,14	11.986
VIANA DO CASTELO	33,81	124,24	158,05	29.080
VILA DO CONDE	39,33	132,38	171,72	31.596
VILA NOVA DE CERVEIRA	1,46	23,18	24,64	4.533
VILA NOVA DE FAMALIÇÃO	51,66	814,08	865,73	159.295
VILA NOVA DE GAIA	158,65	640,75	799,41	147.091
VILA VERDE	8,35	3,90	12,25	2.254
VIZELA	8,01	184,63	192,64	35.445
Total	1.186,52	6.166,79	7.353,31	1.353.009

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	102.005	147.315	45.310
BRAGA	72.444	93.263	20.820
CAMINHA	969	1.155	186
ESPOSENDE	9.545	12.978	3.433
FAFE	30.003	43.086	13.083
FELGUEIRAS	2.726	3.395	669
GONDOMAR	22.151	28.045	5.893
GUIMARÃES	252.462	371.236	118.775
LOUSADA	2.732	3.328	595
MAIA	93.360	125.673	32.314
MATOSINHOS	84.064	110.067	26.003
PAÇOS DE FERREIRA	3.803	4.642	839
PAREDES	5.261	6.398	1.137
PENAFIEL	8.454	10.581	2.126
PONTE DE LIMA	1.593	1.935	342
PORTO	119.190	148.132	28.941
PAREDES DE COURA	-	-	-
PÓVOA DE VARZIM	7.899	9.111	1.212
SANTO TIRSO	86.222	125.636	39.415
TROFA	24.901	34.724	9.823
VALENÇA	1.945	2.504	558
VALONGO	11.986	14.649	2.663
VIANA DO CASTELO	29.080	38.765	9.684
VILA DO CONDE	31.596	42.835	11.239
VILA NOVA DE CERVEIRA	4.533	6.057	1.524
VILA NOVA DE FAMALICÃO	159.295	232.932	73.637
VILA NOVA DE GAIA	147.091	191.027	43.936
VILA VERDE	2.254	2.705	451
VIZELA	35.445	52.204	16.759
Total	1.353.009	1.864.378	511.369

Emissões de CO₂ com Gás Natural e mix alternativo

Para o total da concessão, as emissões de CO₂ são 38% mais elevadas para o *mix* alternativo em relação à situação com GN, num total de mais de 500 mil toneladas. Este valor corresponde aproximadamente ao CO₂ emitido, em média, por 307 mil automóveis num ano – 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 dos grandes consumos, 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.

O concelho de Guimarães assegura por si só 23% 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. 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	876	44.434	45.310
BRAGA	4.819	16.001	20.820
CAMINHA	153	33	186
ESPOSENDE	499	2.934	3.433
FAFE	481	12.602	13.083
FELGUEIRAS	396	273	669
GONDOMAR	1.320	4.573	5.893
GUIMARÃES	2.496	116.279	118.775
LOUSADA	251	344	595
MAIA	1.915	30.399	32.314
MATOSINHOS	2.216	23.788	26.003
PAÇOS DE FERREIRA	295	544	839
PAREDES	535	602	1.137
PENAFIEL	285	1.841	2.126
PONTE DE LIMA	178	164	342
PORTO	1.864	27.077	28.941
PAREDES DE COURA	-	-	-
PÓVOA DE VARZIM	553	659	1.212
SANTO TIRSO	354	39.061	39.415
TROFA	293	9.530	9.823
VALENÇA	130	428	558
VALONGO	1.416	1.247	2.663
VIANA DO CASTELO	1.146	8.539	9.684
VILA DO CONDE	787	10.453	11.239
VILA NOVA DE CERVEIRA	49	1.475	1.524
VILA NOVA DE FAMALICÃO	1.033	72.604	73.637
VILA NOVA DE GAIA	3.174	40.762	43.936
VILA VERDE	283	168	451
VIZELA	293	16.466	16.759
Total	28.089	483.280	511.369

CO₂ evitado por segmento e concelho

Anexo 3

Projeções para a Economia
Portuguesa: 2020-2022

Banco de Portugal



portugal



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 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)	2020 ^(p)	2021 ^(p)	2022 ^(p)
Produto interno bruto	100	2,2	-3,7	0,7	3,1	-5,7	1,4	3,4
Consumo privado	65	2,3	-2,8	1,4	2,9	-4,8	1,8	3,7
Consumo público	17	0,8	2,1	-1,3	1,0	3,0	-2,0	1,1
Formação bruta de capital fixo	18	6,4	-10,8	2,9	7,9	-14,9	3,4	9,3
Procura interna	100	2,8	-3,6	1,2	3,4	-5,5	1,4	4,2
Exportações	44	3,7	-12,1	4,2	5,5	-19,1	7,4	5,6
Importações	43	5,2	-11,9	5,5	6,2	-18,7	7,5	7,4
Emprego ^(a)		0,8	-3,5	0,7	1,8	-5,2	1,2	2,8
Taxa de desemprego (nível, %)		6,5	10,1	9,5	8,0	11,7	10,7	8,3
Balança corrente e de capital (% PIB)		0,9	2,0	2,4	1,3	2,0	2,9	1,4
Balança de bens e serviços (% PIB)		0,4	1,0	0,6	0,2	1,0	1,0	0,3
Índice harmonizado de preços no consumidor (IHPC)		0,3	0,2	0,7	1,1	-0,1	0,5	0,7

Fontes: Banco de Portugal e INE. | Notas: (p) – projetado. (a) Emprego total em número de indivíduos de acordo com o conceito de Contas Nacionais.

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
2019







Relatório Trimestral

NORTE CONJUNTURA

3º Trimestre 2019

Relatório disponível na Internet
www.ccdr-n.pt/norte-conjuntura

Ano XIV • N.º 55

CCDRN
COMISSÃO DE COOPERAÇÃO E
DESENVOLVIMENTO REGIONAL DO NORTE

☛ No 3º trimestre de 2019, a taxa de desemprego da Região do Norte foi de 6,6%, um valor que compara com 6,2% no trimestre anterior e 7,2% no trimestre homólogo de 2018.

☛ O emprego da Região do Norte aumentou 0,6% no 3º trimestre de 2019 face ao trimestre homólogo de 2018, o que se traduziu na criação líquida de mais 9.400 postos de trabalho.

☛ No 3º trimestre de 2019, o emprego das indústrias transformadoras da Região do Norte diminuiu 3,7%, em termos homólogos, o que implicou a perda líquida de 16.800 postos de trabalho, a maior queda observada entre todos os ramos de atividade. Ao mesmo tempo, o emprego na saúde humana e apoio social cresceu em 11,6%, tendo sido criados mais 16.300 postos de trabalho, em termos líquidos.

☛ No 3º trimestre de 2019, as exportações de bens da Região do Norte aumentaram 3,2%, em termos homólogos, invertendo a tendência de queda observada no trimestre anterior (-1,7%). O crescimento das exportações foi impulsionado, sobretudo, pela venda de “automóveis, outros veículos terrestres, partes e acessórios” e “máquinas, aparelhos e materiais elétricos, som e imagem”.

☛ Por NUTS III, em termos homólogos, as exportações de bens no 3º trimestre de 2019 aumentaram no Douro (17,4%), no Cávado (10,6%), no Tâmega e Sousa (6,1%), no Alto Minho (5,1%) e na Área Metropolitana do Porto (3,2%). Ao mesmo tempo, as exportações diminuíram no Ave (-1,5%), no Alto Tâmega (-6,1%) e em Terras de Trás-os-Montes (-6,5%).

☛ Nos 5 principais concelhos exportadores da Região do Norte, as exportações de bens cresceram em Braga (14,0%) e em Vila Nova de Gaia (9,4%) e diminuíram em Vila Nova de Famalicão (-1,1%), Guimarães (-1,8%) e na Maia (-3,4%) no 3º trimestre de 2019.

Índice

1. Principais indicadores do mercado de trabalho.....	2
2. Emprego por setores de atividade.....	3
3. Desemprego.....	8
4. Salários.....	11
5. Preços no consumo.....	14
6. Comércio internacional.....	14
7. Turismo.....	18
8. Crédito	19
9. Construção.....	20

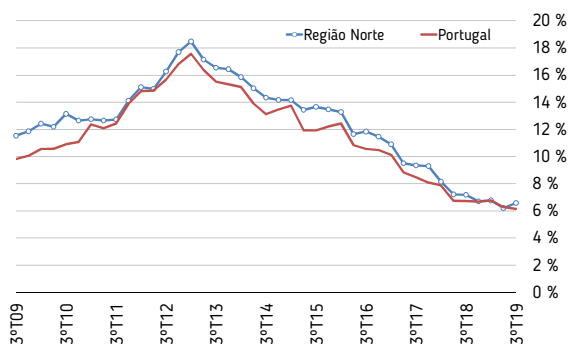
INDICADORES Região do Norte	2019	2019	2018
	3ºTri	2ºTri	3ºTri
Emprego <i>vh</i> (%) (variação homóloga %)	0,6	0,5	2,6
Taxa de desemprego (%)	6,6	6,2	7,2
Construção: edifícios (obras) licenciados <i>vh</i> (%)	7,1	4,5	15,1
Exportações de bens <i>vh</i> (%)	3,2	-1,7	0,4
Turismo: dormidas <i>vh</i> (%)	9,3	12,2	6,8
Preços no consumidor <i>vh</i> (%)	0,2	0,7	1,0
Crédito às empresas e às famílias <i>vh</i> (%)	0,8	-0,1	0,1
Rácio de crédito às empresas vencido (%)	4,7	5,2	8,3



1. Principais indicadores do mercado de trabalho de trabalho

Os principais indicadores do mercado de trabalho da Região do Norte continuaram a evidenciar sinais de abrandamento. A taxa de desemprego atingiu o valor de 6,6% no 3º trimestre de 2019, o que significou um aumento de 0,4 pontos percentuais (p.p.) face ao trimestre anterior. Ainda assim, quando comparado com o valor observado no trimestre homólogo de 2018, a taxa de desemprego registou uma redução de 0,6 p.p.

Figura 1 - Taxa de desemprego



A população empregada da Região do Norte alcançou o valor de 1.716,2 mil indivíduos no 3º trimestre de 2019, traduzindo-se num crescimento homólogo de 0,6%, em ligeira aceleração face ao crescimento verificado no trimestre anterior (0,5%). Apesar do crescimento homólogo do emprego da Região do Norte no 3º trimestre de 2019 ter interrompido uma série de nove trimestre consecutivos de abrandamento, ainda é prematuro antecipar para os próximos trimestres uma trajetória de crescimento mais significativo. Esta prudência é justificada, também, pela estagnação que a taxa de emprego dos 20 aos 64 anos (percentagem da população residente neste grupo etário que está empregada) tem vindo a exibir ao longo do último ano na Região do Norte, contra um crescimento mais significativo deste indicador ao nível nacional. No 3º trimestre de 2019, a taxa de emprego na Região do Norte atingiu o valor de 74,2% (+0,3 p.p. face ao trimestre homólogo de 2018), enquanto em Portugal o valor aumentou para 76,6% (+0,9 p.p. face ao trimestre homólogo de 2018). Ao mesmo tempo, a evolução mais recente da taxa de atividade dos 15 ou mais anos da Região do Norte (que expressa a percentagem da população residente nesta faixa etária pertencente à população ativa) confirmou a existência de sinais claros de abrandamento no mercado de trabalho. No 3º trimestre de 2019 este indicador alcançou o valor de 59,0% na Região do Norte (-0,2 p.p. face ao trimestre homólogo de 2018).

Figura 2 - População empregada (valores em milhares)

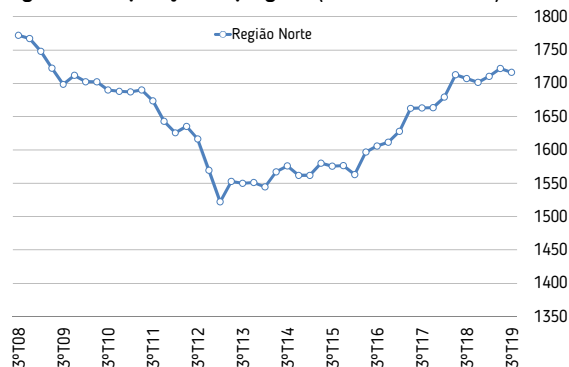


Figura 3 - População empregada (variação homóloga)

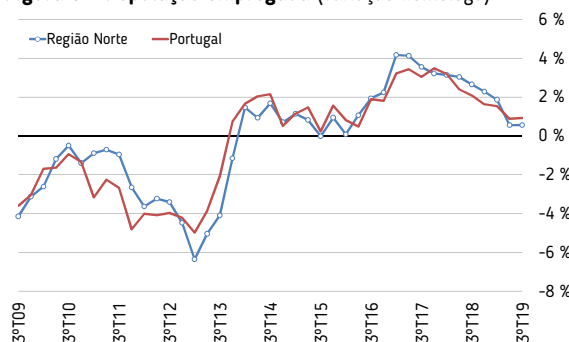


Figura 4 - Taxa de emprego (dos 20 aos 64 anos)

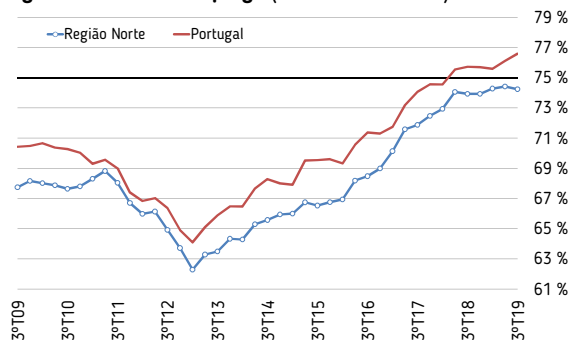
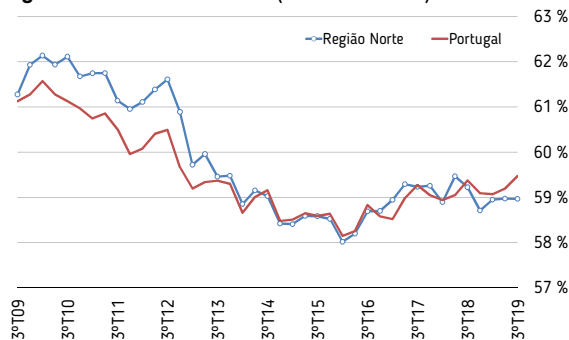


Figura 5 - Taxa de atividade (15 ou mais anos)



EMPREGO, DESEMPREGO E ATIVIDADE	Anos		Trimestres				
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19
Portugal							
População empregada (Milhares de indivíduos)	4 756,6	4 866,7	4 902,8	4 883,0	4 880,2	4 916,7	4 947,8
Emprego (população empregada, 15 ou mais anos) <i>vh</i> (%)	3,3	2,3	2,1	1,6	1,5	0,9	0,9
Taxa de Emprego (20 aos 64 anos) (%)	73,4	75,4	75,7	75,7	75,6	76,1	76,6
Taxa de Desemprego (%)	8,9	7,0	6,7	6,7	6,8	6,3	6,1
Taxa de Atividade (15 ou mais anos) (%)	59,0	59,1	59,4	59,1	59,1	59,2	59,5
Região Norte							
População empregada (Milhares de indivíduos)	1 654,1	1 699,9	1 706,8	1 701,1	1 710,3	1 722,1	1 716,2
Emprego (população empregada, 15 ou mais anos) <i>vh</i> (%)	3,8	2,8	2,6	2,3	1,9	0,5	0,6
Taxa de Emprego (20 aos 64 anos) (%)	71,5	73,7	73,9	73,9	74,3	74,4	74,2
Taxa de Desemprego (%)	9,8	7,3	7,2	6,7	6,8	6,2	6,6
Taxa de Atividade (15 ou mais anos) (%)	59,2	59,1	59,2	58,7	58,9	59,0	59,0

2. Emprego por setores de atividade

O emprego do setor primário (agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca) registou um crescimento homólogo de 3,0% no 3º trimestre de 2019, interrompendo 11 trimestres consecutivos em queda. Nos restantes grandes setores o comportamento do emprego foi distinto. O setor secundário (indústria, construção, energia e água) observou uma redução

homóloga de 1,6%, invertendo uma tendência de crescimento que se verificava há 12 trimestres. Esta redução teve o forte contributo das indústrias transformadoras, que viram o emprego diminuir 3,7%, em termos homólogos. Numa tendência diferente, o emprego do setor dos serviços registou um crescimento homólogo de 1,6%, em ligeira aceleração face ao observado no trimestre anterior (1,2%).

Figura 6 - Emprego por grandes setores de atividade na Região do Norte (valores em milhares)

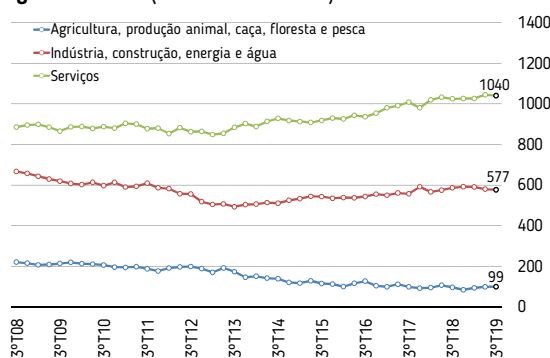
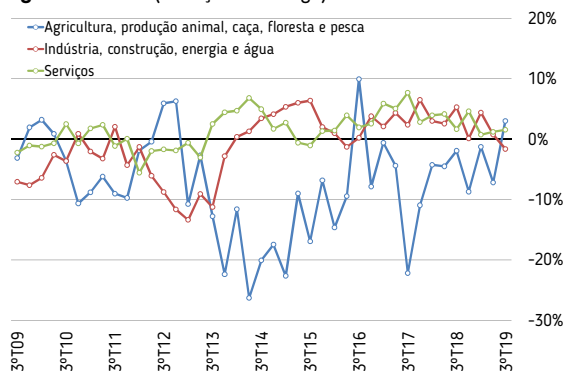


Figura 7 - Emprego por grandes setores de atividade na Região do Norte (variação homóloga)



EMPREGO POR GRANDES SETORES	Anos		Trimestres				
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19
Região Norte (Milhares de indivíduos)							
Total	1 654,1	1 699,9	1 706,8	1 701,1	1 710,3	1 722,1	1 716,2
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	99,9	95,2	96,3	83,9	93,2	98,4	99,2
Indústria, construção, energia e água	564,3	579,6	586,2	591,6	590,7	579,1	576,7
Serviços	989,8	1 025,2	1 024,3	1 025,6	1 026,4	1 044,6	1 040,2
Região Norte <i>vh</i>(%)							
Total	3,8	2,8	2,6	2,3	1,9	0,5	0,6
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	-10,1	-4,8	-1,9	-8,7	-1,3	-7,2	3,0
Indústria, construção, energia e água	3,8	2,7	5,3	0,1	4,4	0,8	-1,6
Serviços	5,4	3,6	1,6	4,6	0,7	1,2	1,6

2.1 O emprego por ramos de atividade (CAE rev.3) no 3º trimestre de 2019

Ao nível setorial mais desagregado (CAE rev.3) foi possível observar um crescimento significativo do emprego em alguns ramos pertencentes ao setor dos serviços da Região do Norte. O maior crescimento foi observado nas atividades imobiliárias, que viram o emprego aumentar 63,4% no 3º trimestre de 2019. Ainda assim, apesar de uma conjuntura particularmente positiva neste setor, as atividades imobiliárias continuam a ter pouca expressão no emprego da Região do Norte, representando apenas 1,2% do total. Nos restantes ramos de atividade da Região do Norte com crescimentos significativos do emprego no 3º trimestre de 2019, e que ao mesmo tempo apresentam uma dimensão económica relevante, importa destacar as atividades ligadas à saúde humana e apoio social, que viram o emprego aumentar 11,6% em termos homólogos. Este ramo de atividade registou o maior crescimento do emprego em termos líquidos (+16.300 postos de trabalho) entre todas as atividade económicas da Região do Norte.

Observaram-se evoluções moderadas na população empregada (em atividades económicas pertencentes aos três grandes setores de atividade cf. Figura 9). Como mencionado anteriormente, o setor primário (agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca) registou um crescimento homólogo de 3,0% no 3º trimestre de 2019, ligeiramente acima do valor observado na educação (2,9%) e nas atividades de consultoria, científicas, técnicas e similares (+2,2%), ambas pertencentes aos setor dos serviços. As indústrias transformadoras e o comércio por grosso e a retalho, que são os ramos de atividade económica com maior população empregada na Região do Norte, observaram uma redução do emprego em 3,7% e 3,3%, respetivamente, em termos homólogos, no 3º trimestre de 2019. Esta evolução negativa traduziu-se numa perda líquida de 16.800 postos de trabalho nas indústrias transformadoras, a maior redução entre todas as atividade económicas, e de 8.300 no setor do comércio por grosso e a retalho.

No outro extremo, no 3º trimestre de 2019, as maiores reduções da população empregada da Região do Norte ocorreram em atividades ligadas em atividades de serviços que, no seu conjunto, representam 11,4% do total do emprego (cf. Figura 10). O ramo da administração pública, defesa e segurança social obrigatória e o ramo do alojamento, restauração e similares observaram, em ambos os casos, uma redução de 11,6%, sendo que as maiores diminuições foram

observadas nas atividades de informação e de comunicação (-18,0%) e nas atividades financeiras e de seguros (-27,0%).

Figura 8 - Maiores crescimentos do emprego na Região do Norte por ramos de atividade no 3º trimestre de 2019 (variação homóloga)

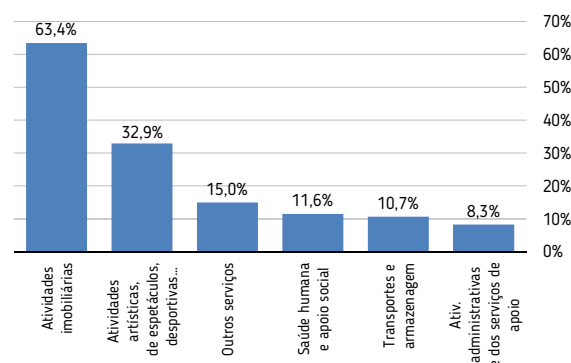


Figura 9 - Variações moderadas do emprego na Região do Norte por ramos de atividade no 3º trimestre de 2019 (variação homóloga)

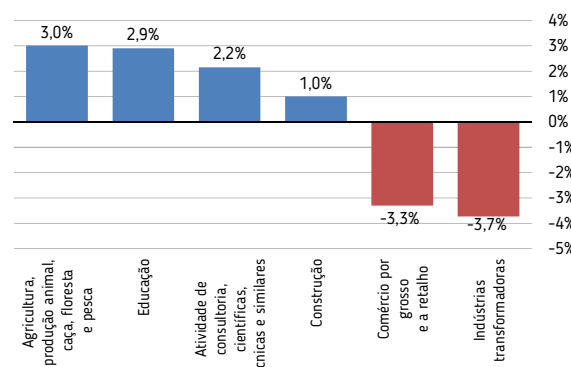
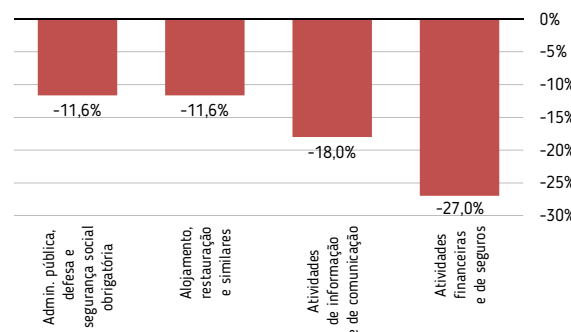


Figura 10 - Maiores reduções do emprego na Região do Norte por ramos de atividade no 3º trimestre de 2019 (variação homóloga)



EMPREGO POR RAMO	Anos		Trimestres				
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19
Região Norte (Milhares de indivíduos)							
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	99,9	95,2	96,3	83,9	93,2	98,4	99,2
Indústrias transformadoras	427,8	447,4	449,7	457,7	446,9	429,9	432,9
Construção	116,7	115,1	120,3	117,2	124,9	126,1	121,5
Comércio por grosso e a retalho, reparação de veículos	251,9	255,5	251,1	254,2	255,0	257,8	242,8
Transportes e armazenagem	61,2	60,5	59,6	57,1	58,3	57,4	66,0
Alojamento, restauração e similares	79,1	80,0	85,2	72,8	77,9	72,4	75,3
Atividades de informação e de comunicação	28,6	34,2	38,9	33,3	34,4	34,5	31,9
Atividades financeiras e de seguros	28,2	24,4	25,6	22,7	21,7	23,7	18,7
Atividades imobiliárias	10,5	14,6	13,1	15,7	16,8	18,7	21,4
Actividades de consultoria, científicas e técnicas	69,8	69,1	69,7	67,4	72,9	71,2	71,2
Atividades administrativas e dos serviços de apoio	46,8	40,4	39,7	46,1	41,4	40,0	43,0
Administração pública, defesa e segurança social obrigatória	63,7	73,6	79,2	78,4	76,3	69,7	70,0
Educação	127,4	140,6	130,9	145,4	147,1	153,0	134,7
Saúde humana e apoio social	130,7	141,5	140,9	137,1	139,4	150,3	157,2
Atividades artísticas, de espetáculos, desportivas e recreativas	18,7	22,2	22,5	24,2	21,2	19,9	29,9
Outros serviços	73,5	68,9	67,9	71,1	63,9	76,0	78,1
Região Norte vh(%)							
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	-10,1	-4,8	-1,9	-8,7	-1,3	-7,2	3,0
Indústrias transformadoras	3,5	4,6	3,7	2,1	1,5	-2,7	-3,7
Construção	3,5	-1,4	16,5	-3,8	17,2	8,4	1,0
Comércio por grosso e a retalho, reparação de veículos	0,8	1,5	-2,1	2,2	-2,7	1,2	-3,3
Transportes e armazenagem	18,0	-1,3	-9,4	-3,7	-8,2	-6,8	10,7
Alojamento, restauração e similares	22,7	1,1	-4,8	-2,0	-4,2	-10,2	-11,6
Atividades de informação e de comunicação	22,3	19,6	27,5	28,1	13,5	1,2	-18,0
Atividades financeiras e de seguros	-9,8	-13,4	-9,5	-11,3	-13,5	-2,5	-27,0
Atividades imobiliárias	14,8	39,7	40,9	61,9	46,1	3,3	63,4
Actividades de consultoria, científicas e técnicas	11,5	-1,0	3,1	-2,7	7,7	-0,4	2,2
Atividades administrativas e dos serviços de apoio	9,9	-13,7	-16,6	-2,7	4,0	11,7	8,3
Administração pública, defesa e segurança social obrigatória	-5,5	15,6	24,3	15,6	11,9	1,5	-11,6
Educação	8,1	10,4	5,6	14,2	6,3	3,7	2,9
Saúde humana e apoio social	0,0	8,3	5,1	6,0	-2,4	3,7	11,6
Atividades artísticas, de espetáculos, desportivas e recreativas	21,9	19,0	17,2	23,5	4,4	-9,1	32,9
Outros serviços	-1,6	-6,3	-5,3	-6,4	-5,8	10,8	15,0

2.2. Dinâmica de emprego no curto prazo nos ramos mais importantes da Região do Norte

Nos próximos subcapítulos analisa-se com maior detalhe a evolução da população empregada por ramos de atividade ao longo da série temporal em estudo, no sentido de se perceber as tendências de curto prazo e antecipar, sempre que possível, as trajetórias futuras.

2.2.1. Indústrias transformadoras e construção

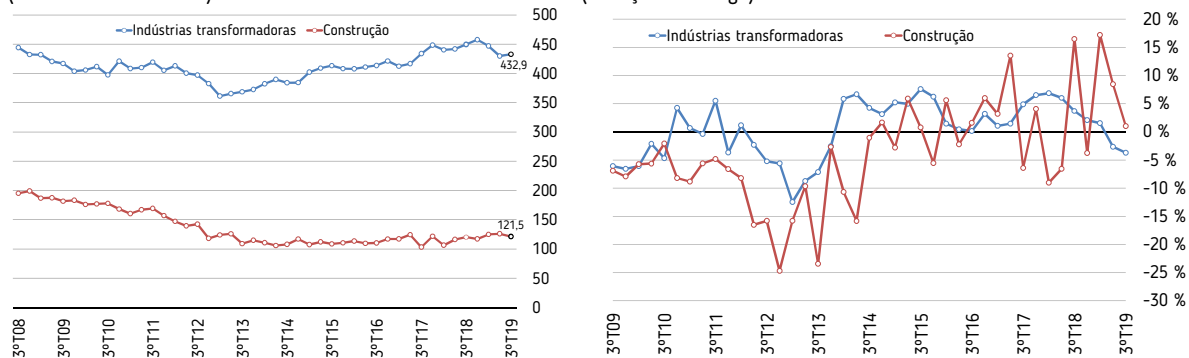
As indústrias transformadoras são o ramo de atividade mais importante da Região do Norte e empregavam 432,9 mil indivíduos (25,2% de todo o emprego) no 3º trimestre de 2019. Como foi referido anteriormente, este ramo observou uma diminuição da população empregada em 3,7% face ao trimestre homólogo de 2018, agravando ligeiramente a tendência de queda iniciada no trimestre anterior, período em que o emprego das indústrias transformadoras registou uma

redução de 2,7%. A observação de dois trimestres consecutivos de redução do emprego, em termos homólogos nas indústrias transformadoras não permite retirar uma conclusão definitiva relativamente à inversão de uma longa tendência de crescimento observada a partir de 2012, ainda que a conjuntura externa marcada pela guerra comercial entre a china e os EUA possa estar a aumentar a incerteza e a reduzir a confiança no que diz respeito ao crescimento do emprego nos setores transacionáveis das economias mais expostas ao comércio internacional. A observação adicional de que as indústrias transformadoras da Região do Norte beneficiaram,

ainda assim, de um ligeiro crescimento do emprego entre o 2º trimestre de 2019 e o 3º trimestre de 2019 aconselha também alguma prudência na antecipação de qualquer evolução futura do emprego neste setor.

A população empregada no setor da construção da Região do Norte atingiu o valor 121,5 mil indivíduos no 3º trimestre de 2019, correspondendo a 7,1% do emprego total desta região. Neste trimestre, o crescimento do emprego do setor da construção na Região do Norte foi de 1,0%, em termos homólogos, em forte desaceleração face ao observado nos dois trimestres anteriores de 2019.

Figura 11 - População empregada nas indústrias transformadoras e no ramo da construção da Região do Norte
(milhares de indivíduos)



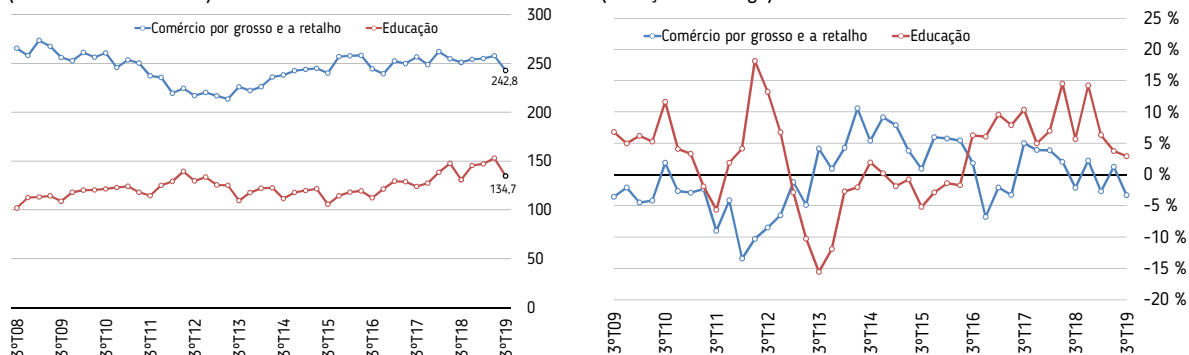
2.2.2. Comércio e educação

A população empregada no ramo do comércio por grosso e a retalho atingiu o valor de 242,8 mil indivíduos (14,1% do total da Região do Norte) no 3º trimestre de 2019, menos 3,3% face ao trimestre homólogo de 2018, invertendo a tendência de crescimento observada no trimestre precedente. Este ramo de atividade tem vindo, aliás, a intercalar sucessivamente períodos de crescimento com outros de redução ao longo dos últimos 6 trimestres, num registo de alguma instabilidade na evolução do emprego. Na sequência deste comportamento

instável o emprego deste setor registou uma significativa redução em cadeia (variação entre trimestres consecutivos) no 3º trimestre de 2019, sendo necessário recuar até ao 4º trimestre de 2016 para observar um nível de emprego inferior.

No ramo da educação, a população empregada alcançou o valor de 134,7 mil indivíduos (7,8% do total da Região do Norte) no 3º trimestre de 2019, mais 2,9% do que no período homólogo de 2018, em desaceleração face ao crescimento observado nos trimestres anteriores. Apesar deste abrandamento, o emprego neste setor tem vindo a aumentar há 13 trimestres consecutivos, em termos homólogos.

Figura 12 - População empregada no comércio por grosso e a retalho e no ramo da educação da Região do Norte
(milhares de indivíduos)

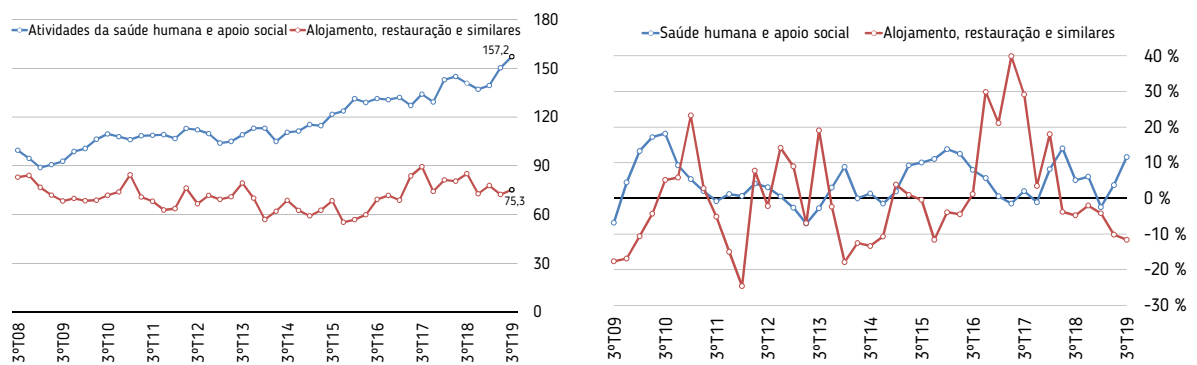


2.2.3. Saúde humana e apoio social, e alojamento, restauração e similares

O ramo da saúde humana e apoio social empregava 157,2 mil indivíduos no 3º trimestre de 2019, representando 9,2% do total do emprego da Região do Norte. Em termos homólogos, observou-se um crescimento significativo de 11,6% no 3º trimestre de 2019, em forte aceleração face ao observado no trimestre anterior. O ramo da saúde humana e apoio social foi, mesmo, o que deu o maior contributo para o crescimento do emprego total da Região do Norte no 3º trimestre de 2019.

Com uma evolução contrária, o emprego do ramo do alojamento, restauração e similares, que representa cerca de 4,4% do total da Região do Norte, observou uma redução de 11,6% no 3º trimestre de 2019, atingindo o valor de 75,3 mil pessoas empregadas, contra 85,2 mil no trimestre homólogo de 2018. Este setor tem vindo a registar variações homólogas negativas ao longo dos últimos 6 trimestres, com a particularidade da tendência de queda ter sido agravada novamente no 3º trimestre de 2019.

Figura 13 - População empregada nas atividades da saúde humana e apoio social e no ramo do alojamento, restauração e similares da Região do Norte (milhares de indivíduos) (variação homóloga)



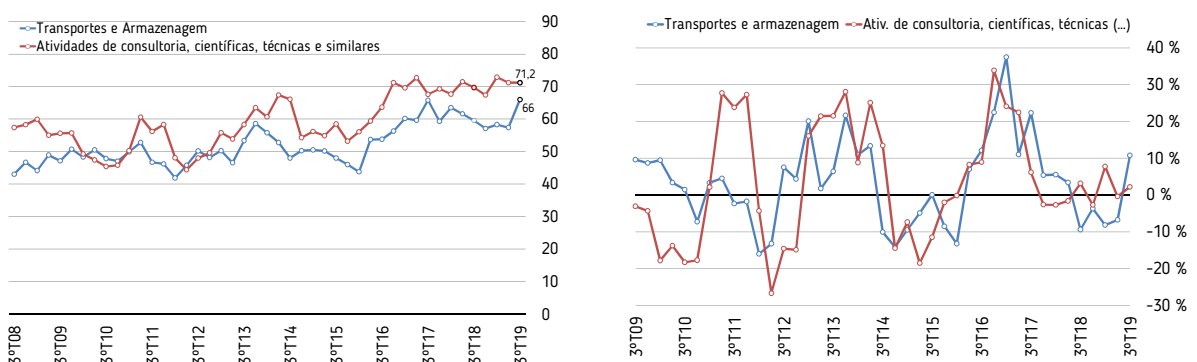
2.3. Dinâmica de emprego em serviços internacionalizáveis

A população empregada nas atividades de consultoria, científicas, técnicas e similares aumentou 2,2% no 3º trimestre de 2019 face ao período homólogo de 2018, atingindo o valor de 71,2 mil indivíduos (4,1% do total do emprego da Região do Norte). A evolução do emprego neste setor em 2018 e mais recentemente em 2019 não tem observado grandes oscilações, pelo que o nível terá estabilizado em torno dos 70 mil empregos, após o

crescimento significativo de 2016 e 2017, anos em que se registaram taxas de crescimento anuais superiores a dois dígitos, nomeadamente, 12,4% e 11,5% pela ordem citada.

O nível de emprego nos transportes e armazenagem atingiu o valor de 66,0 mil indivíduos no 3º trimestre de 2019, o mais alto desde, pelo menos, o início de 2008. Ainda assim, este setor apenas representa 3,8% do emprego total da Região do Norte. Em termos homólogos, o crescimento do emprego foi de 10,7% no 3º trimestre de 2019, invertendo a tendência de queda dos quatro trimestres anteriores.

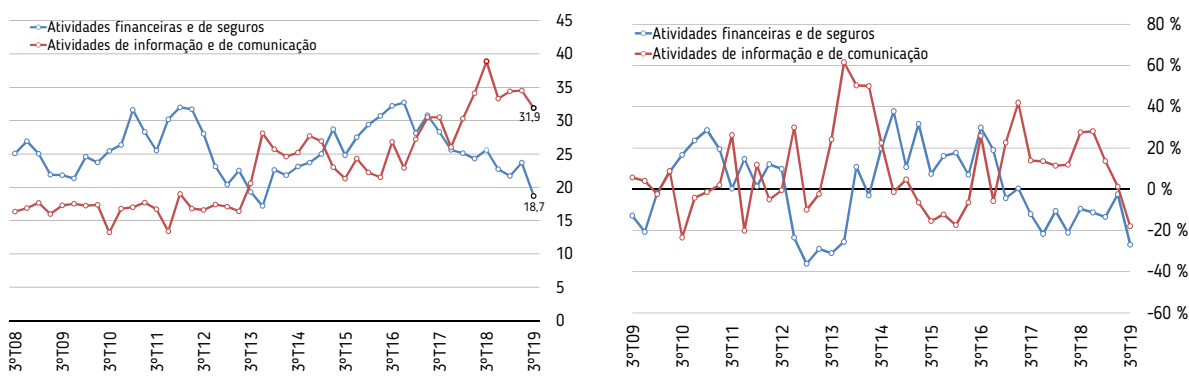
Figura 14 - População empregada nos transportes e armazenagem e no ramo das atividades de consultoria, científicas, técnicas e similares da Região do Norte (milhares de indivíduos) (variação homóloga)



Os outros dois ramos considerados como serviços transacionáveis - atividades de informação e de comunicação e atividades financeiras e de seguros - representavam, respetivamente, 1,9% e 1,1%, do emprego total da Região do Norte no 3º trimestre de 2019. Nas atividades de informação e de comunicação, a população empregada baixou para 31,9 mil indivíduos no 3º trimestre de 2019, menos 18,0% do que no trimestre homólogo de 2018, invertendo pela primeira vez a tendência de crescimento dos últimos 10 trimestres.

Nas atividades financeiras e de seguros a tendência tem sido de queda do emprego ao longo dos últimos 9 trimestres, refletindo um forte ajustamento da dimensão económica deste setor na Região do Norte. No 3º trimestre de 2019, a população empregada nas atividades financeiras e de seguros atingiu o valor de 18,7 mil indivíduos, menos 27,0% do que no período homólogo de 2018. É preciso recuar até ao 4º trimestre de 2013 para encontrar um nível de emprego inferior ao observado no 3º trimestre de 2019.

Figura 15 - População empregada nas atividades financeiras e de seguros e nas atividades de informação e de comunicação da Região do Norte (milhares de indivíduos) (variação homóloga)

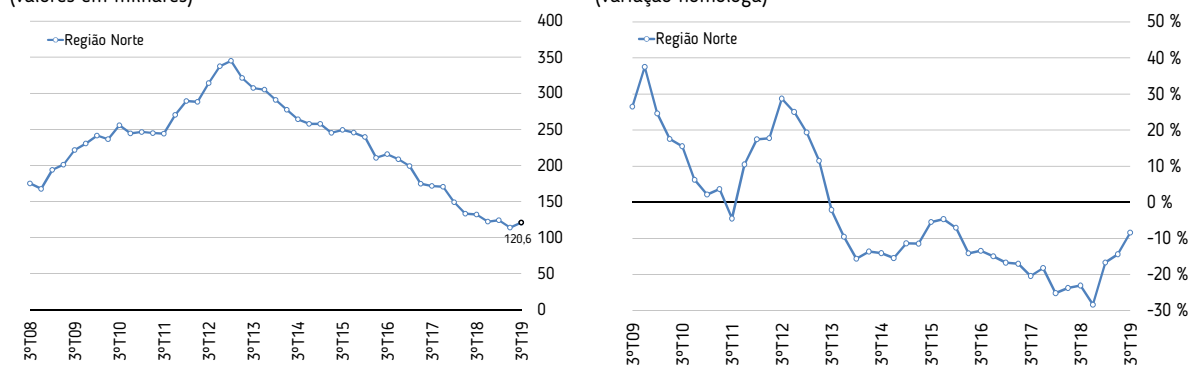


3. Desemprego

A população desempregada na Região do Norte era de 120,6 mil indivíduos no 3º trimestre de 2019, menos 8,4% face ao trimestre homólogo de 2018 (-11,1 mil desempregados). Já são 25 trimestres consecutivos de redução do desemprego, em termos homólogos, uma das tendências mais longas observadas entre as variáveis económicas associadas ao mercado de trabalho. Ainda assim, o ritmo de redução do número de desempregados tem vindo a abrandar em termos homólogos há 3 trimestres consecutivos, pelo que a continuação de uma trajetória de desaceleração ou mesmo de

um aumento do desemprego são cenários que começam a ganhar relevo nos próximos trimestres. Na verdade, a população desempregada da Região do Norte aumentou 6,1% entre o 2º e o 3º trimestres de 2019. Apesar de ter sido pontual, este aumento em cadeia foi o maior dos últimos anos, sendo necessário recuar até meados de 2012, em plena recessão económica da Região do Norte, para se observar um crescimento tão significativo do desemprego entre trimestres consecutivos.

Figura 16 - População desempregada da Região do Norte (valores em milhares) (variação homóloga)

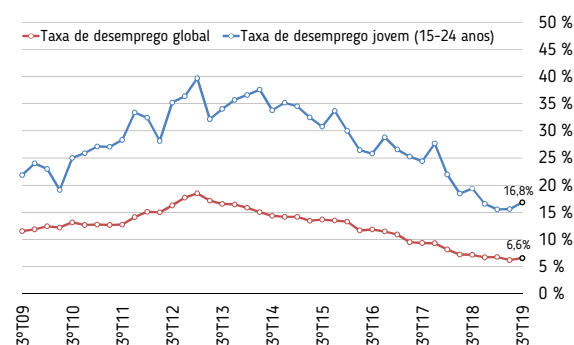


3.1. Taxa de desemprego total e taxa de desemprego jovem

A taxa de desemprego total da Região do Norte assumiu o valor de 6,6% no 3º trimestre de 2019, registando uma queda face ao valor apurado no período homólogo de 2018 (7,2%). Ao mesmo tempo, a taxa de desemprego jovem (dos 15 aos 24 anos) observou uma significativa redução de 19,4% para 16,8% entre o 3º trimestre de 2018 e o 3º trimestre de 2019.

A taxa de desemprego jovem registou ainda um aumento em cadeia de 1,2 p.p. entre o 2º e o 3º trimestres de 2019. Este crescimento resultou, em parte, de um efeito de sazonalidade associado ao aumento do número de desempregados entre os licenciados, que habitualmente ocorre no 3º trimestre de cada ano com o fim do ano letivo.

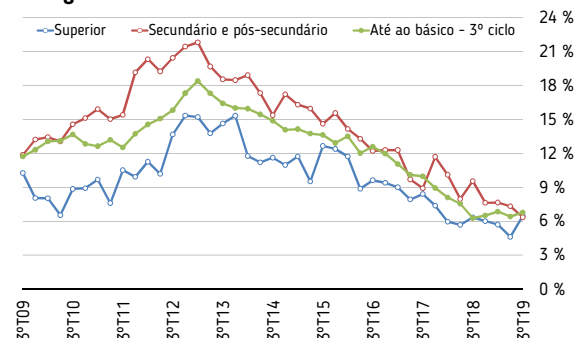
Figura 17 - Taxa de desemprego global e taxa de desemprego jovem na Região do Norte



3.2. Desemprego por nível de escolaridade e por duração

No 3º trimestre de 2019 o maior destaque vai para a convergência entre as taxas de desemprego dos indivíduos com qualificações superiores e intermédias. A taxa de desemprego dos trabalhadores com o ensino superior assumiu o valor de 6,4% no 3º trimestre de 2019, em ligeiro crescimento (+0,1p.p.) face ao observado no trimestre homólogo do ano anterior. Nos trabalhadores com o ensino secundário e pós-secundário o valor deste indicador baixou significativamente para 6,3%, o que se traduziu numa variação de -3,2 p.p. em termos homólogos. A taxa de desemprego mais alta da Região do Norte no 3º trimestre de 2019 foi observada nos trabalhadores com um nível de escolaridade até ao 3º ciclo do ensino básico (6,8%), um valor que compara com 6,2% no trimestre homólogo de 2018.

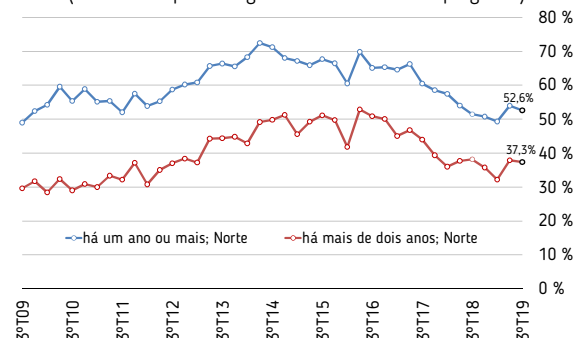
Figura 18 - Taxa de desemprego por nível de escolaridade na Região do Norte



O desemprego de longa duração contabiliza o número de indivíduos que se encontram desempregados há um ou mais anos. No 3º trimestre de 2019, este grupo representava 52,6% de todo o desemprego da Região do Norte (+1,2 p.p. face ao trimestre homólogo de 2018). Ao mesmo tempo, os desempregados de muito longa duração (há dois anos ou mais) correspondiam a 37,3% do total da Região do Norte (-0,8 p.p. face ao mesmo trimestre de 2018).

A evolução do desemprego de curta duração foi oposta ao de longa duração, observando-se uma diminuição da percentagem de desempregados há menos de um ano, que atingiu o valor de 47,4% do total da Região do Norte no 3º trimestre de 2019 (-1,2 p.p. face ao período homólogo de 2018).

Figura 19 - Desemprego de longa duração (%) na Região do Norte (valores em percentagem do total de desempregados)



No que diz respeito à evolução do desemprego em valor absoluto e entre trimestres homólogos foi possível observar uma redução generalizada nos diferentes grupos de desempregado. Entre o 3º trimestre de 2018 e o 3º trimestre de 2019, o número de indivíduos desempregados há 1 ou mais anos diminuiu em 6,4%, um valor que compara com uma redução de 10,4% nos desempregados há dois ou mais anos. Ao mesmo tempo, o número de desempregados de curta duração baixou em 10,6%.

3.3. Desemprego Registrado

O desemprego obtido a partir da média trimestral do número de desempregados inscritos nos Centros de Emprego do IEFP da Região do Norte, apurado por concelho de residência, atingiu o valor de 125,9 mil indivíduos no 3º trimestre de 2019, o que representou uma redução de 10,9% face ao trimestre homólogo de 2018.

Ao nível sub-regional, o desemprego registado continuou a diminuir em todas as NUTS III da Região do Norte no 3º trimestre de 2019, ainda que a ritmos menores face ao trimestre anterior. As maiores reduções, em termos homólogos, foram observadas na Área Metropolitana do Porto (-13,9%), no Tâmega e Sousa (-12,4%) e em Terras de Trás-os-Montes (-11,5%). Nestas sub-regiões, a redução percentual do desemprego registado foi mais significativa do que a observada na média da Região do Norte. Entre as NUTS III que tiveram uma redução do desemprego registado inferior ao da Região do Norte, as variações mais acentuadas foram, por

ordem decrescente, apuradas no Alto Tâmega (-9,4%), Douro (-7,4%), Cávado (-5,4%), Ave (-3,5%) e Alto-Minho (-3,2%).

Em termos de contributos para a variação global, a Área Metropolitana do Porto, dado o seu peso relativo, explicou cerca de 2/3 de toda a redução do desemprego registado da Região do Norte no 3º trimestre de 2019.

A maioria dos concelhos da Região do Norte (72 em 86) continuou a observar, em termos homólogos, uma redução do desemprego registado no 3º trimestre de 2019, sendo que 14 contrariaram esta evolução com um aumento neste indicador. Destes 14 concelhos, 6 pertenciam à sub-região do Alto Minho (Arcos de Valdevez, Caminha, Monção, Ponta da Barca, Vila Nova de Cerveira e Paredes de Coura), 4 estavam localizados na sub-região do Douro (Freixo de Espada à Cinta, São João da Pesqueira, Moimenta da Beira e Santa Marta de Penaguião), 3 na Área Metropolitana do Porto (Arouca, Oliveira de Azeméis e São João da Madeira) e 1 na sub-região do Ave (Vieira do Minho).

Figura 20 - Desemprego Registrado (IEFP), por NUTS III (variação homóloga)

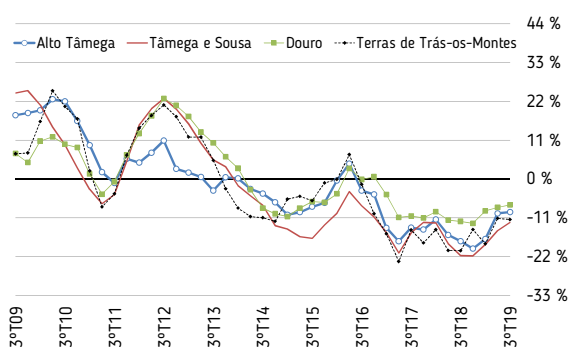


Figura 22 - Contributos para a variação homóloga do desemprego registado (IEFP) na Região do Norte no 3º trimestre de 2019

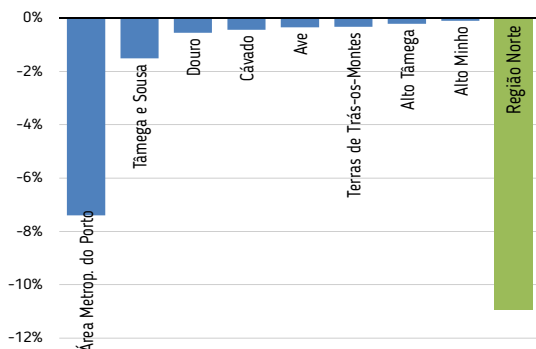


Figura 21 - Desemprego Registrado (IEFP), por NUTS III (variação homóloga)

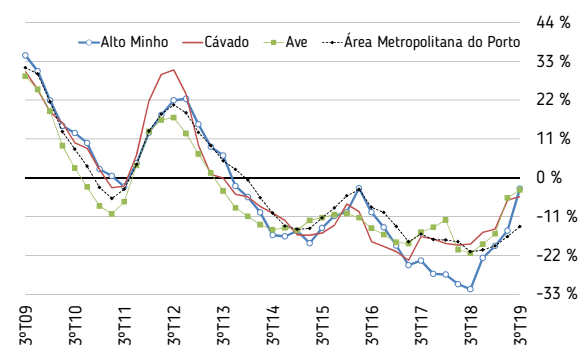
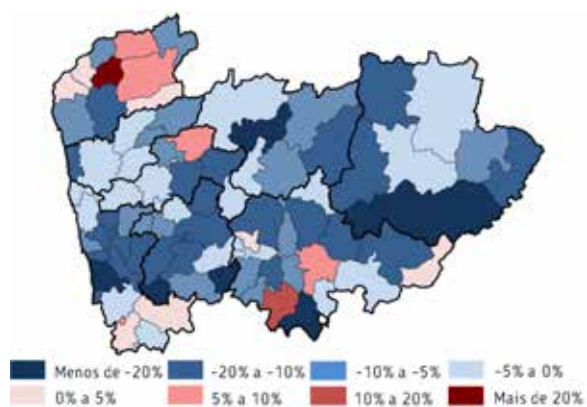


Figura 23 - Desemprego Registrado no 3º trimestre de 2019 (variação homóloga, por concelho)

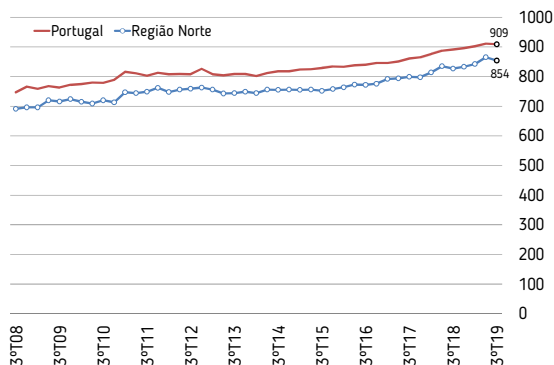


DESEMPREGO	Anos		Trimestres				
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19
Região Norte							
População desempregada (INE) (milhares)	178,8	133,8	131,7	121,9	123,9	113,7	120,6
População desempregada (INE) vh(%)	-18,1	-25,1	-23,1	-28,4	-16,7	-14,4	-8,4
Taxas de Desemprego: (%)							
Total	9,8	7,3	7,2	6,7	6,8	6,2	6,6
Jovens (15-24 anos)	25,9	19,1	19,4	16,5	15,5	15,6	16,8
Até ao 3º ciclo do EB	10,0	7,1	6,2	6,5	6,8	6,4	6,8
Secundário e pós-secundário	10,6	8,8	9,5	7,6	7,6	7,3	6,3
Superior	8,2	6,0	6,3	6,0	5,7	4,6	6,4
Proporção de Desemprego de Longa Duração (INE): há 1 ano ou mais (%)	62,5	53,5	51,4	50,7	49,2	53,9	52,6
há mais de 2 anos	43,8	36,8	38,1	35,7	32,1	37,8	37,3
Desemprego Registado na Região Norte (IEFP) (milhares)	183,1	149,0	141,4	138,0	138,3	128,2	125,9
Desemprego Registado na Região Norte (IEFP) vh(%)	-16,5	-18,6	-20,7	-19,5	-17,7	-13,6	-10,9
Alto Minho	-23,5	-28,1	-31,6	-22,8	-19,4	-15,0	-3,2
Cávado	-19,8	-18,1	-18,8	-15,5	-14,6	-6,3	-5,4
Ave	-16,7	-18,1	-21,4	-18,9	-15,9	-5,8	-3,5
Área Metropolitana do Porto	-16,3	-19,3	-21,0	-20,5	-19,4	-16,7	-13,9
Alto Tâmega	-15,0	-16,1	-17,7	-19,8	-17,1	-9,8	-9,4
Tâmega e Sousa	-16,1	-18,5	-21,8	-21,8	-18,6	-14,7	-12,4
Douro	-9,3	-11,4	-12,1	-12,6	-9,1	-8,1	-7,4
Terras de Trás-os-Montes	-18,0	-17,4	-20,4	-14,4	-18,4	-11,2	-11,5

4. Salários

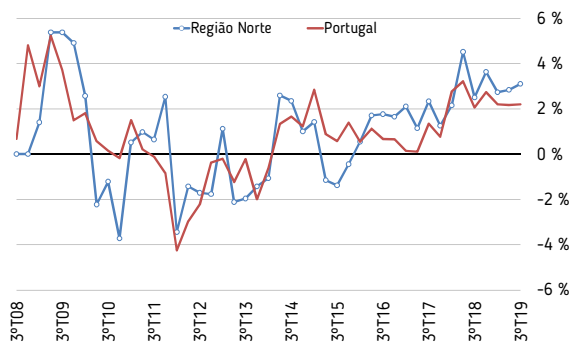
O salário médio mensal líquido dos trabalhadores por conta de outrem da Região do Norte atingiu o valor de 854 euros no 3º trimestre de 2019, registando um crescimento nominal de 3,3% face ao trimestre homólogo de 2018. Com esta evolução, o salário médio da região passou a assumir um diferencial de cerca de 6,1 p.p. relativamente ao auferido em Portugal (de valor equivalente a 909 euros), agravando assim a distância face ao trimestre anterior (5,0%).

Figura 24 - Salário médio mensal líquido dos trabalhadores por conta de outrem (valores em euros)



Ao mesmo tempo, o poder de compra dos trabalhadores por conta de outrem da Região do Norte, medido pela variação real do salário médio mensal líquido, registou no 3º trimestre de 2019 um crescimento de 3,1% face ao trimestre homólogo de 2018, em aceleração face à tendência observada no corrente ano. Ao nível nacional, o crescimento real do salário médio líquido foi de 2,2% no 3º trimestre de 2019, repetindo o valor dos dois trimestres precedentes.

Figura 25 - Salário médio mensal líquido dos trabalhadores por conta de outrem (variação homóloga em termos reais)

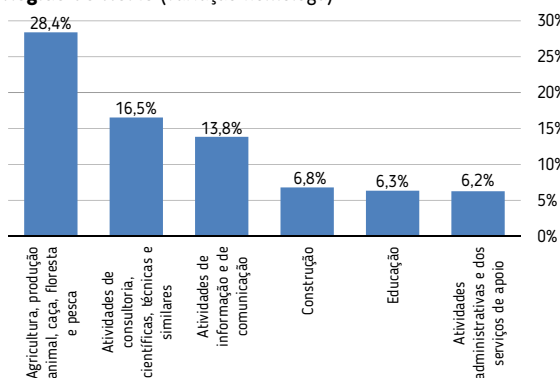


SALÁRIOS	Anos		Trimestres				
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19
Portugal							
Salário médio mensal líquido (trabalhadores por conta de outrem): euros (€)	856	888	891	896	902	911	909
variação homóloga nominal vh(%)	2,0	3,7	3,5	3,6	3,0	2,7	2,0
variação homóloga real vh(%)	0,6	2,7	2,1	2,7	2,2	2,2	2,2
Região Norte							
Salário médio mensal líquido (trabalhadores por conta de outrem): euros (€)	796	827	827	833	842	865	854
variação homóloga nominal vh(%)	3,2	4,0	3,5	4,4	3,4	3,6	3,3
variação homóloga real vh(%)	1,7	3,2	2,5	3,6	2,7	2,8	3,1
Região Norte face a Portugal (Portugal = 100)							
Índice do salário médio mensal líquido (trabalhadores por conta de outrem)	93,0	93,2	92,8	93,0	93,3	95,0	93,9

4.1 Os salários por ramos de atividade (CAE rev.3) no 3º trimestre de 2019

Os salários médios líquidos por conta de outrem do setor primário (agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca) registaram um crescimento de 28,4% no 3º trimestre de 2019 face ao trimestre homólogo de 2018, tendo sido o maior aumento entre os setores de atividade da Região do Norte. Ainda assim, o nível salarial deste setor era de 746 euros, um dos mais baixos da Região do Norte. Os salários médios das atividades de consultoria, científica, técnicas e similares (16,5%) e das atividade de informação e comunicação (13,8%) observaram crescimentos bastante significativos, em aceleração face ao trimestre anterior. Apesar dos salários destes setores serem dos mais elevados da Região do Norte, nomeadamente, 1120 euros e 1252 euros, respetivamente, o peso relativo do conjunto destas atividades no emprego total da Região do Norte era de apenas 6,0%.

Figura 26 - Maiores crescimentos dos salários médios líquidos, por conta de outrem, no 3º trimestre de 2019, na Região do Norte (variação homóloga)



No restantes ramos com crescimentos salariais significativos no contexto da Região do Norte destacaram-se os observados no ramo da construção (+6,8%) e da educação (+6,3%). Estas atividades representavam, no seu conjunto, 14,9% do emprego da Região do Norte e tinham um nível salarial de 833 e de 1108 euros, respetivamente.

Figura 27 - Crescimentos moderados dos salários médios líquidos, por conta de outrem, no 3º trimestre de 2019, na Região do Norte (variação homóloga)

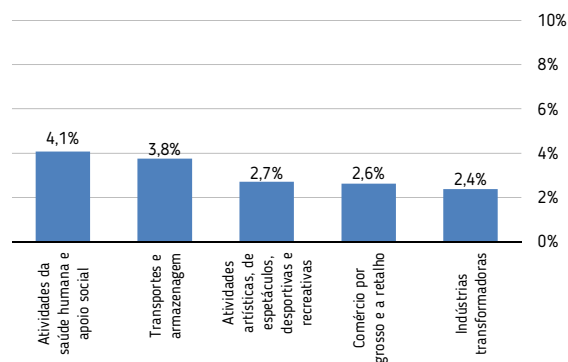
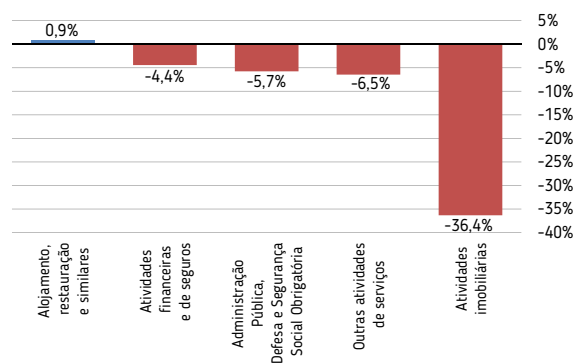


Figura 28 - Estagnações e reduções dos salários médios líquidos, por conta de outrem, no 3º trimestre de 2019, na Região do Norte (variação homóloga)



Nas indústrias transformadoras e no comércio por grosso e a retalho, os ramos geradores de mais emprego (39,4% do total da Região do Norte), o crescimento salarial foi de 2,4% e 2,6%, pela ordem citada. Para além de terem exibido um aumento moderado, estes dois setores têm, estruturalmente, um nível salarial inferior ao da média da Região do Norte, nomeadamente, o salário médio mensal líquido das indústrias transformadoras era de 773 euros e no comércio por grosso e

a retalho cifrava-se em 783 euros, valores que comparam com 854 euros para a média da Região do Norte no 3º trimestre de 2019.

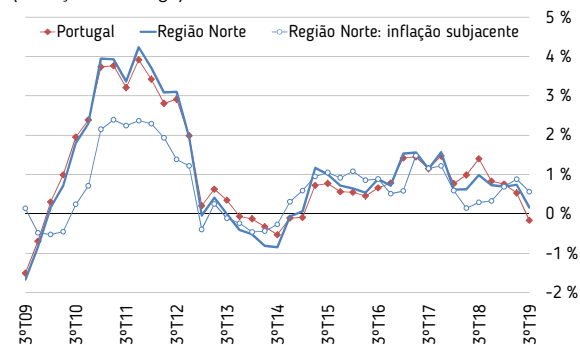
O ramo da administração pública, defesa e segurança social obrigatória (-5,7%), as outras atividades de serviços (-6,5%) e as atividades imobiliárias (-36,4%) observaram as maiores reduções dos salários médios líquidos.

SALÁRIOS MÉDIOS LÍQUIDOS, POR CONTA DE OUTREM	Anos		Trimestres				
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19
Região Norte (€)							
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	551	600	581	546	635	756	746
Indústrias transformadoras	723	751	755	757	764	790	773
Construção	733	770	780	803	803	835	833
Comércio por grosso e a retalho, reparação de veículos	756	762	763	754	754	767	783
Transportes e armazenagem	887	917	904	916	954	971	938
Alojamento, restauração e similares	569	632	641	656	650	635	647
Atividades de informação e de comunicação	1114	1088	1100	1114	1113	1230	1252
Atividades financeiras e de seguros	1225	1358	1407	1344	1406	1322	1345
Atividades imobiliárias	716	904	1130	898	750	989	719
Atividades de consultoria, científicas e técnicas	885	976	961	938	1006	1075	1120
Atividades administrativas e dos serviços de apoio	631	642	641	681	669	694	681
Administração pública, defesa e segurança social obrigatória	1072	1058	1065	1026	1001	1034	1004
Educação	1041	1048	1042	1065	1102	1092	1108
Saúde humana e apoio social	872	904	882	923	914	915	918
Atividades artísticas, de espetáculos, desportivas e recreativas	790	766	736	799	737	801	756
Outras atividades de serviços	629	645	635	684	663	646	594
Outros serviços	355	407	394	404	395	383	399
Região Norte vh(%)							
Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca	15,6	8,8	-1,4	1,7	1,0	17,8	28,4
Indústrias transformadoras	5,5	3,8	4,1	3,0	3,9	4,5	2,4
Construção	-0,5	5,0	3,4	6,8	8,2	10,9	6,8
Comércio por grosso e a retalho, reparação de veículos	1,6	0,7	1,6	1,5	-2,0	0,9	2,6
Transportes e armazenagem	3,5	3,4	2,4	-0,8	7,9	0,8	3,8
Alojamento, restauração e similares	3,7	11,1	7,4	16,1	8,5	0,6	0,9
Atividades de informação e de comunicação	1,1	-2,3	-0,5	6,1	5,8	13,2	13,8
Atividades financeiras e de seguros	0,7	10,9	11,7	4,8	3,2	0,3	-4,4
Atividades imobiliárias	25,0	26,1	56,9	17,5	-2,8	21,5	-36,4
Atividades de consultoria, científicas e técnicas	-1,6	10,3	10,1	1,3	3,7	3,9	16,5
Atividades administrativas e dos serviços de apoio	2,2	1,6	0,6	12,4	8,4	10,7	6,2
Administração pública, defesa e segurança social obrigatória	8,3	-1,2	-3,3	-2,3	-1,2	-8,4	-5,7
Educação	2,0	0,6	0,2	4,2	6,3	4,4	6,3
Saúde humana e apoio social	2,1	3,7	0,7	7,3	2,4	-0,2	4,1
Atividades artísticas, de espetáculos, desportivas e recreativas	11,6	-3,0	-2,4	-7,2	-13,0	17,8	2,7
Outras atividades de serviços	-7,7	2,5	2,8	6,2	5,1	2,9	-6,5
Outros serviços	3,4	14,8	8,8	8,6	-2,0	-10,5	1,3

5. Preços no consumo

A inflação da Região do Norte foi de 0,2% no 3º trimestre de 2019, um valor que compara 0,7% no período homólogo do ano transato. Para o abrandamento da inflação da Região do Norte contribuíram, sobretudo, as variações homólogas negativas no preço dos bens energéticos (-3,5%), das comunicações (-3,9%) e do vestuário e calçado (-2,3%). Entre as classes de despesa que observaram um crescimento dos preços destacaram-se, pela sua amplitude, o aumento dos preços das bebidas alcoólicas e tabaco (+1,9%), saúde (+1,2%), educação (1,2%) e a classe dos bens e serviços diversos (+1,7%).

Figura 29 - Índice de Preços no Consumidor
(variação homóloga)



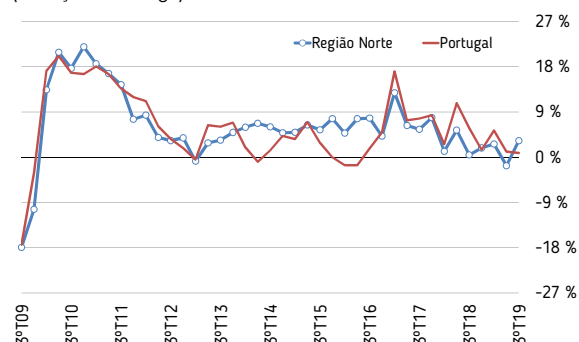
PREÇOS NO CONSUMO	Anos		Trimestres					Meses			
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19	Jul.19	Ago.19	Set.19	Out.19
Portugal <i>vh(%)</i>											
Índice de Preços no Consumidor: Total	1,4	1,0	1,4	0,8	0,8	0,5	-0,2	-0,3	-0,1	-0,1	0,0
Região Norte <i>vh(%)</i>											
Índice de Preços no Consumidor: Total	1,4	0,7	1,0	0,7	0,7	0,7	0,2	0,0	0,1	0,3	0,6
Produtos alimentares e bebidas não alcoólicas	1,9	0,7	1,0	0,4	1,2	0,4	-0,2	-0,3	0,0	-0,2	0,8
Bebidas alcoólicas e tabaco	2,4	2,6	2,9	3,2	3,0	2,2	1,9	2,0	1,9	1,9	1,4
Vestuário e calçado	-2,4	-2,9	-3,0	-3,5	-3,2	-2,5	-2,3	-5,1	-3,4	1,0	1,7
Habitação, água, eletricidade, gás e outros combustíveis	0,2	2,1	2,6	2,4	0,1	0,2	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,7
Acessórios lar, equipamento doméstico, manutenção habitação	-0,2	-0,6	-0,8	-0,5	-1,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,4
Saúde	0,4	1,0	1,2	0,8	0,8	1,0	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
Transportes	3,4	2,8	4,1	2,8	1,9	1,7	0,8	1,1	0,6	0,8	0,1
Comunicações	2,8	0,5	0,3	0,2	0,1	-2,4	-3,9	-3,9	-3,9	-3,8	-3,8
Lazer, recreação e cultura	1,1	-0,5	0,1	-0,5	-0,4	0,3	-0,5	0,2	0,3	-1,9	-0,4
Educação	1,1	1,5	1,7	1,1	1,5	1,6	1,2	1,2	1,2	1,2	0,3
Restaurantes e hotéis	4,0	0,5	0,4	0,6	1,6	3,0	1,0	1,4	0,8	0,9	1,7
Bens e serviços diversos	0,6	0,7	0,4	1,0	1,6	2,0	1,7	1,5	1,9	1,7	1,6
Índice de Preços no Consumidor: agregados especiais											
Inflação subjacente (total, exc. prod. aliment. não transf. e prod. energét.)	1,1	0,3	0,3	0,3	0,7	0,9	0,6	0,4	0,6	0,7	1,0
Produtos alimentares não transformados	2,1	0,5	1,0	0,7	1,9	0,9	0,3	-0,1	0,3	0,7	1,9
Produtos energéticos	3,6	4,8	7,5	4,4	-0,8	-0,7	-3,5	-3,0	-3,6	-3,9	-4,5

6. Comércio Internacional

As exportações da Região do Norte cresceram 3,2% no 3º trimestre de 2019 face ao período homólogo do ano transato, invertendo a tendência de queda observada no 2º trimestre de 2019 (-1,7%). Esta recuperação resultou, sobretudo, do crescimento em 3,0% das exportações para o mercado intracomunitário, após a variação de -2,4% apurada no trimestre anterior.

Ao nível nacional, o crescimento das exportações foi mais moderado (0,8%) em ligeira desaceleração face ao valor registado no trimestre anterior (1,1%).

Figura 30 - Exportações de mercadorias
(variação homóloga)

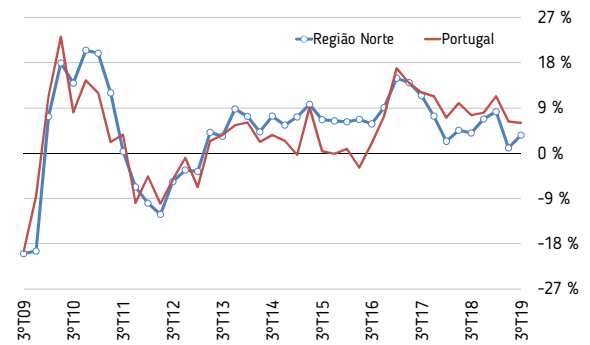


O valor das importações de mercadorias para a Região do Norte cresceu 3,5% no 3º trimestre de 2019, em aceleração face ao crescimento do trimestre anterior. Por mercados de origem, as importações oriundas do espaço intracomunitário aumentaram 2,3% e as do espaço extracomunitário cresceram 8,0%.

O valor das exportações da Região do Norte continua a ser significativamente superior ao das importações. No 3º trimestre de 2019, a taxa de cobertura das importações pelas exportações atingiu o valor de 130,4%, mais 2,9 p.p. face ao trimestre anterior.

Figura 31 - Importações de mercadorias

(variação homóloga)

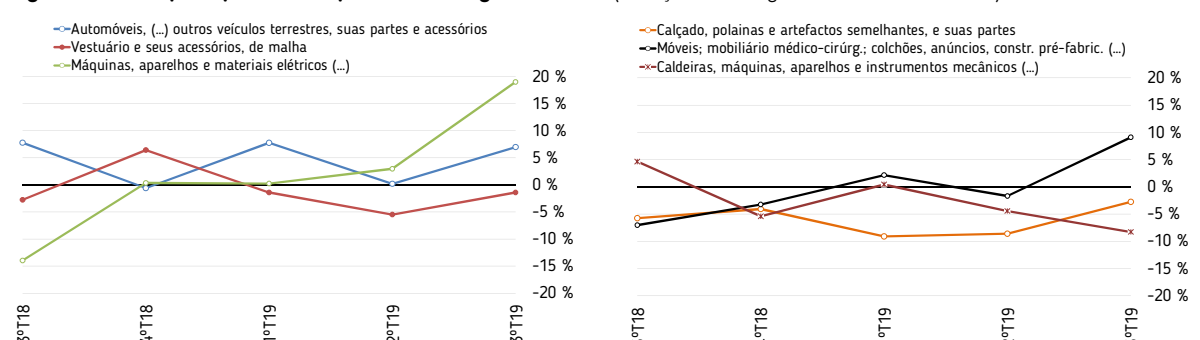


COMÉRCIO INTERNACIONAL DE MERCADORIAS	Anos		Trimestres					Meses		
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19	Jul.19	Ago.19	Set.19
Portugal										
Exportações <i>vh</i> (%)	10,0	5,1	5,8	1,4	5,3	1,1	0,8	1,5	-5,0	5,0
Importações <i>vh</i> (%)	13,5	8,1	7,5	8,0	11,3	6,3	6,3	9,7	-4,8	12,4
Região Norte										
Exportações <i>vh</i> (%)	8,0	2,2	0,4	1,8	2,6	-1,7	3,2	3,7	0,2	5,3
Intra-UE	6,5	3,1	0,8	1,7	2,5	-2,4	3,0	3,6	-0,7	5,4
Extra-UE	14,7	-1,6	-1,0	2,0	3,0	1,3	4,1	3,9	3,7	4,8
Importações <i>vh</i> (%)	11,8	4,4	4,0	6,8	8,2	1,0	3,5	2,2	-0,8	8,6
Intra-UE	9,5	2,2	0,9	3,6	4,0	1,8	2,3	2,7	-2,9	6,2
Extra-UE	23,1	14,0	16,4	21,6	27,3	-1,8	8,0	0,8	7,1	17,2
Taxa de Cobertura das importações pelas exportações (%)	133,6	130,8	130,8	125,5	129,0	127,5	130,4	136,5	131,1	123,3

Considerando apenas os bens com maior importância relativa na estrutura das exportações da Região do Norte, o ano de 2019 está a ser marcado por uma evolução dicotómica. As exportações de bens mais intensivos em capital e com maior incorporação tecnológica, como são os casos dos automóveis e das máquinas e aparelhos, estão a observar um crescimento, enquanto as exportações de bens mais intensivos em trabalho, tais como o vestuário e o calçado, têm vindo a atravessar uma conjuntura mais adversa no comércio internacional. O 3º trimestre de 2019 veio confirmar esta tendência observada durante o ano. Nomeadamente, as exportações de “automóveis, outros veículos terrestres” registaram um

crescimento de 6,9% em aceleração face ao trimestre anterior (0,2%). Ao mesmo tempo, as exportações de “máquinas, aparelhos e materiais elétricos” observaram o maior crescimento (19,0%), superando claramente o valor do trimestre precedente (2,9%). Aliás, estas duas categorias de bens deram os maiores contributos para o crescimento global das exportações da Região do Norte. Em sentido oposto, as exportações de “vestuário e seus acessórios, de malha” (-1,4%) e as exportações de “calçado, polainas, e suas partes” (-2,8%) observaram novamente evoluções negativas, prolongando a tendência de queda dos últimos trimestres.

Figura 32 - Os 6 principais bens exportados da Região do Norte (variações homólogas dos últimos trimestres)



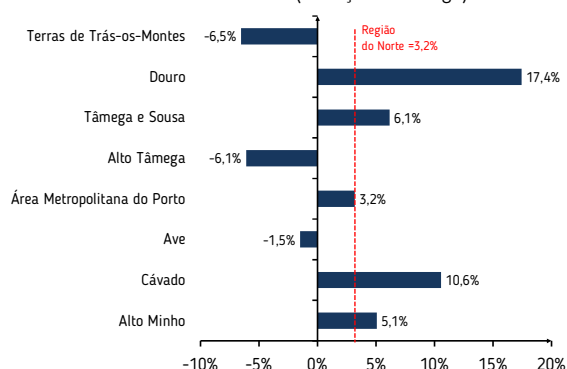
COMÉRCIO INTERNACIONAL DE MERCADORIAS DA REGIÃO NORTE	Anos		Trimestres					Meses		
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19	Jul.19	Ago.19	Set.19
EXPORTAÇÕES, por capítulo da Nomenclatura Combinada vh(%)										
Automóveis; outros veículos terrestres; partes e acessórios (...)	15,8	6,9	7,7	-0,6	7,7	0,2	6,9	5,7	6,7	8,4
Vestuário e seus acessórios, de malha	2,7	2,6	-2,8	6,4	-1,4	-5,5	-1,4	2,1	-9,0	2,5
Máquinas, aparelhos e materiais eléctricos; som e imagem (...)	9,4	-7,9	-14,0	0,3	0,2	2,9	19,0	16,3	31,8	11,5
Calçado, polainas e artefactos semelhantes e suas partes	3,1	-3,8	-5,8	-4,1	-9,1	-8,6	-2,8	-3,5	-4,4	0,5
Móveis; colchões; aparelhos de iluminação; pré-fabricados (...)	6,6	-0,4	-7,1	-3,3	2,1	-1,7	9,1	8,3	2,0	15,4
Caldeiras, máquinas e aparelhos mecânicos e suas partes (...)	6,7	-2,9	4,6	-5,4	0,4	-4,5	-8,3	-6,0	-17,2	-3,7
Borracha e suas obras	2,1	1,9	0,9	9,0	-0,9	4,1	5,1	8,3	-1,3	7,5
Plástico e suas obras	8,4	7,1	11,5	5,3	6,9	3,7	-1,3	1,4	-10,0	3,2
Cortiça e suas obras	4,6	4,5	7,5	5,2	2,9	-1,4	1,7	-4,7	5,3	8,8
Obras de ferro fundido, ferro ou aço	9,9	4,4	0,1	7,7	6,3	-3,4	3,9	5,1	3,9	2,5
Vestuário e seus acessórios, excepto de malha	-1,1	-2,1	1,7	-1,5	4,6	7,9	6,0	14,3	3,4	-1,9
Aparelhos de ótica, fotografia, medida, controlo, precisão (...)	92,9	55,3	36,5	54,2	37,4	17,3	10,6	14,0	8,3	9,2
Outros artefactos têxteis confeccionados; sortidos; trapos (...)	0,0	6,3	7,6	11,1	0,8	-14,6	4,2	5,4	0,6	5,9
Bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres	7,7	-3,0	-2,7	-4,0	8,2	3,1	12,0	18,4	0,9	14,4
Ferro fundido, ferro e aço	22,2	2,7	16,0	-17,0	22,8	-1,3	-15,1	-27,3	-3,2	-10,4
IMPORTAÇÕES, por capítulo da Nomenclatura Combinada vh(%)										
Automóveis; outros veículos terrestres; partes e acessórios (...)	14,0	8,2	9,7	-3,1	2,4	6,2	4,5	4,0	-8,8	15,7
Vestuário e seus acessórios, de malha	-1,2	15,4	12,0	29,7	32,6	-8,7	22,9	8,0	19,9	44,9
Máquinas, aparelhos e materiais eléctricos; som e imagem (...)	18,4	4,8	6,8	20,6	15,7	14,5	18,7	19,3	10,3	25,5
Calçado, polainas e artefactos semelhantes e suas partes	1,0	-0,8	2,6	0,7	3,3	1,6	11,7	4,5	14,7	16,9
Móveis; colchões; aparelhos de iluminação; pré-fabricados (...)	18,2	-6,7	-8,2	-7,1	-5,7	-8,7	5,5	-0,5	-4,3	20,8
Caldeiras, máquinas e aparelhos mecânicos e suas partes (...)	14,0	-2,7	-4,8	4,9	7,3	7,9	8,0	5,3	2,7	15,7
Borracha e suas obras	15,2	-5,8	-0,9	0,8	5,6	-1,3	6,4	10,4	-16,5	26,8
Plástico e suas obras	16,4	5,9	1,6	-0,5	2,4	-4,5	-3,5	-2,6	-5,9	-2,4
Cortiça e suas obras	-1,6	43,3	86,3	51,2	32,6	-13,6	-22,3	5,3	-40,8	-34,4
Obras de ferro fundido, ferro ou aço	16,7	15,4	18,4	9,4	5,9	3,2	6,0	7,3	14,5	-1,3
Vestuário e seus acessórios, excepto de malha	3,9	7,3	16,8	-5,6	22,9	10,1	9,2	-1,5	2,4	31,8
Aparelhos de ótica, fotografia, medida, controlo, precisão (...)	-2,4	13,3	8,8	18,9	12,1	3,7	7,9	18,4	1,6	2,2
Outros artefactos têxteis confeccionados; sortidos; trapos (...)	7,0	11,9	9,2	0,3	5,1	-1,5	17,3	34,6	6,4	11,2
Bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres	27,7	-4,3	-19,9	-3,2	32,8	12,8	4,8	-1,1	-16,7	43,2
Ferro fundido, ferro e aço	34,7	2,4	10,4	3,6	12,8	-1,7	-6,3	-16,0	-1,6	2,2

6.1 Comércio Internacional por NUTS III e por concelhos

A informação das exportações por concelhos é um subcapítulo adicional que está a ser introduzido pela primeira vez num relatório de conjuntura com periodicidade trimestral. As variações homólogas observadas no 3º trimestre de 2019, tanto de crescimento como de redução das exportações, apresentam variabilidade trimestral e refletem alterações pontuais na procura externa dirigida a cada concelho. Deste modo, a interpretação das variações ocorridas, sobretudo em concelhos de menor dimensão, deve ser feita com prudência, não podendo ser assinaladas neste momento quaisquer alterações significativas na dimensão do comércio internacional dos concelhos, nem tampouco uma mudança

estrutural na dinâmica exportadora, o que exigiria uma análise de âmbito muito mais alargado.

Figura 33 - Exportações de bens das NUTS III da Região do Norte no 3º trimestre de 2019 (variação homóloga)



As NUTS III da Região do Norte com maior importância no comércio internacional observaram um aumento das exportações no 3º trimestre de 2019. Entre estas, apenas a NUTS III do Ave registou uma redução (-1,5%) em resultado, sobretudo, da evolução negativa observada nas exportações dos “materiais têxteis e suas obras” (-4,3%) e do “calçado, chapéus e semelhantes” (-4,1%). No seu conjunto, estas duas classes contribuíram com -2,3 p.p. para a queda global das exportações desta NUTS III. Apesar da evolução negativa, as exportações da sub-região do Ave continuam a ser elevadas, representando 17,8% do total da Região do Norte.

Com uma evolução oposta, a sub-região do Cávado viu as exportações aumentarem em 10,6%, impulsionadas pelo aumento de 27,1% observado nas “máquinas e aparelhos”, as quais contribuíram com 6,2 p.p. para o crescimento total das exportações desta NUTS III no 3º trimestre de 2019. Neste período, as exportações da sub-região do Cávado corresponderam a 11,8% do total da Região do Norte.

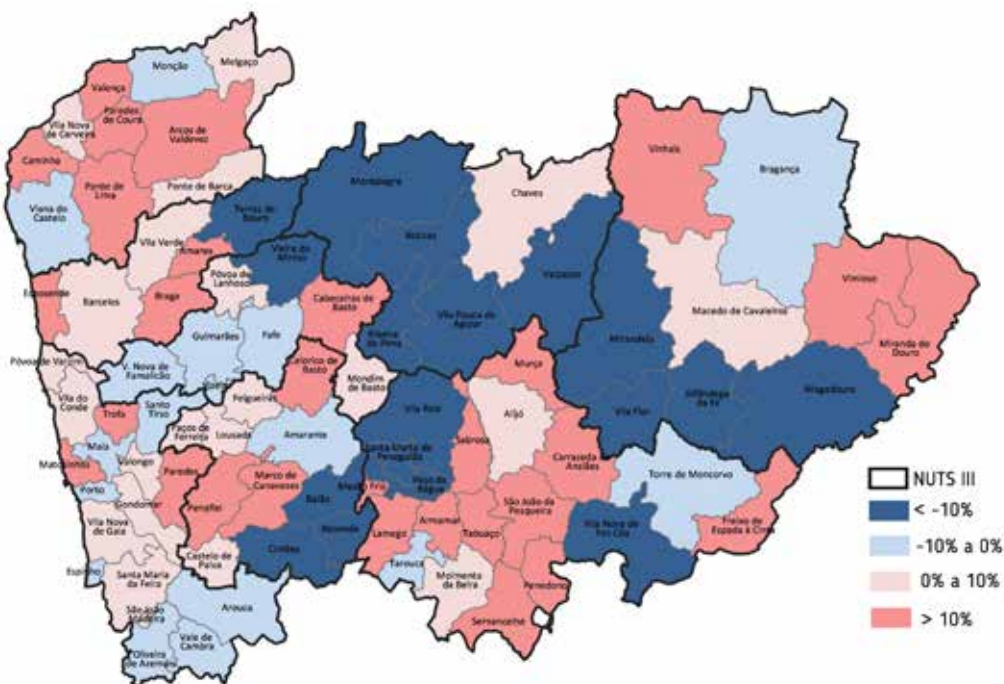
A Área Metropolitana do Porto é a mais exportadora com 50,3% do total das exportações da Região do Norte. No 3º trimestre de 2019, esta NUTS III viu as exportações crescerem em 3,2%, sem que existisse uma classe de produtos que tivesse influenciado decisivamente a evolução global das exportações em resultado da sua maior diversificação

produtiva. Ainda assim, as exportações de “máquinas e aparelhos” destacaram-se com o maior contributo (1,4 p.p.).

As exportações da sub-região do Tâmega e Sousa registaram um aumento de 6,1% no 3º trimestre de 2019. Este crescimento foi fomentado, sobretudo, pelos “materiais têxteis e suas obras”, que cresceram 15,1% no 3º trimestre de 2019. O forte contributo positivo destes produtos na sub-região do Tâmega e Sousa (3,1 p.p.) foi completamente oposto ao contributo negativo (-1,9 p.p.) observado na sub-região do Ave, o que traduz o facto de existirem especificidades territoriais e empresariais que determinam, de forma diferente, a evolução das exportações dentro da mesma classe de bens. No final do 3º trimestre de 2019, as exportações do Tâmega e Sousa representavam 8,4% do total da Região do Norte.

O Alto Minho, que representa 7,9% das exportações da Região do Norte, observou um aumento de 5,1% nas suas exportações no 3º trimestre de 2019. Este crescimento foi claramente alavancado pela classe de produtos “materiais de transporte”, que viu as exportações aumentarem em 16,8%. Tão relevante como o crescimento em si mesmo foi o contributo de 6,2 p.p. destes bens, sendo um resultado explicado pela monoespecialização das exportações deste território.

Figura 34 - Exportações de bens nos concelhos da Região do Norte no 3º trimestre de 2019 (variação homóloga)



Nas NUTS III de menor densidade populacional, a dimensão do comércio internacional é significativamente inferior ao das restantes sub-regiões. As exportações de Terras de Trás-os-Montes (3,0% do total da Região do Norte) observaram uma redução de 6,5% no 3º trimestre de 2019, em resultado de uma diminuição em 7,7% nos “materiais de transporte”, uma classe de bens que representa 93% de todas as exportações desta NUTS III. Ao mesmo tempo, o Douro viu as suas exportações aumentarem 17,4% no 3º trimestre de 2019, fortemente impulsionadas pelos produtos das indústrias alimentares que registaram um crescimento de 14,2%. Ainda assim, as exportações do Douro apenas representam 0,5% do total das exportações da Região do Norte. O Alto Tâmega é a NUTS III com menor valor de exportações, representando 0,2% do total da Região do Norte. No 3º trimestre de 2019, as exportações desta NUTS III diminuíram em 6,1%, sobretudo pela queda observada nas exportações de “animais vivos e produtos do reino animal” (-32,3%).

Entre os concelhos mais exportadores da Região do Norte, maioritariamente localizados em territórios de maior densidade populacional, foi possível observar dois padrões geográficos. O primeiro padrão diz respeito à formação de um eixo central contínuo de concelhos que observaram uma redução das exportações inferior a 10% no 3º trimestre de 2019. Neste eixo encontram-se os concelhos do Porto (-0,8%), Maia (-3,4%), Santo Tirso (-3,8%), Vila Nova de Famalicão (-1,1%), Guimarães (-1,8%), Vizela (-0,5%) e Fafe (-5,6%). Na fronteira a norte e a sul deste eixo central contínuo observou-se um segundo padrão geográfico de concelhos vizinhos que registaram, neste caso, um crescimento das exportações. Na fronteira a norte, as exportações aumentaram nos concelhos de Matosinhos (15,3%), Vila do Conde (6,8%), Trofa (14,3%), Póvoa do Varzim (3,6%), Barcelos (0,9%), Braga (14,0%), Amares (26,9%) e Póvoa do Lanhoso (1,2%). A sul, as exportações cresceram em Vila Nova de Gaia (9,4%), Gondomar (8,9%), Valongo (0,1%), Paredes (10,4%), Paços de Ferreira (8,6%), Lousada (8,9%) Felgueiras (1,3%), Santa Maria da Feira (1,9%) e São João da Madeira (8,7%)

Nos concelhos localizados em territórios de menor densidade populacional importa destacar três padrões geográficos. O primeiro diz respeito ao crescimento das exportações na grande maioria dos concelhos pertencentes às NUTS III do Alto Minho e do Douro. No Alto Minho apenas os concelhos de Viana de Castelo (-2,0%) e de Monção (-6,0%) observaram uma redução. Na NUTS III do Douro, apenas 6 em 19 concelhos observaram uma queda. O segundo padrão diz respeito à diminuição generalizada das exportações no Alto Tâmega, com

exceção do concelho de Chaves, que observou um crescimento das exportações em 4,6%. O terceiro padrão está relacionado com a identificação de uma longa mancha contínua de concelhos que observaram significativas reduções no valor das exportações. Este eixo atravessa quase toda a Região do Norte a partir de Mogadouro até Terras de Bouro e deste último até Cinfães.

7. Turismo

Os indicadores de atividade dos estabelecimentos de alojamento turístico do Norte (incluindo a hotelaria, o turismo no espaço rural e ainda as unidades de alojamento local com 10 ou mais camas) registaram uma ligeira desaceleração do seu ritmo de crescimento no 3º trimestre de 2019. Em termos homólogos, as dormidas cresceram 9,3%, o número de hóspedes aumentou 9,7%, os proveitos totais e de aposento cresceram, respetivamente, 15,3% e 15,1%. Ao mesmo tempo, as dormidas de residentes no estrangeiro representaram 61,7% do total, mais 1,4 p.p. face ao observado no trimestre homólogo de 2018.

Figura 35 - Número de dormidas e proveitos totais na Região do Norte (variação homóloga)

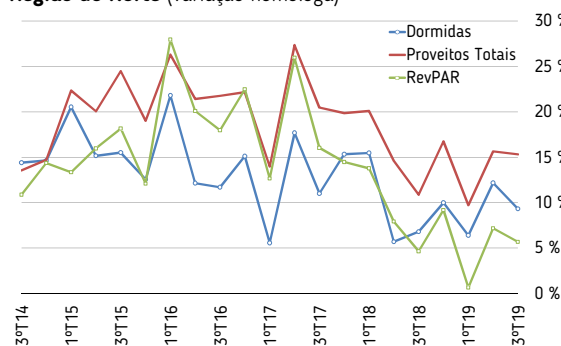


Figura 36 - Proporção de dormidas de hóspedes residentes no estrangeiro (Região do Norte)



ALOJAMENTO TURÍSTICO (Hotelaria, TER e AL*)	Anos		Trimestres					Meses		
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19	Jul.19	Ago.19	Set.19
Portugal										
Dormidas <i>vh</i> (%)	10,3	3,2	2,3	4,5	2,0	6,4	2,9	2,6	2,9	3,4
Região Norte										
Dormidas <i>vh</i> (%)	12,8	8,5	6,8	10,0	6,4	12,2	9,3	12,7	7,0	8,7
Hóspedes <i>vh</i> (%)	12,3	8,0	6,9	9,5	7,5	11,9	9,7	11,1	9,1	9,1
Proveitos totais <i>vh</i> (%)	21,1	14,5	10,8	16,7	9,7	15,6	15,3	20,4	12,4	14,0
Proveitos de aposento <i>vh</i> (%)	23,9	15,0	11,1	17,3	8,5	16,3	15,1	18,4	12,6	14,9
RevPAR (Proveitos de aposento por quarto disponível) <i>vh</i> (%)	18,2	7,6	4,6	9,2	0,6	7,2	5,7	8,7	3,1	5,8
Proporção de dormidas de hóspedes residentes no estrangeiro (%)	57,7	58,7	60,3	55,7	53,9	63,1	61,7	62,9	59,4	63,2

*: Apenas são abrangidas as unidades de Alojamento Local com 10 ou mais camas.

8. Crédito

O montante global do crédito concedido à economia da Região do Norte (dívida das sociedades não financeiras e das famílias ao sistema bancário e financeiro residente; valores em final de período) registou um crescimento homólogo de 0,8% no 3º trimestre de 2019, interrompendo uma sucessão de 32 trimestres sem qualquer aumento neste indicador. Ao mesmo tempo, o stock de crédito às famílias da Região do Norte (para habitação, consumo e outros fins) voltou a crescer 3,5%, superando o aumento de 1,4% observado no trimestre precedente.

Figura 37 - Crédito à economia (sociedades não financeiras + famílias) (variação homóloga)

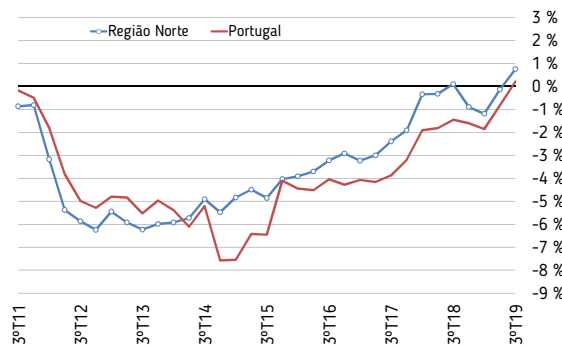
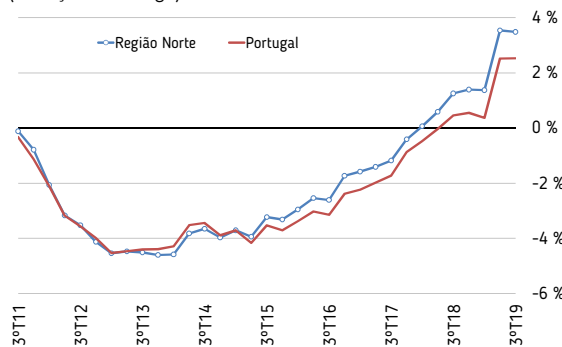


Figura 38 - Crédito às famílias (variação homóloga)



Contrariamente ao que foi observado nas famílias, o stock de crédito às sociedades não financeiras da Região do Norte diminuiu 3,8% no 3º trimestre de 2019, prolongando a tendência de queda que tem vindo a ser observada, sucessivamente, desde o 4º trimestre de 2010. Ao mesmo tempo, os novos empréstimos às sociedades não financeiras registaram um crescimento muito significativo de 33,9% na Região do Norte. Este crescimento resultou sobretudo de um aumento incomum de 121,3%, em termos homólogos, observado nos empréstimos superiores a 1 milhão de euros. Nos empréstimos inferiores a 1 milhão de euros o crescimento homólogo foi de 7,3%.

Figura 39 - Crédito às sociedades não financeiras (variação homóloga)

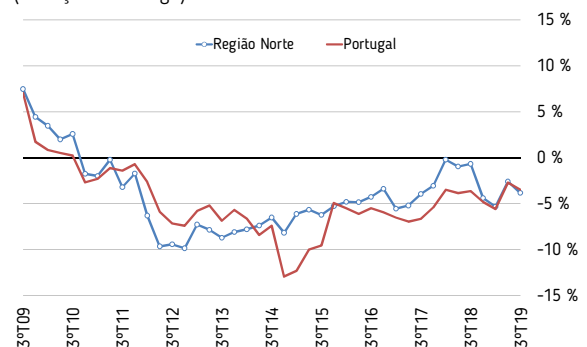
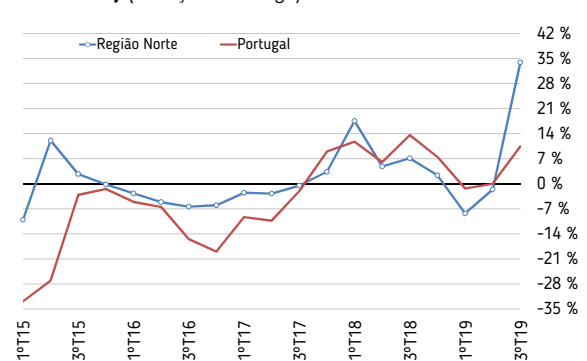


Figura 40 - Novos empréstimos às empresas (sociedades não financeiras) (variação homóloga)



CRÉDITO	Anos		Trimestres				
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19
Portugal <i>vh(%)</i>							
Crédito à economia (sociedades não financeiras + famílias)	-3,2	-1,6	-1,5	-1,6	-1,9	-0,8	0,2
Crédito às empresas (sociedades não financeiras)	-5,4	-4,8	-3,6	-4,8	-5,6	-2,7	-3,5
Crédito às famílias (habitação + consumo e outros fins)	-1,7	0,5	0,0	0,5	0,5	0,4	2,5
Região Norte <i>vh(%)</i>							
Crédito à economia (sociedades não financeiras + famílias)	-1,9	-0,9	0,1	-0,9	-1,2	-0,1	0,8
Crédito às empresas (sociedades não financeiras)	-3,1	-4,4	-0,7	-4,4	-5,3	-2,6	-3,8
Crédito às famílias (habitação + consumo e outros fins)	-1,2	1,3	0,6	1,3	1,4	1,4	3,5
Novos empréstimos às empresas (sociedades não financeiras)	-0,6	7,6	7,1	2,3	-8,3	-1,6	33,9

8.1 Crédito vencido

Os indicadores de incumprimento bancário continuaram em queda muito ligeira na Região do Norte no 3º trimestre de 2019. Considerando globalmente o crédito às empresas e às famílias, o rácio de crédito vencido situava-se, no final do 3º trimestre de 2019, em 2,8%, menos duas décimas de p.p. face ao trimestre precedente. Em relação às famílias, o rácio de crédito vencido (habitação + consumo e outros fins) manteve-se igual ao do trimestre anterior (1,8%), enquanto o rácio de crédito às empresas vencido baixou para 4,7%, menos cinco décimas de p.p. face ao 2º trimestre de 2019.

Figura 41 - Crédito à economia vencido na Região Norte (sociedades não financeiras + famílias) (em %)

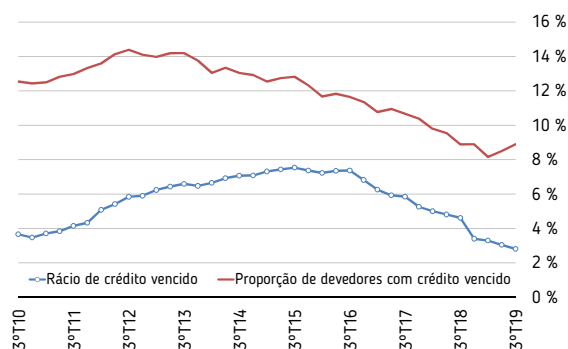


Figura 42 - Crédito às famílias vencido na Região Norte (em %)

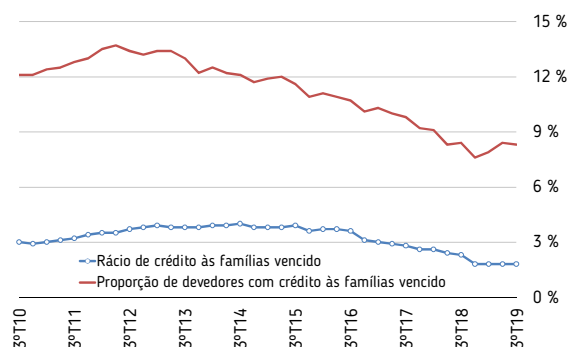
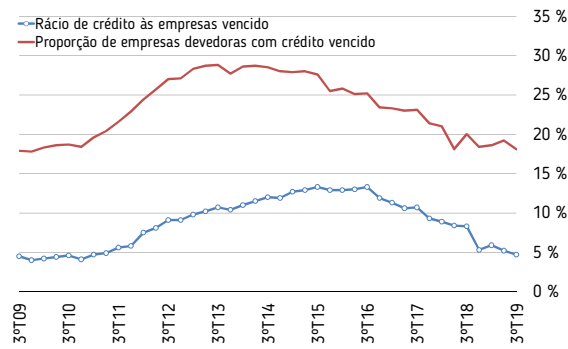


Figura 43 - Crédito às sociedades não financeiras vencido na Região Norte (em %)



CRÉDITO VENCIDO	Anos		Trimestres				
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19
Região Norte							
Rácio de crédito à economia vencido (sociedades não financeiras + famílias)(%)	5,3	3,4	4,6	3,4	3,3	3,0	2,8
Rácio de crédito às famílias vencido (%)	2,8	2,3	2,4	2,3	1,8	1,8	1,8
Rácio de crédito às empresas vencido (sociedades não financeiras)(%)	9,3	5,3	8,3	5,3	5,9	5,2	4,7

9. Construção

Os principais indicadores relacionados com o setor da construção na Região do Norte continuaram a apresentar uma tendência de crescimento no 3º trimestre de 2019. O número de edifícios licenciados (total de obras) registou um aumento de 7,1% face ao período homólogo de 2018, um valor que compara com um crescimento de 4,5% no trimestre anterior.

Entre os edifícios licenciados (total de obras), os que se destinam à habitação familiar têm vindo a apresentar um ritmo de crescimento superior ao dos outros fins. No 3º trimestre de 2019, os edifícios licenciados para habitação familiar registaram um crescimento homólogo de 12,4%, um valor que compara com uma variação de -4,7% no licenciamento de obras para outros fins.

Os indicadores relativos ao financiamento continuaram a apresentar sinais de recuperação. O crédito à habitação na Região do Norte aumentou em 0,7% no 3º trimestre de 2019. Ao mesmo tempo, o rácio de crédito à habitação vencido baixou para 1,1%.

O valor médio de avaliação bancária de habitação na Região do Norte cresceu 8,6% no 3º trimestre de 2019, ligeiramente abaixo do valor alcançado no trimestre anterior (9,1%). O aumento foi mais elevado no segmento dos apartamentos (11,6%) do que nas moradias (4,9%).

Figura 44 - Edifícios licenciados (total de obras)
(variação homóloga)

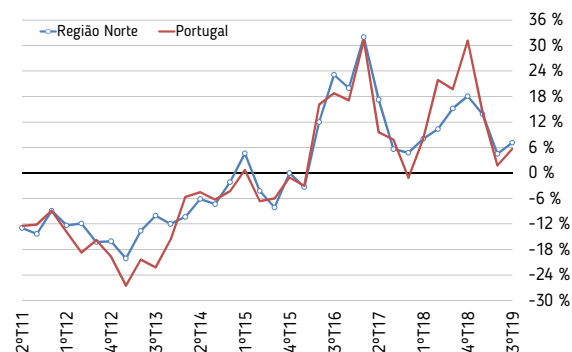
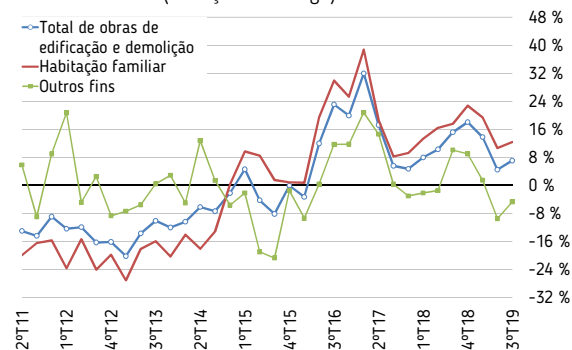


Figura 45 - Edifícios licenciados na Região Norte, por destino da obra (variação homóloga)



CONSTRUÇÃO	Anos		Trimestres					Meses		
	2017	2018	3ºT18	4ºT18	1ºT19	2ºT19	3ºT19	Jul.19	Ago.19	Set.19
Portugal <i>vh(%)</i>										
Edifícios licenciados (Total de obras)	11,3	19,7	19,7	31,1	14,2	1,7	5,7	9,4	-7,0	14,2
Valor médio m ² de avaliação bancária de habitação	5,0	6,0	6,2	6,1	6,9	7,8	7,8	x	x	x
Região Norte										
Edifícios licenciados (Total de obras) <i>vh(%)</i>	14,3	12,7	15,1	18,0	13,8	4,5	7,1	0,0	-2,5	24,8
para habitação	17,9	17,4	17,6	22,8	19,4	10,7	12,4	5,2	0,6	32,2
para outros fins	7,8	3,5	10,1	9,0	1,5	-9,5	-4,7	-10,7	-10,2	7,9
Valor médio m ² de avaliação bancária de habitação: Total <i>vh(%)</i>	5,6	7,4	8,1	6,9	7,1	9,1	8,6	x	x	x
Apartamentos	6,0	8,8	8,5	9,4	9,3	11,9	11,6	x	x	x
Moradias	5,1	5,4	7,3	3,3	4,6	5,8	4,9	x	x	x
Crédito à Habitação <i>vh(%)</i>	-1,7	-0,3	-0,4	-0,3	0,2	0,5	0,7	x	x	x
Rácio de crédito à habitação vencido (%)	1,8	1,5	1,7	1,5	1,2	1,2	1,1	x	x	x
Proporção de devedores com crédito à habitação vencido (%)	3,9	3,6	3,3	3,6	3,1	3,1	3,0	x	x	x

NORTE CONJUNTURA

CENTRO DE ESTUDOS DO TERRITÓRIO E DA REGIÃO

Direção de Serviços de Desenvolvimento Regional

Coordenação técnica: Vasco Leite (vasco.leite@ccdr-n.pt)

Equipa técnica: 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

O PDIRDGN 2018 que vigora atualmente considerou o abastecimento do 29.º concelho da área de concessão da Portgás - Paredes de Coura, com uma projeção de investimento a iniciar em 2021 e previsão de abastecimento a partir de 2022, num total de investimento previsto para o período 2019-2023 de 1,4M€.


Cenário do PDIRDGN 2018

Os pressupostos que tiveram por base nos investimentos considerados no PDIRDGN 2018 para o concelho de Paredes de Coura apontavam para a instalação de uma Unidade Autónoma de Gás (UAG), em 2021, e a construção de cerca de 11.500 metros de rede de distribuição de baixa pressão (rede secundária) com o objetivo da captação de cerca de 500 pontos de abastecimento, circunscritos na zona urbana no concelho e prevendo o abastecimento de um mercado essencialmente doméstico e de algumas indústrias.

Cenário PDIRDGN 2020

Volvidos dois anos, que culminou com a elaboração do Plano Diretor da Rede de Distribuição de Gás Natural de Paredes de Coura, vários factos, relevantes na vida do concelho, resultaram numa mudança da estratégia devidamente articulada com o município, essencialmente com impacto na filosofia de abastecimento ao concelho, entre as mais relevantes:

- Aprovação, pelo Governo Português, do novo Plano de Acessibilidades ao concelho de paredes de Coura, nomeadamente a execução do acesso rodoviário do nó da autoestrada A3 ao parque industrial de Formariz, melhorando assim a acessibilidade à totalidade do concelho.
- Revigoração do mercado terciário, nomeadamente na instalação de um hotel (reconstrução de um antigo sanatório a nordeste da zona urbana do concelho).
- Forte crescimento industrial, tendo-se verificado um aumento de 700% nas exportações no período de 2013-2015.
- Conhecimento mais pormenorizado do concelho, nas suas diversas vertentes estruturais, resultante do estudo e da elaboração do projeto do Plano Diretor da Rede de Distribuição de Gás Natural de Parede de Coura, já concluído.
- Surgimento de uma nova indústria de biotecnologia, atualmente já implantada no concelho, num terreno sito na Zona Industrial de Formariz, com necessidades especiais de abastecimento:
 - **Objeto:** aquisição, preparação, fabricação, comercialização, importação, exportação e investigação de produtos farmacêuticos para uso humano e veterinário.
 - **Justificação técnica:** tendo em conta a especificidade da operação fabril, dos processos de fabrico e dos equipamentos utilizados, assim como os elevados regimes

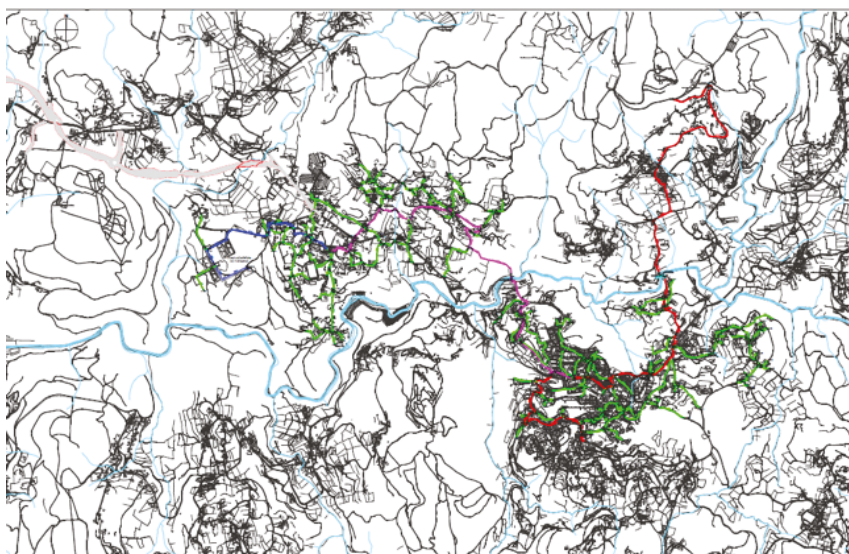


de consumo energético, é economicamente inviável a adoção de qualquer solução de abastecimento de energia que não seja o Gás Natural. Os principais equipamentos de queima são constituídos por caldeiras de vapor para abastecimento dos processos de esterilização (liofilizadores e autoclaves), peças indispensáveis ao processo de fabrico. Complementarmente, haverá pequenos consumos de vários equipamentos diversos no interior da nave, como por exemplo, para climatização. Neste contexto, a potência instalada, os requisitos de pressão de abastecimento e o consumo anual previsto superior a 1,2 Mm³/ano alteraram o paradigma do estudo prévio inicial.

- **Potência máxima necessária:** 3.400 kW cada caldeira, sendo a potencia máxima instalada de 6.800 kW.
- **Regime de funcionamento:** A previsão do regime de funcionamento será de 24 horas por dia durante os 365 dias do ano. Inicialmente estão previstos dois turnos de trabalho sendo que poderá ser necessário o recurso a um terceiro turno (noturno) pelo que inicialmente as caldeiras trabalharão a 10 % durante o dia e 40-50% durante a noite (22h00-06h00) mas podem no futuro trabalhar a 100% durante 24 horas.
- **Pressão mínima de funcionamento:** A pressão mínima de entrega (pressão de abastecimento) deverá ser superior a 6 bar de forma a poder garantir uma pressão de funcionamento da instalação entre 2,5-3 bar, pressão ótima de funcionamento dos equipamentos.
- **Consumo anual previsto de Gás:** cerca de 0,95 Mm³.

Nova filosofia de abastecimento com GN ao concelho de Paredes de Coura

Como resultado do novo enquadramento em que a necessidade de abastecimento de uma nova indústria em média pressão passa a ter uma relevância incontornável, assumindo um fator primordial na assunção de uma solução de abastecimento compatível, houve a necessidade de proceder à alteração da filosofia de abastecimento com Gás Natural, ao concelho, de uma solução, exclusivamente de baixa pressão, com a instalação de uma UAG (cenário PDIRDGN 2018), para uma solução mista (média/baixa pressão), através da ativação de uma pré-instalação de uma GRMS (*Gas Reduction and Measure Station*) existente a norte da zona urbana de Paredes de Coura, mais concretamente na União de Freguesias de Cossourado e Linhares.



Plano Diretor da rede de distribuição – Paredes de Coura

A nova solução de abastecimento a partir da rede de transporte foi abordada com o Operador da Rede de Transporte, de forma a avaliar a possibilidade de conversão de uma estação de seccionamento já existente no concelho de Paredes de Coura, localizada a norte da zona urbana de Paredes de Coura, mais concretamente na União de Freguesias de Cossourado e Linhares. A referida solução de abastecimento mista, implicará a construção de um gasoduto de 2º escalão, numa extensão aproximada de 6.000 m, desde a GRMS até à Zona Industrial de Formariz, onde se encontra o ponto de consumo com necessidade de média pressão. A partir da interface de média pressão, será instalado um Posto de Regulação e Medida (PRM) a partir do qual se vai desenvolver a construção de rede de distribuição de gás natural, de baixa pressão, com uma extensão global prevista no plano diretor de cerca de 29km, sendo neste horizonte PDIRD cerca de 16km desde a referida Zona Industrial de Formariz e de onde se desenvolverá o desenvolvimento da rede de distribuição urbana no concelho.

Por força da necessidade identificada de abastecimento de média pressão, entre os demais aspetos relevantes explicitados e, comparativamente com a solução identificada no PDIRDGN 2018, a nova solução de abastecimento, para além de constituir uma solução mais robusta e flexível, contempla uma maior abrangência, quer do ponto de vista geográfico quer da energia veiculada. Esta nova solução evita ainda o transporte de GN por via rodoviária, evitando assim as emissões do transporte, incrementa a segurança e continuidade e fiabilidade no abastecimento de gás natural.

A empresa antecipa uma taxa de penetração de 30% no mercado doméstico sendo que no mercado de grande consumo pretende atingir os 100%, dos clientes já identificados.

Assim, e para além do cliente âncora referenciado, a empresa prevê a ligação de 7 novos pontos de abastecimento em grande consumo (> 10.000 m³/ano), distribuídos pelos setores terciário e industrial, com um potencial de 4.890MWh de energia veiculada.

A ação comercial para captação de novos pontos de abastecimento dirigida ao mass market garantirá a entrada de mais de 550 novos consumidores no concelho, dos quais 23 são pequenos terciários, suportada na construção de 10 km de rede secundária, para um total previsto de 1.800MWh de energia veiculada.

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:

PDIRD GN 2020	2021 a 2025	
Investimento	m€	kms/#
Rede	2 141	-
Rede Secundária Via Pública	604	10
Rede Secundária Estruturante	445	6
Rede Primária	1 000	6
Ramais - #	91	313
PAs	396	
PAs	339	559
Contadores e Red.	56	-
UAG	-	-
Outros	303	n.a.
Total	2 839	-
Energia Veiculada (MWh)		17 769
TIR		1,57%

No período de cinco anos da projeção de PDIRDGN 2020 estão previstos 2.839 m€ de investimento, refletindo a construção de 16 km de rede secundária e 6 km de rede primária, que suportará a ação comercial de captação de 559 novos pontos de abastecimento no concelho, dos quais 528 domésticos, 23 pequenos terciários e 8 grandes consumidores, permitindo alcançar prospectivamente uma energia veiculada perto dos 18 GWh.

A avaliação dos pressupostos de projeto foi efetuada tendo em conta os princípios de análise de projetos de investimento, recorrendo à TIR como indicador de viabilidade económica.

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. A projeção da receita gerada considera as tarifas URD em vigor para o ano gás 2019-2020, aplicadas às tipologias de clientes e à respetiva energia.

Esta avaliação permitiu concluir sobre uma TIR de 1,57% para o horizonte deste PDIRDGN – 2021 a 2025.

Avaliando o projeto de abastecimento do concelho de Paredes de Coura de forma global, num horizonte de projeção até 2032, o plano de investimento atingirá 3.609 mil euros, mais 770 mil euros após 2025, correspondentes à construção de mais 6 km de rede secundária, na expansão da malha de rede pela zona geográfica, que permitirá captar mais 520 pontos de abastecimento e veicular mais 6.541 MWh, para atingir um total 24GWh e mais de 1.000 pontos de abastecimento ativos.

O quadro seguinte sintetiza os dados do projeto no horizonte global de 2021 a 2032:

PDIRD GN 2020	2021 a 2032	
Investimento	m€	kms/#
Rede	2 596	-
Rede Secundária Via Pública	956	16
Rede Secundária Estruturante	445	6
Rede Primária	1 000	6
Ramais - #	194	663
PAs	711	-
PAs	602	1 079
Contadores e Red.	108	-
UAG	-	-
Outros	303	n.a.
Total	3 609	-
Energia Veiculada (MWh)		24 310
TIR		2,12%


A avaliação dos pressupostos do projeto na sua extensão global permitiu concluir sobre uma TIR de 2,12%, suportada no acréscimo de energia veiculada alcançado com a expansão neste novo concelho.

Recuperando o projeto apresentado em PDIRDGN 2018, suportado na opção de abastecimento por UAG, é apresentado o quadro seguinte:

PDIRD GN 2018	2021 a 2030	
Investimento	m€	kms/#
Rede	1 704	-
Rede Secundária Via Pública	1 466	24
Rede Secundária Estruturante	-	-
Rede Primária	-	-
Ramais - #	239	826
PAs	786	
PAs	721	1 446
Contadores e Red.	65	-
UAG	300	1
Outros	145	n.a.
Total	2 936	-
Energia Veiculada (MWh)		6 636
TIR		1,70%

O projeto de abastecimento de Paredes de Coura implicaria um investimento total de 2.936 m€, na construção de 24km de rede secundária que permitiria a captação de 1.446 novos pontos de abastecimento, dos quais 1.366 domésticos, 41 pequenos terciários e 5 grandes consumidores. Com esta solução previa-se um total de 6.636 MWh de energia veiculada. Esta projeção contemplava o horizonte temporal de 2021 – 2030.

A avaliação de viabilidade deste projeto concluiu sobre uma rentabilidade de 1,70% (TIR), considerando as tarifas em vigor à data de projeção.



A opção apresentada neste PDIRDGN permitirá, portanto, atingir uma rentabilidade superior ao alcançado na opção de abastecimento por UAG, em PDIRDGN 2018, impulsionada pelo crescimento significativo da energia veiculada projetada para o horizonte global de projeto.

De forma geral, dada a evolução das condições económicas da região previamente apresentadas, a opção de abastecimento ao concelho de Paredes de Coura preconizada neste plano garante um melhor equilíbrio das várias dimensões de avaliação, nomeadamente, segurança e fiabilidade do abastecimento e também económica e financeira, contribuindo, assim, para a sustentabilidade do SNGN.



Anexo 6

Detalhe
dos “Outros
Investimentos
em Infraestruturas”



portugal

Detalhe dos "Outros Investimentos em Infraestruturas"

No âmbito da política de planeamento de infraestrutura exposta no capítulo 5.2 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) identificados no quadro abaixo, permitem de forma individual um incremento na qualidade de serviço e redução do risco destes subsistemas de acordo com os critérios de planeamento, com um investimento global aproximado de 4,42 M€, onde se insere 1,45 M€ de abastecimento inicial ao polo de Paredes de Coura, detalhado no Anexo 5.

O Plano Diretor da Infraestrutura constitui *per si* um dos pontos centrais do planeamento estratégico de infraestruturas da Portgás, resultado na última edição um marco relevante no processo de melhoria contínua da empresa ao longo dos últimos anos, onde paulatinamente os temas e reflexões são transversais, 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.

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.

Os projetos propostos são, portanto, resumidos no quadro abaixo:

Projeto	Âmbito e objetivo
BP Vila Nova de Cerveira	Visa ligar o subsistema de Vila Nova de Cerveira (J02) com o Subsistema de Viana do Castelo Norte/Caminha (H01), promovendo a diminuição do risco de falha da continuidade de abastecimento aos dois subsistemas. Contempla o abastecimento à freguesia de Seixas, a norte do centro de Caminha, freguesia essa ainda não infraestruturada.
BP Vila Nova de Gaia	Visa ligar os subsistemas A03 e A06 ao subsistema de Vila Nova de Gaia (A01/A02/A04/A05/A08). Estas interligações permitem tornar redundantes os subsistemas A03 e A06, em cujos PRM se encontram atualmente isolados não tendo qualquer redundância, diminuindo o risco acrescido de falha da continuidade de abastecimento.
BP Porto	Visa ligar a rede secundária entre Matosinhos e Porto, na freguesia de Aldoar – Reforço de capacidade com incremento da pressão mínima do subsistema.
BP Porto	Reforço de rede com criação de redundância através da ligação de uma rede entre a Senhora da Hora e a Foz do Porto – Reforço de capacidade com incremento da pressão mínima do subsistema, bem como a alteração do zonamento crítico na cidade
BP Vila Nova de Gaia	Projetos que pretendem criar uma capacidade de redundância total em todos os PRM do subsistema de Vila Nova de Gaia (A01/A02/A03/A04/A05/A06/A08), diminuindo o risco de falha da continuidade de abastecimento.
BP Braga	Consiste em unir duas extremidades de rede em PE160 com vista a potenciar a expansão futura da rede, através de um eixo robusto, para a freguesia de São Vicente, em Braga, com o objetivo da criação de um anel de ligação à rede existente na freguesia de Adaúfe, em Braga
BP Esposende	Visa ligar a rede secundária entre dois concelhos e entre dois pontos de entrega. Possibilitar a ligação de cerca de 250 potenciais clientes domésticos, a 12 potenciais pequenos terciários e a 3 potenciais Grandes clientes (2 Centros Sociais e paroquiais e uma indústria. Permite a redundância total dos PRM envolvidos, G06, G09 E G08, promovendo, a redundância de mais um PRM (G08) no subsistema.
BP Guimarães	Visa incrementar a capacidade da rede do subsistema de Guimarães ao reduzir a velocidade potencialmente excessiva num troço de rede em PE110.
BP Penafiel	Visa ligar os subsistemas D22 e D23. Permite tornar redundante o subsistema D22, cujo PRM se encontra atualmente isolado, diminuindo o risco de falha da continuidade de abastecimento.
BP Valongo	Visa ligar o subsistema B13 ao subsistema do Grande Porto. Esta interligação permite tornar redundante o subsistema B13, cujo PRM se encontra atualmente isolado não tendo qualquer redundância, diminuindo, por isso o risco acrescido de falha da continuidade de abastecimento.
MP Vila Nova de Famalicão	Fecho do anel em RP que liga a GRMS de Braga e a GRMS de Barcelos – incrementa segurança nas operações

Anexo 7

Detalhe
dos Projetos de
“Descarbonização
e Digitalização
da Ativos”



portgás

Detalhe dos Projetos de “Descarbonização e Digitalização de Ativos”

Complementarmente ao exposto no capítulo 5.4 detalham-se aqui de forma adicional alguns projetos de materialidade distinta que permitem a operacionalização da estratégia de IDI assegurando a internalização de conhecimento na área dos gases de origem renovável, como o biometano e hidrogénio.

Sustainable Gas: H2-Grid Projects

No contexto da injeção de hidrogénio nas infraestruturas de distribuição foram desenvolvidos um conjunto de projetos, sob a tutela “H2-Grid”, que visam o desenvolvimento de tecnologias e competências na ótica do distribuidor para a veiculação de hidrogénio nas redes de distribuição, nomeadamente versando:

- 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, 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;
- Avaliação da compatibilidade das instalações de gás existentes com a injeção gradual de hidrogénio nas infraestruturas, bem com o desenvolvimento de requisitos para novas instalações;
- 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.

Sustainable Gas: Bio-Grid Projects

No âmbito da injeção de biometano na infraestrutura o *gap* de competências não se revela tão elevado como no caso do hidrogénio, pese embora não se identificando temas de compatibilidade das infraestruturas de gás, identifica-se a necessidade de investigação e desenvolvimento requisitos de controlo de injeção do biometano nos ativos de gás natural, nomeadamente a qualidade da mistura no ponto de injeção e no fluxo a jusante, bem como o controlo e despacho técnico de energia, visto que as estações de produção apresentam sensibilidade forte à variação dos volumes de injeção, pelo que nos projetos *Bio-Grid*, os principais objetivos são:

- Descarbonizar a infraestrutura com a injeção de biometano na rede de baixa e média pressão proveniente de uma estação de tratamento de resíduos urbanos;
- Identificar os impactos regulatórios e comerciais no âmbito do SNGN para a injeção de biometano;
- Desenvolver os requisitos técnicos para assegurar a injeção de bio-CH₄ nas infraestruturas de gás natural e o controlo de qualidade.
- Descarbonizar a infraestrutura com a injeção de biometano na rede de baixa e média pressão proveniente de uma estação de tratamento de águas residuais;

Em suma, o racional da proposta de investimentos apresentada pretende assegurar a transição sustentável dos ativos de distribuição para a incorporação de novos gases de origem renovável, garantindo o desenvolvimento de competências tecnológicas com parceiros académicos e institucionais, possibilitando o desenvolvimento do mercado a nível nacional, onde a Portgás assume cerca de 25% da quota dos ativos de distribuição.

Sustainable Gas: Asset Replacement for H2 compatibility (MP Network Regulation and Metering Stations)

No PDIRDGN 2018 a Portgás preconizou um plano de substituição de PRM por via da sua obsolescência tecnológica e conseqüente 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 evolução dos novos tipos 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 de novos gases, bem como, avaliar os requisitos para assegurar uma compatibilidade integral com hidrogénio de forma a antecipar futuro. Neste contexto propõe-se reiniciar o programa de substituição em 2023 a um ritmo de cinco PRM por ano.

Sustainable Gas: Gas Quality Monitoring

No âmbito da descarbonização da infraestrutura e face à eminência de injeção de gases de fontes renováveis de energia, o desafio de garantia de qualidade de gás para a o operador de rede de distribuição vai assumir desafios adicionais, face à complexidade dos sistemas e subsistemas de rede de elevada densificação e interligação – a Portgás detém 88% do seu gás veiculado em subsistemas em malha – pelo que a monitorização da qualidade de gás em múltiplos pontos de controlo da infraestrutura revela-se como um desafio técnico, mas uma condição necessária, à garantia da qualidade de serviço. Nesta proposta a Portgás pretende de forma paulatina incrementar o nível de monitorização de parâmetros-chave da mistura gasosa que se veiculará nas infraestruturas, nomeadamente o índice de *Wobbe*, densidade e concentração de alguns gases-chave, integrando cromatógrafos de baixa complexidade em pontos nevrálgicos dos subsistemas, com integração em tempo real para o SCADA da Portgás. Esta monitorização poderá ainda capacitar os sistemas de modelação para inferir sobre a capacidade de mistura dos gases de origem renovável ao longo dos subsistemas com informação de maior rigor, a um ritmo de quatro pontos por ano.

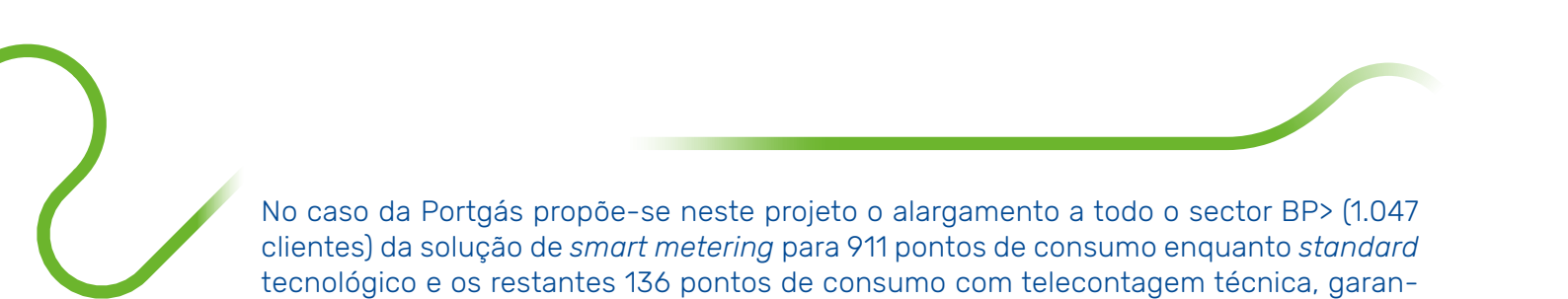
Smart Gas Company: Smart Regulation

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, nestes ativos de parâmetros fundamentais como a pressão, estado de abertura de válvulas e comutação de linhas de regulação.

Este projeto vem suprir a necessidade de criar condições para um novo conceito da distribuição de gás natural, nomeadamente no horizonte da descarbonização da infraestrutura com a injeção de novos gases nos ativos de gás, que se prende com o despacho de fontes renováveis de energia: Os PRM serão um elemento fundamental de controlo de despacho desta energia na rede, de forma a regular as pressões para acomodar a entrada e gestão destes produtores na infraestrutura de distribuição, em tempo real.

Smart Gas Company: Smart Metering BP>

Em países onde o *smart meter* 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* nos calibres dos contadores de maior dimensão (mercado não doméstico) e alargando o seu espectro para pilotos regionais em *mass market*.



No caso da Portgás propõe-se neste projeto o alargamento a todo o sector BP> (1.047 clientes) da solução de *smart metering* 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 SNGN:

- 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% correspondendo á 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 mesmos 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 sector de atividade e capacidade de criar e ofertar serviços adicionais através do *Smartmeter*;
- 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 domésticos e melhor ajustamento a variáveis externas como a temperatura ambiente.

Smart Gas Company: Smart Metering BP<

A instalação de *smart metering* numa zona geográfica circunscrita capacita análises de comportamento a perfis de consumo, necessários essencialmente no sector doméstico. Conforme referido no REL.DT-AEI-004 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 menos de 500 CUI, enquanto que Vila Nova de Gaia já conta com mais de 51k CUI.

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 2000 CUI com um perfil muito similar ao consumo médio unitário da concessão, realizando um projeto numa zona circunscrita de potencial expansão mais limitada, 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 sector primário. No caso de Paredes de Coura, a introdução desde a fase inicial potencia uma comunicação do município *smart* neste vetor energético, sendo que, deste modo, esta solução de medição afigura-se neste novo contexto como *standard* tecnológico.
2. *Rollout* para um conjunto de CUI previamente analisado 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 estudo da Faculdade de Economia da Universidade do Porto, (de forma a ser representativa da população de clientes, a amostra deveria ser de cerca de 2500).

Número de CUI's	Nº de Concelhos	Concelhos
< 2k	4	VILA NOVA DE CERVEIRA, VALENÇA, CAMINHA, PONTE DE LIMA
2k – 5k	8	VIZELA, PENAFIEL, LOUSADA, PAÇOS DE FERREIRA, VILA VERDE, FELGUEIRAS, FAFE, PAREDES
5k – 15k	9	TROFA, ESPOSENDE, SANTO TIRSO, BARCELOS, PÓVOA DE VARZIM, VIANA DO CASTELO, VILA DO CONDE, VILA NOVA DE FAMALICÃO, VALONGO
15k – 30k	3	GUIMARÃES, GONDOMAR, MAIA
> 30k	4	MATOSINHOS, PORTO, BRAGA, VILA NOVA DE GAIA
Total	28	

Intervalos de Pontos de Abastecimento entre concelhos

Smart Gas Company: Asset Pressure Monitoring (LP Network Regulation Stations)

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 gás na rede.

Smart Gas Company: BRAIN project (Better forecast demand, increase the quality of approach to balance the network; pattern recognition)

O projeto “*BRAIN*” pretende criar uma aplicação que utiliza a Inteligência Artificial e as tecnologias de *Big Data* adaptadas para a utilização das empresas de distribuição, para que utilizando informação massiva interna obtida dos mais diversos sistemas que utilizamos, por exemplo, SCADA, Telecontagem, leituras, SIG, SAP-R3 e também informações externas como dados de meteorologia nomeadamente temperatura, dados do



Operador da rede de Transporte, movimentos populacionais, etc, possibilitar que entre outros seja possível obter:

- a) Previsões de Consumo ajustadas à realidade e em tempo real;
- b) Balanços da rede de média e baixa pressão, com utilização de dados reais e integrando todos os sistemas e subsistemas, identificando zonas em desbalanço;
- c) Determinar e controlar zonas geográficas onde se verifiquem perdas não técnicas;
- d) Identificação de padrões de comportamento dos pontos de consumo e identificação de eventuais fraudes;
- e) Sistemas dinâmicos com capacidade de aprendizagem e atualização automática;
- f) Obtenção de mapas de controlo de indicadores “dashboards” com visualização gráfica e dinâmica das diversas vertentes das análises permitidas pela aplicação.

A aplicação será integrável na arquitetura de sistemas em utilização na Portgás.

Smart Gas Company: Sustainable Gas Odorant Control

No âmbito do processo de descarbonização e com o objetivo de assegurar o controlo de odorante na infraestrutura de distribuição, com a injeção de múltiplos gases de origem renovável, realizaremos o *rollout* de um projeto piloto atualmente em curso no SGIDI, de forma a assegurar a qualidade e segurança na operação da rede de gás com a monitorização e controlo em tempo real da concentração de odorante em vários pontos-chave da infraestrutura.


Para assegurar o controlo mínimo do conjunto da rede de distribuição da Portgás, 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.

R&D Projects Roadmap: Smart Gas Company

No âmbito do processo de descarbonização e com o objetivo de assegurar controlo e monitorização da rede de distribuição, com capacidade de gestão de fluxos nos subsistemas serão desenvolvidas novas soluções de postos de seccionamento e medida, com a instalação de comando e controlo remoto destes ativos, permitindo de forma eficaz a gestão de fluxos na rede.

Alguns dos projetos referenciados contribuem de forma específica para o processo de digitalização dos ativos com a implementação de sensorização, ativos de controlo e comando, nomeadamente:

Smart Gas Company - Smart Regulation: os novos ativos de interface entre a rede media e baixa pressão da rede de distribuição, compatíveis com a injeção de hidrogé-



nio, carecem da introdução de tecnologia para automação, assegurando o controlo e comando remoto dos regimes de pressão da rede de baixa pressão, assegurando um mecanismo de gestão do sistema em tempo real, de forma a assegurar o controlo de despacho dos produtores de gases renováveis na rede de distribuição.

Smart Gas Company - Asset Pressure Monitoring (LP Network Regulation Stations):

neste projeto pretende-se dotar a rede de baixa pressão, nos ativos de redução de pressão (Postos de Redução de Pressão), de tecnologia de sensorização e comunicação em tempo real de variáveis-chave, nomeadamente pressão e temperatura, possibilitando futuramente controlo de qualidade de gás. A rede de baixa pressão é dos ativos com maior complexidade de digitalização, face à sua natureza exclusivamente mecânica, contudo entende a Portgás capitalizar pontos estratégicos da rede para assegurar a monitorização dos fluxos de gás.

Sustainable Gas - Gas Quality Monitoring:

neste projeto em particular a Portgás, face à previsível injeção de gases de origem renovável em subsistemas de elevada complexidade, face às interligações existentes, pretende dotar a sua infraestrutura de pontos de controlo de qualidade da mistura de gás bem como fluxos, potenciando a criação de áreas de balanço de maior granularidade, incrementando a possibilidade de controlo e caracterização da energia veiculada.



Anexo 8

Volume Total
dos Investimentos
Comparabilidade
entre PDIRDGN 2018
e PDIRDGN 2020



portgas

Volume Total dos Investimentos

O PDIRDGN 2020 assume um plano global de investimento de 126,6M€ nos cinco anos de projeção 2021-2025, que corresponde a um acréscimo de 4% face ao valor total de investimento apresentado em PDIRDGN 2018, conforme é ilustrado na tabela seguinte:

Investimento	PDIRD 2019-2023		PDIRD 2021-2025		Variação	
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	97.062	80%	94.885	75%	-2.177	-2%
Outros Investimentos em Infraestruturas	10.394	9%	9.302	7%	-1.092	-11%
Descarbonização e Digitalização de Ativos	0	0%	11.950	9%	11.950	100%
Outros Investimentos	14.471	12%	10.508	8%	-3.963	-27%
TOTAL	121.928	100%	126.644	100%	4.717	4%

Esta evolução traduz um menor esforço relativo de investimento nas várias tipologias de investimento, mantendo o desafio de desenvolvimento de negócio e de cumprimento do 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 de 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 SNGN, e em cumprimento do despacho de aprovação do PDIRDGN 2018.

Comparando os três anos comuns aprovados no PDIRDGN 2018 – 2021, 2022 e 2023, o plano apresentado propõe a aprovação no PDIRDGN 2020 de 5,9M€ (8%) adicionais, conforme é apresentado nas tabelas seguintes:

PDIRDGN 2018

Investimento	Σ19-23	2019	2020	2021	2022	2023
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	97.062	18.853	18.033	19.790	20.674	19.711
Outros Investimentos em Infraestruturas	10.394	1.764	1.925	2.093	2.310	2.302
Descarbonização e Digitalização de Ativos	0	0	0	0	0	0
Outros Investimentos	14.471	3.927	3.602	2.499	2.408	2.036
	121.928	24.545	23.560	24.382	25.392	24.049

PDIRDGN 2020

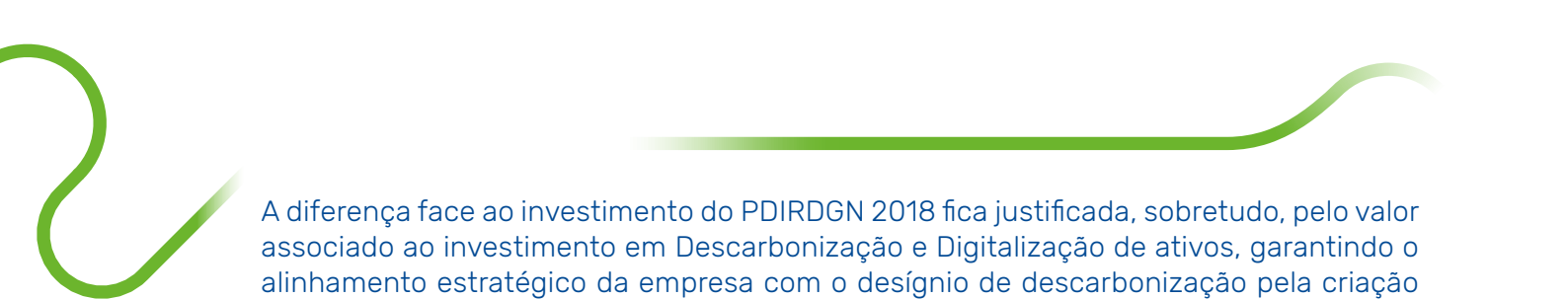
Investimento	2021	2022	2023	2024	2025	Σ21-25
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	19.442	19.322	19.035	18.758	18.328	94.885
Outros Investimentos em Infraestruturas	2.862	1.954	1.660	1.540	1.286	9.302
Descarbonização e Digitalização de Ativos	2.085	3.185	2.685	2.585	1.410	11.950
Outros Investimentos	2.490	2.746	2.283	1.599	1.389	10.508
	26.879	27.208	25.663	24.482	22.413	126.644

Comparabilidade PDIRDGN

	2.497	1.816	1.614			
--	--------------	--------------	--------------	--	--	--

PDIRDGN

Investimento	2018	2020	Δ
Investimento em Desenvolvimento de Negócio	Σ21-23 60.175	Σ21-23 57.799	(2.377)
Outros Investimentos em Infraestruturas	6.705	6.476	(229)
Descarbonização e Digitalização de Ativos	-	7.955	7.955
Outros Investimentos	6.943	7.520	577
	73.823	79.750	5.926



A diferença face ao investimento do PDIRDGN 2018 fica justificada, sobretudo, pelo valor associado ao investimento em Descarbonização e Digitalização de ativos, garantindo o alinhamento estratégico da empresa com o desígnio de descarbonização pela criação de condições para a introdução de gases de origem renovável nas redes de distribuição.

Os primeiros passos deste caminho foram iniciados no PDIRDGN 2018, onde a empresa apresentou já alguns projetos de investigação e desenvolvimento dirigidos à avaliação das condições técnicas para a distribuição de gases de origem renovável – com investimento projetado em Estudos Técnicos de 0,4M€, bem como um projeto concreto de *Smart Gás Grid*, com um valor de 0,6M€ e que neste plano está renomeado na rubrica de *Smart Gas Company*, com reforço adicional de 15 mil euros num novo vetor de *Smart Asset Monitoring*.

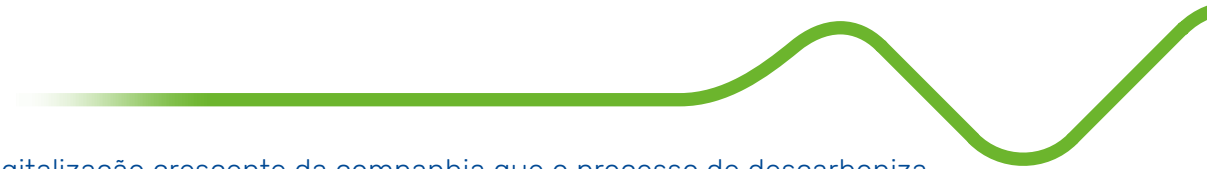
Neste sentido, o investimento na tipologia de “Outros Investimentos em Infraestruturas” em PDIRDGN 2020 reduz em 1M€ face ao valor de PDIRDGN 2018, por sistematização na estrutura de projetos de Descarbonização que agora figuram como tipologia autónoma.

Paralelamente, foram protelados projetos de substituição de PRM de rede, fruto da necessidade de avaliação da compatibilidade deste tipo de ativos com a injeção de hidrogénio nas infraestruturas de gás natural, com impacto no triénio de 0,8M€. Note-se que neste caso em particular existe também impacto ao nível da construção de pequenos troços de rede nas zonas de interligação dos PRM à rede de distribuição. A resiliência de rede apresentou um incremento de 1,3M€ na rede primária de forma a acomodar o projeto de abastecimento de Paredes de Coura a partir da rede de transporte de gás natural. No caso da rede secundária, fruto da reavaliação de risco periódica do estado global da infraestrutura, foram concebidos, revistos e priorizados face ao contexto atual do Plano Diretor da Infraestrutura da empresa alguns dos projetos de resiliência previamente previstos para o período 2021-2023, com impacto no investimento global em cerca de 1,5 M€.

Conjugando o acima descrito, a rubrica de “outros investimentos em infraestruturas” representa globalmente uma redução de 0,2M€ no triénio 2021-2023 face ao PDIRDGN 2018.

No que concerne as demais tipologias de investimento e no sentido de melhor reforçar a comparabilidade entre os dois planos, será importante realçar os pontos seguintes:

- Desenvolvimento de negócio sai com um plano de investimento relativamente menos reforçado face ao anterior PDIRDGN por efeito da concentração e intensificação de investimento em projetos de descarbonização de digitalização, reorientando o plano global em cumprimento da orientação do despacho de aprovação. A execução alcançada em 2019 e projetada para 2020 antecipa parte do investimento previsto, reduzindo em 0,8M€ o diferencial entre os dois PDIRDGN no triénio 2021-2023.
- O contexto de transição energética cria ainda maior pressão sobre os sistemas de informação, não só pela exigente dimensão tecnológica, mas também pela crescente complexidade da interligação de sistemas industriais que sejam capazes de responder de forma mais ágil e tempestiva a um sistema energético mais amplo e com inúmeras variáveis críticas. Neste quadro, a empresa procedeu a uma avaliação interna dos projetos de sistemas de informação, não só em amplitude e âmbito, como também na escolha da arquitetura que melhor cubra os objetivos identificados, sempre considerando a dimensão de prioridade na sua operacionalização.



A dimensão de digitalização crescente da companhia que o processo de descarbonização veio reforçar, foi naturalmente assumida na estruturação do plano de investimento proposto neste PDIRDGN, não esquecendo a componente integrante dos projetos de “Descarbonização e Digitalização de Ativos” tal como descrito no anexo 7.

A avaliação efetuada e o adiamento da concretização de alguns projetos do PDIRDGN 2018 no ano 2019 e em projeção para 2020, concentrou no triénio um valor de investimento superior em 0,8M€, suportando, de forma geral, o acréscimo apresentado na rubrica “Outros Investimentos”.

A empresa apresenta, portanto, no seu PDIRDGN 2020 um plano de investimento equilibrado entre o compromisso da sua missão de distribuidor, disponibilizando um serviço fiável e seguro, com elevado padrão de qualidade, a um crescente número de famílias e indústrias, com o novo desafio da descarbonização, no qual assume um papel ativo na transição energética que permitirá traçar um caminho de renovação do setor ajudando a alcançar as metas definidas para o país.



Anexo 9

Eixo V. N. Cerveira
- Caminha



portgal





Eixo V. N. Cerveira – Caminha

O projeto de rede secundária previamente identificado no PDIRDGN 2018 foi impactado pelo desenvolvimento comercial, mais acelerado, no âmbito dos subsistemas de Vila Nova de Cerveira/Valença e de Caminha/Viana do Castelo e assumiu especial preponderância em 2019 no momento de análise de capacidade de infraestrutura, com a publicação do Plano Diretor da Infraestrutura 2020-2021 da Portgás. Tendo em conta a sinergia obtida ao longo do seu desenvolvimento comercial e o aumento de criticidade e risco dos referidos subsistemas foi necessário antecipar para 2019 a execução prevista para 2023. Previsivelmente o projeto concluirá em 2020.

O plano de investimento concretizado no ano de 2019 contempla 250 mil euros realizados neste eixo, suportados pela instalação de 3,7 km de rede secundária. Em 2020 estão projetados cerca de 1,2 milhões de euros de investimento que se traduzirá na construção de 16,8km de rede secundária e na captação de 300 novos pontos de abastecimento.

Rua Linhas de Torres, 41
4350-214 Porto
www.portgas.pt

