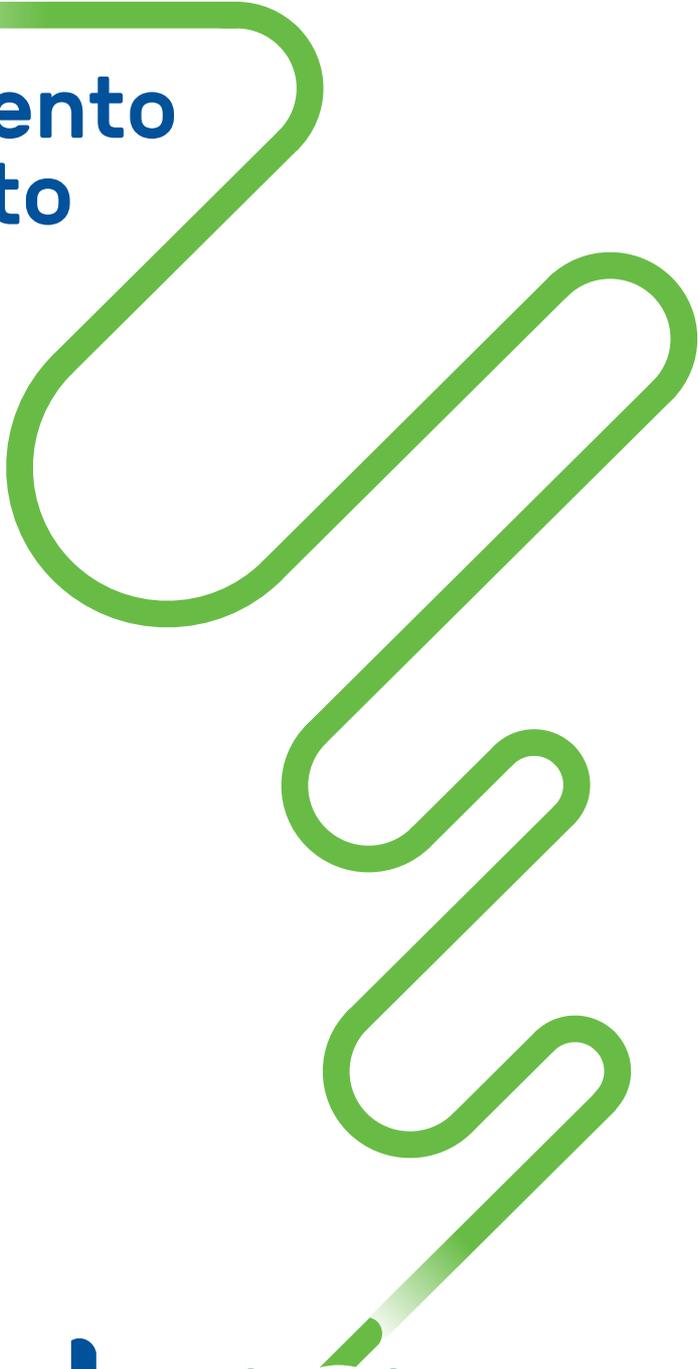


# Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição

PDIRD GN 2018  
Período 2019-2023  
V.2 - 10 julho 2018

A thick, vibrant green line that starts from the top left, loops around, and then descends in a series of three 'S' or 'Z' shaped curves towards the bottom right, ending near the 'portgas' logo.

**portgas**  
energia



Plano de  
Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede de  
Distribuição



**portgal**  
energia

# 0. Tabela de Versões





## 0. Tabela de Versões

<b>Versão</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Capítulo</b>	<b>Data</b>
<b>1</b>	<b>Proposta inicial</b>		<b>30/04/18</b>
<b>2</b>	<b>Elementos adicionais - pedido da DGEG</b>		<b>10/07/18</b>
	Resumo das características da UAG	Anexo 7	
	Análise custo/benefício UAG vs ligação à rede de distribuição	Anexo 7	
	Viabilidade técnico-económica Caminha e Paredes de Coura	Pág. 85	
	Detalhe dos "outros investimentos em infraestruturas" e "outros investimentos"	Anexo 9	
	Evolução do custo unitário por ponto de abastecimento	Anexo 10	
	Valor Smart Gas Grid	Pág. 79	

## Índice

<b>1.</b>	<b>Sumário Executivo</b>	<b>13</b>
<b>2.</b>	<b>Enquadramento</b>	<b>21</b>
2.1.	Enquadramento regulatório	21
2.2.	Caracterização da atividade de Distribuição de GN	21
<b>3.</b>	<b>Caracterização das infraestruturas de distribuição de GN</b>	<b>29</b>
3.1.	Gestão da Rede de Distribuição	29
3.2.	Dados Atuais da concessão	33
3.2.1.	Rede e Pontos de Abastecimento	33
3.2.2.	Energia veiculada	34
3.2.3.	Investimento realizado	35
3.3.	Caracterização da concessão por concelho	37
3.4.	Qualidade de Serviço	43
<b>4.</b>	<b>Metodologia de atuação</b>	<b>49</b>
4.1.	Descrição da metodologia: objetivos e operação	49
4.2.	Gestão de Sustentabilidade como fator crítico de sucesso	52
4.3.	Desenvolvimento de projetos de inovação	53
<b>5.</b>	<b>Conjuntura</b>	<b>59</b>
5.1.	Conjuntura Macroeconómica	59
5.1.1.	Caracterização	59
5.1.2.	Análise prospetiva	59
5.2.	Conjuntura Regional	61
5.2.1.	Caracterização	61
5.2.2.	Análise prospetiva	63
<b>6.</b>	<b>Previsão de pontos de abastecimento e energia veiculada</b>	<b>69</b>
6.1.	Evolução do número de clientes abastecidos por nível de pressão	69
6.1.1.	Novos pontos de abastecimento ativos previstos	69
6.1.2.	Evolução da taxa de penetração	70
6.1.3.	Projeção de consumos de energia por tarifa	70
<b>7.</b>	<b>Plano de Investimento</b>	<b>75</b>
7.1.	Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento	75
7.2.	Caracterização do plano de investimento	76
7.2.1.	Investimento de Expansão	77
7.2.2.	Outros Investimentos de infraestruturas	78
7.2.3.	Outros Investimentos	81



7.2.4.	Avaliação técnico-económica	82
7.2.4.1.	Impacto do plano de investimento proposto nas tarifas	88
7.2.5.	Impacto nos proveitos permitidos dos outros investimentos de infraestruturas	88
7.2.6.	Análises de sensibilidade	89
7.2.6.1.	Análise de sensibilidade ao consumo unitário	89
7.2.6.2.	Análise de sensibilidade à proposta de tarifas 2018-2019	90
<b>8.</b>	<b>Benefícios associados ao investimento previsto</b>	<b>95</b>
8.1	Enquadramento do setor de gás natural	95
8.2	Previsão do sector no médio-longo prazo	98
8.3	Vantagens do gás natural	100
8.4	Posicionamento concorrencial	102
Anexo 1	Fichas de Projeto de Investimento por Concelho	107
Anexo 2	Gás natural e Emissões CO <sub>2</sub>	139
Anexo 3	<i>World Economic Outlook</i> , Fundo Monetário Internacional	147
Anexo 4	Projeções para a Economia Portuguesa: 2018-2020, Banco de Portugal	151
Anexo 5	Programa Operacional Regional do Norte 2014-2020	155
Anexo 6	Relatório Trimestral Norte Conjuntura, CCDRN	159
Anexo 7	Projeto de Abastecimento de Paredes de Coura	187
Anexo 8	Projeto "Vila Nova de Cerveira – Caminha"	193
Anexo 9	Detalhe dos "outros investimentos em infraestruturas" e "outros investimentos"	197
Anexo 10	Evolução do custo unitário por ponto de abastecimento	201

## Índice de Figuras

Figura 1: Sistema de Informação Geográfico da Portgás	25
Figura 2: Esquema da rede de gás natural na área de concessão da Portgás	29
Figura 3: Ponta Horária e Consumo Máximo Diário	31
Figura 4: Esquema da rede de gás natural na área de concessão da Portgás	32
Figura 5: Centro de Supervisão e Telecontrolo	32
Figura 6: Área dos concelhos da concessão (km <sup>2</sup> )	39
Figura 7: Número de fogos por km de via pública, 2017 (#/km)	39
Figura 8: Pontos de abastecimento ativos por km de rede secundária, 2017 (#/km)	40
Figura 9: Extensão da rede secundária, 2017 (km)	40
Figura 10: Extensão da rede secundária por extensão de rede de via pública, 2017 (%)	41
Figura 11: Pontos de abastecimento ativos por concelho, 2017 (#)	41
Figura 12: Taxa de penetração ativa – pontos de abastecimento ativos/nº fogos – 2017 (%)	42
Figura 13: Caracterização das Freguesias por concelho quanto à disponibilidade de gás natural	42
Figura 14: Esquema da atuação no investimento da Portgás	51
Figura 15: Política de Sustentabilidade da Portgás	52
Figura 16: Visão da Smart Gas Grid	54
Figura 17: Nova construção em Portugal 2013-2017	63
Figura 18: Emissões de CO <sub>2</sub> segundo o New Policies Scenario e o Sustainable Development Scenario	97
Figura 19: 2050 Energy Strategy – EU	97
Figura 20: Projeção da utilização global de biocombustíveis [IEA]	98
Figura 21: Projeção da procura de gás natural entre PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015	98
Figura 22: Caracterização da Procura de gás natural –tarifas e preços 2017-2018 (ERSE)	99
Figura 23: Projeção do consumo de gás natural em Portugal (DGEG)	99
Figura 24: Extrato simulação do site da ADENE (poupaenergia.pt)	101
Figura 25: Dados de setor de gás natural em vários países europeus	102
Figura 26: Regulação vs Concorrência nos setores elétrico e gás natural	103

## Índice de Quadros

Quadro 1: Variação Total do Investimento PDIRD 2017-2021 vs PDIRD 2019-2023 (m€)	15
Quadro 2: Evolução da extensão das redes de distribuição da Portgás (km)	33
Quadro 3: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)	33
Quadro 4: Novos Pontos de Abastecimento no período por segmento de mercado (#)	33
Quadro 5: Evolução dos rácios de pontos de abastecimento (#) por km de rede secundária (km)	34

Quadro 6: Número total de ramais na concessão (#)	34
Quadro 7: Histórico de energia veiculada por nível de pressão (GWh)	34
Quadro 8: Investimento anual no período 2014-18 (m€)	35
Quadro 9: Comparação entre Real de 2015 e ano de 2015 do PDIRD GN 2014	36
Quadro 10: Comparação entre Real de 2016 e ano de 2016 do PDIRD GN 2014	37
Quadro 11: Caracterização de área de concessão em 2017	38
Quadro 12: Classes de interrupção	43
Quadro 13: Interrupções por classes de clientes e nível de pressão, 2014-2015	44
Quadro 14: Duração média das interrupções por classes de clientes e nível de pressão (min/cliente)	44
Quadro 15: Duração média das interrupções por classes de clientes e nível de pressão (min/interrupção)	44
Quadro 16: Padrões para a rede de distribuição	45
Quadro 17: Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço (I)	45
Quadro 18: Previsões macroeconómicas para Portugal, Banco de Portugal (2018)	59
Quadro 19: Captação de novos Pontos de Abastecimento por segmento no período (#)	69
Quadro 20: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)	70
Quadro 21: Taxa de penetração (%)	70
Quadro 22: Energia veiculada por nível de pressão (GWh)	71
Quadro 23: Volumes unitários por nível de pressão (MWh/PA)	71
Quadro 24: Tipologia de Investimento (m€)	76
Quadro 25: Investimento global (m€)	77
Quadro 26: Investimento de expansão em rede e pontos de abastecimento (m€)	77
Quadro 27: Crescimento de rede (m) e pontos de abastecimento (#)	77
Quadro 28: Contadores (expansão) e redutores	78
Quadro 29: Indicadores de investimento	78
Quadro 30: Investimento em outras infraestruturas (m€)	79
Quadro 31: Rede no período (kms)	79
Quadro 32: Contadores – reativações (m€)	79
Quadro 33: Desagregação de outros investimentos (m€)	80
Quadro 34: Investimento em renovação de contadores por imposição legal (m€)	80
Quadro 35: Energia veiculada adicional (GWh)	82
Quadro 36: Resumo operacional e rentabilidade por concelho, com tarifas do ano-gás 15-16	84
Quadro 37: Plano de Investimento Concessão (m€)	86
Quadro 38: Resultados da metodologia de seriação aplicada	87
Quadro 39: Apuramento da “Tarifa” média (RMUV)	88
Quadro 40: Análise de sensibilidade da rentabilidade em relação ao volume unitário	89
Quadro 41: Resumo operacional e rentabilidade por concelho, com proposta de tarifas ...	90



Plano de  
Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede de  
Distribuição



**portgal**  
energia

# 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	General Packet Radio Service
GRMS	Gas Regulating and Metering Station
GSM	Global System for Mobile Communications
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
PDIRD GN	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
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
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de gás natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
RoR	Rate of Return
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SLA	Service Level Agreement
SNGN	Sistema Nacional de gás natural
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UAG	Unidade Autónoma de gás natural Liquefeito

The page features several thick, vibrant green wavy lines that flow from the top left towards the right and bottom right, creating a sense of movement and energy. These lines are positioned behind the text and logo.

Plano de  
Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede de  
Distribuição

The logo for Portugal Energia is located at the bottom of the page. It consists of the word "portugal" in a bold, blue, lowercase sans-serif font. A small green square is positioned to the left of the first letter 'p'. Below "portugal", the word "energia" is written in a smaller, green, lowercase sans-serif font. A green wavy line from the upper part of the page ends at the top of the letter 'a' in "energia".

portugal  
energia

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 stylized, curved shape on the left side.

# **1. Sumário Executivo**



## 1. Sumário Executivo

Este documento constitui-se como um instrumento de explicitação da política de desenvolvimento para a Portgás no período compreendido entre 2019 e 2023 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 2019-2023 assenta, portanto, na adoção de soluções que visam corresponder ao desenvolvimento de negócio numa perspetiva de qualidade de serviço e crescimento de mercado, nas suas duas dimensões essenciais: base de pontos de abastecimento e energia veiculada.

O plano de desenvolvimento quinquenal do presente documento faz parte de uma estratégia de continuidade dos anteriores planos de desenvolvimento da rede da Portgás, comunicados às instituições relevantes e partes interessadas, em conformidade com o enquadramento jurídico aplicável e requisitos regulamentares.

O plano ilustra os projetos de infraestrutura principal de desenvolvimento (adiante designados por "projetos") necessários para a distribuição regional na área de concessão da Portgás, que abrange o período 2019-2023.

As decisões tomadas de suporte ao plano a cinco anos estão em conformidade com:

- Quadro Português legislativo e regulamentar;
- Estratégia Nacional de Energia;
- Cenários da procura do gás natural e a evolução do mercado;
- 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, etc.);
- Reuniões realizadas pela Portgás com entidades 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 – ORD, 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 crescentes de satisfação de clientes, garantindo paralelamente que a implementação dos projetos identificados neste plano não se traduza num impacto negativo para o 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 e de incremento de qualidade de serviço e da resiliência da rede;
- Desenvolvimento de projetos de inovação incrementando a eficiência da gestão de rede;
- 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 natural e, por esta via, da disponibilização de uma energia mais económica para as famílias e demais setores da sociedade;
- Contribuição para a redução de emissões de CO<sub>2</sub> e descarbonização da economia.

Neste plano, relevamos os seguintes projetos de referência:

- Abastecimento do 29.º concelho da área de concessão da Portgás - Paredes de Coura, com projeção de investimento para 2021 e previsão de abastecimento a partir de 2022, num total de investimento previsto para o período 2019-2023 de 1,5M€ (ver anexo 7).

- Início da construção do eixo estruturante Vila Nova de Cerveira – Caminha, em 2023, que tem como principal objetivo assegurar a continuidade de serviço, garantir uma alimentação a Caminha pelo Norte, assegurando a redundância de abastecimento, quer por Viana do Castelo, quer por Valença e, por esta via, aumentar a garantia da continuidade de serviço. O valor de investimento previsto para o período do PDIRDGN 2018 é de 0,2M€, com construção de 3,2km de rede secundária, num total projetado de 20,5km (ver anexo 8).

### Tipologias de Investimento

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

- **Investimento de Expansão:** 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 comercial dos ativos instalados e o cumprimento das obrigações regulamentares de ligação e de serviço público.
- **Investimento em Outras Infraestruturas:** investimento de conformidade destinado à renovação e reestruturação da rede e construção de sistemas de redundância, com o objetivo de garantir a segurança e fiabilidade de abastecimento, 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.

Os três vetores de investimento acima descritos concretizam um plano global de investimento de 129M€ nos cinco anos de projeção de PDIRDGN, distribuídos de acordo com o quadro seguinte.

Investimento	PDIRD 2017-2021		PDIRD 2019-2023		Variação	
Investimento de Expansão	95 639	87%	103 028	80%	7 389	8%
Outros investimentos em infraestruturas	6 864	6%	10 394	8%	3 531	51%
Outros investimentos	7 386	7%	15 591	12%	8 205	111%
<b>TOTAL</b>	<b>109 889</b>	<b>100%</b>	<b>129 014</b>	<b>100%</b>	<b>19 125</b>	<b>17%</b>

Quadro 1: Variação Total do Investimento PDIRD 2017-2021 vs PDIRD 2019-2023 (m€)

Esta proposta de PDIRD GN corresponde a um crescimento de 17% face à proposta de PDIRD GN 2016.

Esta evolução traduz um maior esforço no investimento de conformidade, suportado em cumprimento legal e regulamentar, bem como na manutenção de uma matriz de segurança e fiabilidade de abastecimento adequadas considerando a maturidade atual dos projetos de distribuição de gás natural, contribuindo para a sustentabilidade do SNGN.

O investimento previsto traduz um capex médio anual de 25,8M€, que contrapõe com o verificado no período 2017-2021 de 22M€.

O valor total do investimento nos dois primeiros anos desta proposta de PDIRDGN – 2019 e 2020, corresponde a um aumento de 7,6 M€ face ao total proposto no PDIRDGN 2016, para os mesmos anos (+17%).

M€

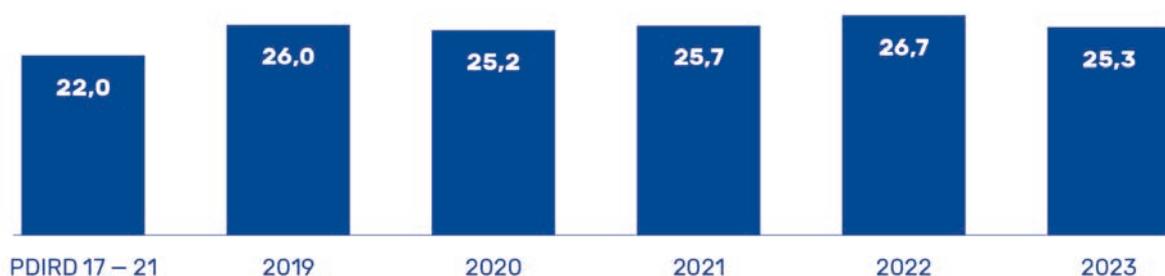


Gráfico 1: Investimento médio anual PDIRD GN 2017-2021 e Investimento Anual PDIRD GN 2019-2023

## Investimento de Expansão

O plano de investimento de expansão proposto é de 103 M€ e permitirá o crescimento sustentado do SNGN, nomeadamente nas suas vertentes de crescimento de pontos de abastecimento, prevendo-se ultrapassar os 439 mil pontos no final do período (taxa de crescimento anual de 4%), da energia veiculada, com projeção de 8,0 TWh em 2023 (taxa de crescimento médio anual de 1,9%, impulsionado pela ligação de um grande cliente em 2018 com consumo anual de 110 GWh) e da infraestrutura de rede em 819 km (taxa de crescimento médio anual de 3%).

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 80 PA/km em 2017, para os 82 PA/km em 2023 (86 PA/km no horizonte PDIRDGN 2018).

O gás natural é um produto com inequívocas vantagens ambientais, económicas (em todos os setores de atividade) e de segurança, apresentando a sua infraestrutura uma enorme resiliência, de que é exemplo o tempo médio de interrupção por cliente, tipicamente inferior a 2,6 min<sup>1</sup>, rácio muito inferior a outras *utilities*.

O plano de investimento proposto potencia a redução da fatura energética das famílias e pequenos negócios em 28M€<sup>2</sup> o que perfaz uma poupança anual média de 5,6 M€.

Os projetos analisados sobre o mercado potencial consideram diversos inputs, tais como: 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, e os grandes consumidores.

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 Outras Infraestruturas

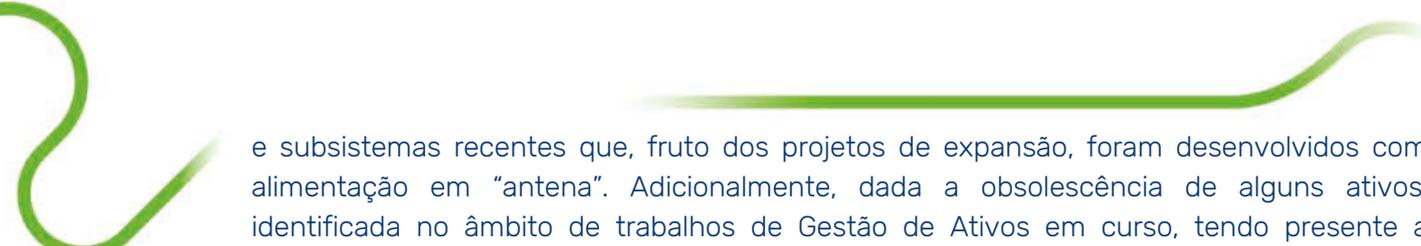
O plano de 10,4 M€ comporta a materialização de um conjunto de projetos com o objetivo de incrementar a qualidade e resiliência da infraestrutura numa perspetiva de sustentabilidade da expansão, evidenciando investimentos numa componente de inovação tecnológica na infraestrutura, robustecendo os ativos da concessão, assim como outros investimentos em contadores e 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 Anual da Infraestrutura desenvolvido internamente, e garantia de redundâncias para alguns sistemas

---

<sup>1</sup> Calculado considerando todas as interrupções que afetaram os clientes – controláveis e não controláveis, acidentais ou previstas

<sup>2</sup> Considerou-se que o gás natural irá substituir em 90% fogos abastecidos a butano/propano e 10% sistemas elétricos de AQS – Água Quente Sanitária e um consumo energético em BP< de 3,1 MWh/ano



e subsistemas recentes que, fruto dos projetos de expansão, foram desenvolvidos com alimentação em “antena”. Adicionalmente, dada a obsolescência de alguns ativos, identificada no âmbito de trabalhos de Gestão de Ativos em curso, tendo presente a evolução tecnológica e a sua vida útil, foi identificada a necessidade da sua substituição numa ótica de custo justificado, desempenho ótimo e risco controlado.

Na ótica da materialização de uma visão estratégica para Investigação, Desenvolvimento e Inovação (IDI) no setor através do conceito Smart Gas Grid, a Portgás evidencia nesta rubrica o investimento em tecnologia inovadora na infraestrutura, capacitando os ativos de sensorização adicional numa lógica Smart, incrementando a rastreabilidade e controlo da energia veiculada em base diária, reduzindo o volume de gás estimado em clientes domésticos e pequenos terciários/indústrias, e potenciando ainda a operação remota dos PRM's.

### **Outros Investimentos**

O investimento previsto é de 15,6M€ e permitirá a renovação do parque de contadores com mais de 20 anos, 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 de 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

**portgal**  
energia

The page features several decorative green elements. A large, thick green line starts from the top left, curves around the top right, and then loops back down towards the bottom left. Another green line starts from the middle left, curves upwards and then downwards. There are several small green circles and semi-circles scattered throughout the design, some appearing to be part of the larger lines.

## **2.** **Enquadramento**



## 2. Enquadramento

### 2.1 Enquadramento regulatório

O PDIRD encontra-se previsto 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, constituindo-se como responsabilidade dos operadores da rede de distribuição de gás natural a elaboração destes planos quinquenais 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 operadores da RNDGN devem apresentar a respetiva proposta de PDIRD à DGEG até ao final de abril de cada ano par.

Os PDIRD GN 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.

A Portgás é uma empresa de serviço público e de acordo com o artº 8º do Decreto-Lei 231-2012 constituem suas obrigações: 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.

Na qualidade de operador da rede de distribuição, segundo o artigo 12.º- C do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a Portgás procedeu à elaboração do PDIRD para o período 2019-2023, 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 supramencionado, 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, competirá à ERSE emitir um parecer sobre as propostas de PDIRD GN.

Neste contexto, vem a Portgás submeter o seu PDIRDGN 2018 à DGEG.

### 2.2 Caracterização da atividade de distribuição de gás natural

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), as suas redes são isoladas da rede de transporte e são abastecidas por Unidades Autónomas de GNL (UAG).

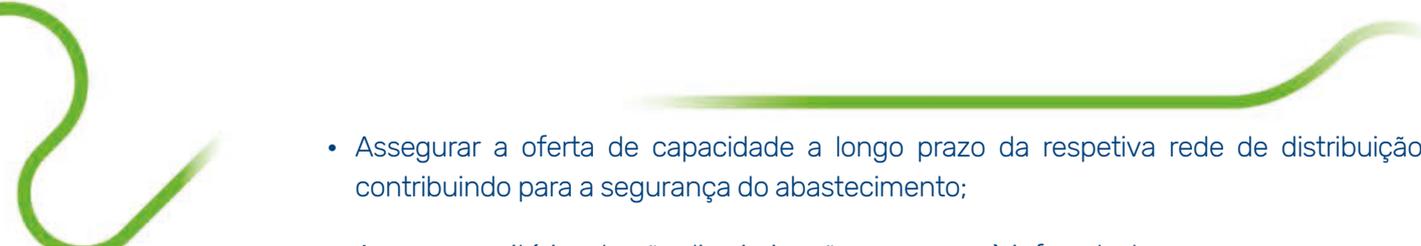
A atividade da Portgás centra-se no desenvolvimento harmonioso da infraestrutura, ligada à rede nacional de transporte, garantindo sustentabilidade da expansão, resiliência da rede, gestão adequada de risco, qualidade de serviço e com o objetivo de incrementar os índices de densificação da rede existente e na expansão de novas zonas geográficas, 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 outras atividades, no exercício da distribuição de gás natural, no âmbito da zona de concessão, como sejam a 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 subjacente ao exercício da atividade de distribuição está a obrigação de:

- Contribuir para o desenvolvimento do SNGN captando novos pontos de abastecimento para o mercado, otimizando os projetos de investimento de forma a garantir sustentabilidade do sistema, incrementando a base de ativos através da expansão do mercado captável 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 interoperabilidade com as redes e 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;
  - 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;
  - 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;
  - 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.

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.

A rede de distribuição, com uma extensão total de mais de 4.700 km em 2017, exige uma gestão contínua, 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, incremento das metodologias de gestão de crise e continuidade do negócio.

A empresa está atualmente certificada nos referenciais de Ambiente (ISO 14001), Segurança (ISO 18001) e pela Qualidade (ISO 9001:2008), como expressão da permanente procura da melhoria contínua dos processos de negócio através da implementação das melhoras práticas do ciclo PDCA – *Plan, Do, Check and Act* – capitalizando a eficiência na gestão dos seus ativos.

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.

No seguimento continuado do mercado considera-se importante salientar o atual contexto energético particularmente desafiante do setor. Reforça-se, assim, a necessidade de encontrar os melhores *drivers* de planeamento, abordagem ao mercado e respetivos segmentos, tendo em conta as alterações tecnológicas e de incremento da consciencialização ambiental, os novos equipamentos a gás natural que garantem soluções energéticas mais competitivas para os vários segmentos de mercado (caldeiras de condensação, microgeração, queimadores porosos), a descarbonização da economia, a introdução de fontes renováveis no setor do gás natural, particularmente o Biometano, que permite, para além das vantagens intrínsecas do produto “gás natural Convencional”, um posicionamento ainda mais verde através do Biometano, contribuindo para a redução das importação de energia e melhorando a balança comercial externa do País, garantindo, por outro lado, a introdução do conceito da Economia Circular no SNGN. Como é sabido, a Economia Circular é um conceito estratégico que assenta, entre outros, na reutilização, recuperação e reciclagem de materiais e energia, substituindo o conceito de fim de vida da economia linear, por novos fluxos circulares e caracteriza-se como um processo dinâmico que exige simbiose técnica e económica (capacidades e atividades produtivas) mas que também requer igualmente enquadramento social e institucional (incentivos e valores).

O crescimento da infraestrutura assenta fundamentalmente em dois pilares: a garantia da distribuição dos volumes requeridos de gás natural, no tempo e sob condições de pressão adequadas na rede, e a otimização dos investimentos na captação de novos pontos de

abastecimento de forma a garantir a rentabilidade e sustentabilidade do sistema de distribuição de gás natural.

Assim, uma das principais atividades da empresa é a captação e ligação de novos pontos de abastecimento à rede de distribuição. Garantindo um tratamento transparente e não discriminatório dos clientes, a Portgás tem uma política clara de investimento em projetos de ligação de novos pontos de abastecimento sobre a rede existente e de desenvolvimento para novos polos. 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 SIG – Sistema de Informação Geográfica, através do seu site [www.portgas.pt](http://www.portgas.pt), com o objetivo de permitir acesso geral sobre o traçado 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 ruas.

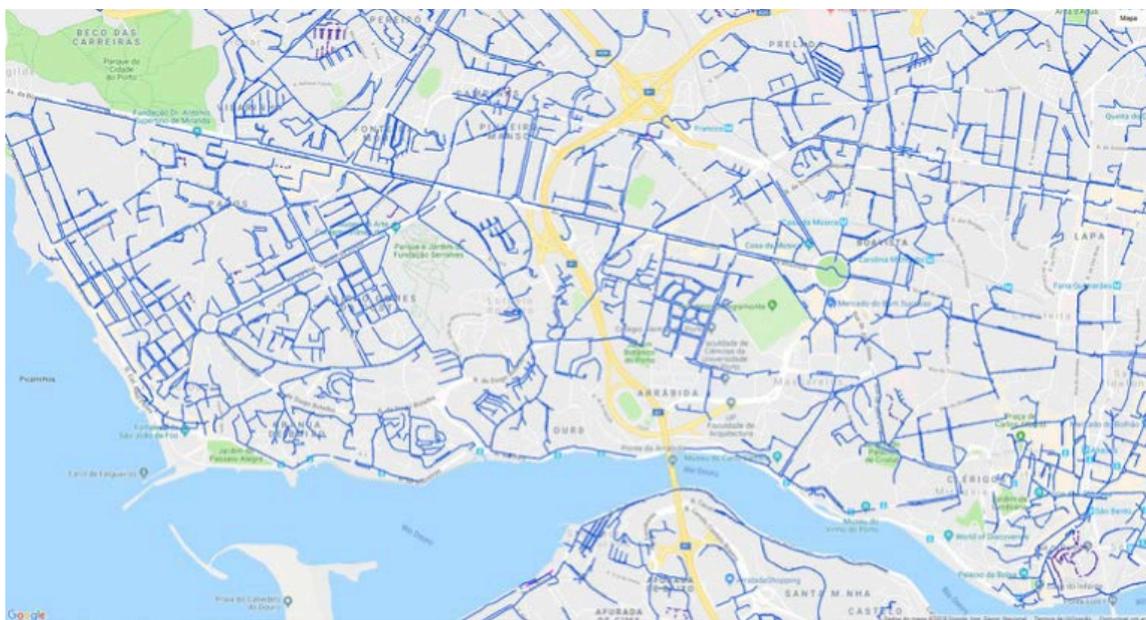


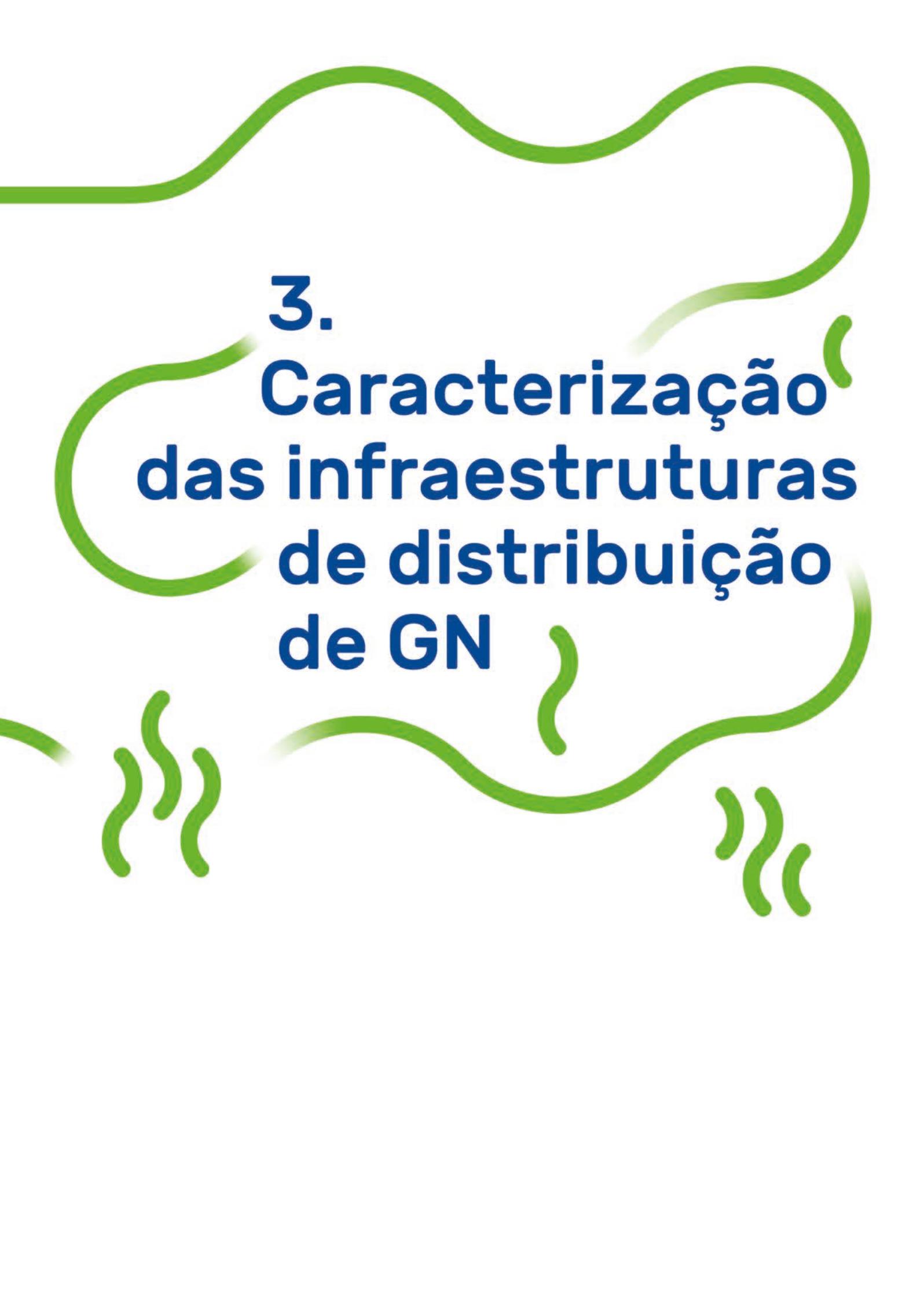
Figura 1: Sistema de Informação Geográfica da Portgás

---

Plano de  
Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede de  
Distribuição



portugal  
energia



# **3. Caracterização das infraestruturas de distribuição de GN**



### 3. Caracterização das infraestruturas de distribuição de GN

#### 3.1 Gestão da rede de distribuição

A rede de distribuição da Portgás inicia-se a jusante das interligações com a rede nacional de transporte de gás natural (GRMS - *Gas Regulating and Metering Station*), denominadas também como estações de redução de primeira classe. É nestes pontos de entrega da Rede Nacional que se dá a transferência da gestão do gás para as distribuidoras e se realiza a odorização. Após a redução de pressão nas GRMS para os níveis de pressão de distribuição, inicia-se a rede de média pressão, 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 o “transporte” 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 nos Postos de Regulação e Medida (PRM) de 2.ª classe.

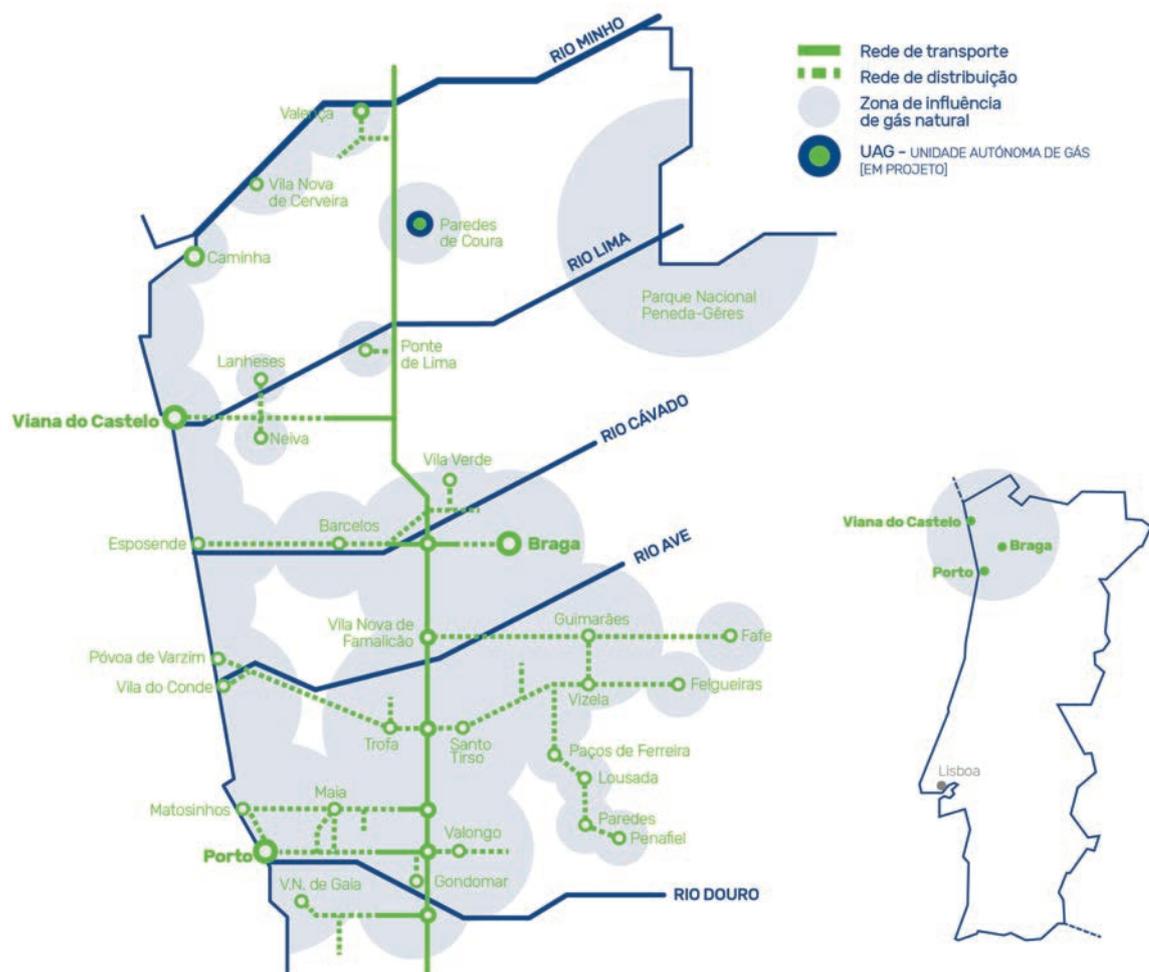


Figura 2: Esquema da rede de gás natural na área de concessão da Portgás



No total, as infraestruturas da Portgás são abastecidas por 11 GRMS que injetam gás nas redes primárias que, por sua vez, abastecem 89 PRM's de rede.

Existem 6 GRMS interligadas por sistemas de rede primária em anel (representam 87% do volume de gás veiculado) e as restantes 5 GRMS estão isoladas, garantindo o abastecimento dos subsistemas da rede secundária.

As 6 GRMS's interligadas abastecem os seguintes sistemas:

- Rede da Área Metropolitana do Porto;
- Rede do Vale do Ave;
- Rede Braga/Barcelos.

Para além destes três sistemas que são compostos por duas GRMS cada, os outros 5 estão em antena, sendo que em dois casos a rede de média pressão, após a GRMS é de reduzida extensão, ficando os PRM's nas proximidades da GRMS, casos de Valença e Ponte de Lima e, nos outros três, Viana do Castelo, Vila Nova de Gaia e Avintes, a Portgás desenvolveu rede primária com alguma extensão em antena até ao abastecimento dos PRM's.

O facto de existirem sistemas/subsistemas interligados, não significa que exista redundância entre GRMS's/PRM's, 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/atualização de modelos de rede. Para a calibração (otimização) dos modelos é utilizada a seguinte informação de base:

- Dados de GRMS's (REN)
- Dados dos PRM's de rede (tendo por base o sistema SCADA)
- Dados dos clientes telecontados (tendo por base o sistema AVE)
- Sensores de pressão nos PRM's de rede e em alguns pontos estratégicos nos PRM's de cliente
- Dados dos clientes não telecontados (tendo por base o ATR e o SIG)

A infraestrutura é simulada tendo por base um conjunto de cenários de stress, explicitando-se, como exemplo, os seguintes:

- Critério de maior consumo registado
- Critério de máximo consumo admissível
- Critério de capacidade de redundância

Da análise dos dados ao nível das GRMS verifica-se que o rácio capacidade utilizada ( $m^3/h$ ) / capacidade máxima ( $m^3/dia$ ) é superior a 50% em algumas GRMS. Por outro lado, a ponta horária e diária tem vindo a incrementar a um ritmo superior ao incremento dos consumos

em base anual, como o demonstra a figura abaixo (8,3% no consumo máximo horário e 8% no consumo máximo diário, ambos os indicadores referenciados para o período entre 2013 e 2017).



Figura 3: Ponta Horária e Consumo Máximo Diário

Por outro lado, é importante a análise geográfica do crescimento do consumo, não uniforme em cada uma das GRMS, sendo o risco distinto, uma vez que, como referido, existem GRMS em anel e em antena.

É oportuno referir, neste âmbito, a necessidade de juntamente com o ORT, efetuar uma análise, do incremento da capacidade de GRMS e/ou a construção de uma nova GRMS, no sentido de incrementar a resiliência do sistema de fornecimento do ORT, mitigando o risco de potencial falha de abastecimento.

Ao nível da rede secundária os 89 PRM's estão distribuídos pela área de concessão concentrando-se nos grandes meios urbanos - Grande Porto e Braga - e no Vale do Ave, onde se verifica uma concentração elevada de clientes industriais.

Uma parte significativa dos PRM's está interligada, existindo um total de 47 subsistemas de rede, dos quais 32 isolados e 15 em anel, sendo que os isolados representam apenas 21% do volume total veiculado na rede secundária.

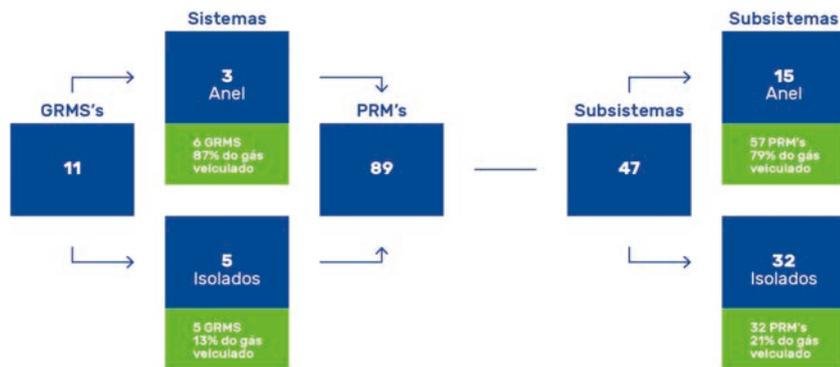


Figura 4: Esquema da rede de gás natural na área de concessão da Portgás

Do ponto de vista da energia veiculada, verifica-se no final de 2017, que 80% do volume é telecontado e corresponde a 478 clientes, perfazendo 0,14% da base dos pontos de abastecimento.

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.



Figura 5: Centro de Supervisão e Telecontrolo

De referir que a infraestrutura construída e explorada pela Portgás está atualmente suportada em pipeline 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.

## 3.2 Dados atuais da concessão

### 3.2.1 Rede e pontos de abastecimento

O investimento realizado no cumprimento das linhas estratégicas de crescimento da base de pontos de abastecimento e densificação da infraestrutura permitiu o crescimento da rede de gás natural nos últimos anos, prevendo-se ultrapassar os 4.900 km de rede de distribuição no ano de 2018.

Extensão das redes	2014	2015	2016	2017	2018 (0)
Rede Primária	402	403	403	403	403
Rede Secundária	3 849	4 034	4 237	4 391	4 554
<b>TOTAL</b>	<b>4 252</b>	<b>4 437</b>	<b>4 639</b>	<b>4 793</b>	<b>4 957</b>
% Crescimento	3,5%	4,4%	4,6%	3,3%	3,4%

Quadro 2: Evolução da extensão das redes de distribuição da PORTGÁS (km)

Adicionalmente, a decomposição dos pontos de abastecimento por segmento de pressão está patente no quadro seguinte.

PA's Acumulados	2014	2015	2016	2017	2018 (0)
MP	135	147	152	154	154
BP>	1 228	1 263	1 318	1 388	1 431
BP<	312 187	324 213	337 542	351 244	366 744
<b>TOTAL</b>	<b>313 550</b>	<b>325 623</b>	<b>339 012</b>	<b>352 786</b>	<b>368 329</b>
% Crescimento	4,3%	3,9%	4,1%	4,1%	4,4%

Quadro 3: Pontos de Abastecimento acumulados por nível de pressão (#)

O crescimento previsto no total de pontos de abastecimento entre 2014 e 2018 é impulsionado pelos clientes de baixa pressão, que representam 99,6% do total na concessão. Entre 2014 e 2017 foram alcançados 39.236 novos pontos de abastecimento, sendo esperado um acréscimo de 15.543 no ano de 2018.

No quadro seguinte é apresentada a decomposição dos pontos de abastecimento por segmento de mercado.

PA's no período	2014	2015	2016	2017	2018 (0)
Mercado Novo	797	1 026	1 901	1 650	1 600
Mercado Existente	12 273	9 942	12 371	13 135	13 900
Conversão	9 220	6 303	8 506	10 643	11 122
Reconversão	2 704	3 328	3 519	2 076	2 431
Pequeno Terciário	349	311	346	416	347
Grande Consumo	52	55	74	71	43
<b>TOTAL</b>	<b>13 122</b>	<b>11 023</b>	<b>14 346</b>	<b>14 856</b>	<b>15 543</b>

Quadro 4: Novos Pontos de Abastecimento no período por segmento de mercado (#)

Para além do crescimento da rede, existe a constante preocupação de densificação com o objetivo de maximizar a utilização das infraestruturas existentes. Contudo, a avanço para zonas mais periféricas e com mais dispersão do parque habitacional, exige um maior esforço de construção de rede por cada unidade captada. 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 81 no final de 2018.

<b>PA/km de Rede Secundária</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018 (0)</b>
PA's acumulados	313 550	325 623	339 012	352 786	368 329
km de Rede Secundária acumulados	3 849	4 034	4 237	4 391	4 554
<b>PA / km de Rede Secundária acumulados</b>	<b>81,5</b>	<b>80,7</b>	<b>80,0</b>	<b>80,3</b>	<b>80,9</b>
PA's ligados no período	13 122	11 023	14 346	14 856	15 543
km de Rede Secundária no período	144	185	202	154	163
<b>PA ligados / km Rede Sec. no período</b>	<b>91,4</b>	<b>59,6</b>	<b>71,0</b>	<b>96,3</b>	<b>95,3</b>

Quadro 5: Evolução dos rácios de pontos de abastecimento (#) por km de rede secundária (km)

A infraestrutura de distribuição de gás termina, assegurando 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.

<b>Ramais</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018 (0)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>94 762</b>	<b>99 564</b>	<b>107 281</b>	<b>114 325</b>	<b>122 695</b>

Quadro 6: Número total de ramais na concessão (#)

### 3.2.2 Energia veiculada

A energia veiculada no período 2014-2017 apresentou um acréscimo médio anual de 1,3%, suportado essencialmente no aumento de novos pontos de abastecimento, evidenciado na evolução da tarifa BP<, com crescimento médio anual de 1,4% (+44GWh).

A previsão para 2018 considera um crescimento anual de 2,0%, acima da média do período 2014-2017, alavancado pelo grande consumo.

<b>Energia Veiculada</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018 (0)</b>
MP	4 756	4 779	4 901	4 930	4 959
BP>	1 088	1 082	1 096	1 143	1 214
BP<	1 040	1 043	1 065	1 084	1 128
<b>TOTAL</b>	<b>6 884</b>	<b>6 904</b>	<b>7 061</b>	<b>7 157</b>	<b>7 301</b>
% Crescimento	-0,3%	0,3%	2,3%	1,4%	2,0%

Quadro 7: Histórico de energia veiculada por nível de pressão (GWh)

### 3.2.3 Investimento realizado

No período compreendido entre 2012 e 2018, 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 dos volumes veiculados, assegurado com a extensão das infraestruturas nos Concelhos em que está presente.

Quanto a projetos de referência concluídos nos anos de 2016 e 2017, incluídos no PDIRD GN anterior, registam-se:

- investimento no concelho de Caminha, tendo ocorrido o início de abastecimento no ano de 2016;
- ligação Esposende-Viana, com conclusão do eixo de rede estruturante, em concretização do previsto em PDIRD GN 2016.

No final de 2017, 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 do período do presente plano. De 2014 a 2018, o desenvolvimento do negócio bem como a sua operação foi assegurado através de um plano de investimento rigoroso e efetivo que se resume no quadro seguinte.

<b>Investimento</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018 (0)</b>
<b>Investimento de Expansão</b>	<b>19 575</b>	<b>16 896</b>	<b>19 795</b>	<b>18 263</b>	<b>19 653</b>
Investimento em rede	9 344	10 103	12 522	10 329	10 773
UAGs	-	-	-	-	-
Investimento em PA's	9 183	5 701	6 100	6 796	7 632
Capitalização de Encargos Estrutura	1 049	1 092	1 173	1 138	1 249
<b>Outros investimentos em infraestruturas</b>	<b>1 503</b>	<b>1 776</b>	<b>1 952</b>	<b>2 033</b>	<b>1 835</b>
Investimento em rede	506	597	665	653	333
Outras infraestruturas	378	535	595	709	765
Capitalização de Encargos Estrutura	619	644	692	671	737
<b>Outros investimentos</b>	<b>509</b>	<b>977</b>	<b>1 182</b>	<b>729</b>	<b>1 996</b>
Contadores - Renovação por imposição leg	-	-	82	195	395
Sistemas de Informação	393	799	910	432	1 200
Edifícios, instalações e transporte	116	178	190	102	401
<b>TOTAL</b>	<b>21 587</b>	<b>19 649</b>	<b>22 930</b>	<b>21 024</b>	<b>23 484</b>

Quadro 8: Investimento anual no período 2014-18 (m€)

No ano de 2018, e após a estabilização de alterações na estrutura acionista da Portgás, projeta-se uma recuperação do investimento, que em 2017 se conteve para garantia da visibilidade da estratégia empresarial. É possível verificar que o somatório de investimento nestes dois anos, de 44,5M€, não ultrapassa o somatório dos investimentos previstos para aqueles anos, de 45,2M€.

De referir que em 2017, com a introdução do gás natural substituindo outras fontes de energia mais poluentes, foi possível evitar a emissão de 502 kt de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, 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 setores 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 2,6 min, calculada considerando todas as interrupções que afetaram os clientes (controláveis e não controláveis, acidentais ou previstas).

### Demonstração de compromissos do PDIRDGN 2014

No PDIRDGN 2014 foi proposto um investimento global em 2015 de 20,1M€, que corresponderia a um acréscimo de pontos de abastecimento estimado de 12.285. O consumo anual estimado destes pontos de abastecimento era de 167 GWh.

O investimento realizado em 2015 foi de 19,6M€ no total da área de concessão, -2% face ao considerado no PDIRDGN 2014, com um acréscimo de pontos de abastecimento de 12.467 (+1%). De realçar que foram captados mais 4 pontos de grande consumo em MP (+133%) e mais 25 pontos de abastecimento em BP> (+114%), o que originou um consumo anual de 177GWh (+6%).

Distrito	Concelho	Ano de 2015 de PDIRDGN 15-19											Real de 2015										
		CAPEX	PA's	C.U.	BP<	BP>	MP	TIR	RoR	Prémio	CAPEX	PA's	C.U.	BP<	BP>	MP	TIR	RoR	Prémio				
		m€	#	Kwh/PA	KWh/PA	KWh/PA	KWh/PA	%	%	pp	m€	#	Kwh/PA	KWh/PA	KWh/PA	KWh/PA	%	%	pp				
	Barcelos	656	448	67.0	3.6	1132	28 669	36.46%	7.94%	28.52pp	308	230	89.1	3.8	806	16 435	55.55%	7.94%	47.61pp				
	Braga	2 424	2 129	9.6	3.7	868	27 081	12.91%	7.94%	4.97pp	2 199	1 962	3.2	2.8	322	-	9.18%	7.94%	1.24pp				
BRAGA	Esposende	410	268	9.7	3.6	568	22 782	10.79%	7.94%	2.85pp	290	154	3.5	3.5	-	-	5.94%	7.94%	-2.00pp				
	Fafe	368	331	34.3	3.6	1 525	19 478	19.66%	7.94%	11.72pp	392	273	2.8	2.8	-	-	5.85%	7.94%	-2.09pp				
	Guimarães	1 229	1 034	78.7	3.7	1 385	38 452	15.25%	7.94%	7.31pp	1 409	1 134	9.2	2.7	1 237	-	16.51%	7.94%	8.57pp				
	Vila Nova de Famalicão	521	462	59.0	3.7	1 663	27 188	17.71%	7.94%	9.77pp	591	510	12.3	2.5	815	1 775	18.93%	7.94%	10.99pp				
	Vila Verde	325	228	4.0	3.8	300	-	9.22%	7.94%	1.28pp	380	90	11.1	4.3	629	-	5.71%	7.94%	-2.23pp				
	Vizela	126	77	116.5	3.6	1 498	31 112	7.49%	7.94%	-0.45pp	87	105	2.7	2.7	-	-	10.74%	7.94%	2.80pp				
	Felgueiras	308	245	5.1	3.8	503	-	10.60%	7.94%	2.66pp	508	355	2.2	2.2	-	-	3.85%	7.94%	-4.09pp				
	Gondomar	722	594	6.8	3.6	731	32 493	12.43%	7.94%	4.49pp	561	473	8.2	3.1	2 429	-	16.29%	7.94%	8.35pp				
	Lousada	393	187	6.4	3.8	2 325	-	5.83%	7.94%	-2.11pp	361	290	3.5	3.0	93	-	8.30%	7.94%	0.36pp				
	Maia	543	406	18.3	3.6	761	48 331	12.00%	7.94%	4.06pp	238	300	10.3	5.3	392	-	38.08%	7.94%	30.14pp				
	Matosinhos	386	224	15.8	3.6	551	37 488	9.65%	7.94%	1.71pp	439	533	52.8	3.6	1 216	20 244	75.53%	7.94%	67.59pp				
Paços de Ferreira	330	224	6.6	3.7	1 043	-	14.72%	7.94%	6.78pp	240	150	2.4	2.5	-	-	3.92%	7.94%	-4.02pp					
PORTO	Paredes	131	98	6.0	3.6	801	-	9.49%	7.94%	1.55pp	101	130	1.9	2.0	-	-	7.61%	7.94%	-0.33pp				
	Penafiel	90	98	17.4	3.7	1 213	-	14.56%	7.94%	6.62pp	64	61	8.2	3.3	317	-	18.94%	7.94%	11.00pp				
	Porto	698	444	18.9	3.6	494	52 659	48.33%	7.94%	40.39pp	588	966	31.0	6.2	387	19 854	88.32%	7.94%	80.38pp				
	Póvoa do Varzim	1 013	924	4.5	3.7	531	-	13.28%	7.94%	5.34pp	1 185	608	2.0	2.0	-	-	1.55%	7.94%	-6.39pp				
	Santo Tirso	426	269	81.2	3.6	1 948	19 158	16.40%	7.94%	8.46pp	404	177	11.3	3.1	731	-	11.28%	7.94%	3.34pp				
	Trofa	377	255	21.9	3.8	1 400	18 641	15.92%	7.94%	7.98pp	396	242	2.5	2.7	-	-	4.02%	7.94%	-3.92pp				
	Valongo	217	184	5.2	3.6	745	-	10.96%	7.94%	3.02pp	540	455	3.3	2.4	226	-	7.59%	7.94%	-0.35pp				
	Vila do Conde	1 055	685	15.6	3.7	1 222	31 376	10.45%	7.94%	2.49pp	1 219	1 108	4.2	2.4	668	-	9.93%	7.94%	1.99pp				
	Vila Nova de Gaia	1 673	1 372	15.6	3.6	739	89 274	37.28%	7.94%	29.34pp	1 518	1 262	9.5	3.3	237	7 681	11.90%	7.94%	3.96pp				
	Caminha	944	35	3.6	3.6	691	31 077	-3.09%	7.94%	###	457	-	-	-	-	-	-	4.05%	7.94%	-11.99pp			
	Paredes de Coura	-	-	-	3.8	644	-	0.00%	0.00%	0.00pp	-	-	-	3.8	644	-	-	0.00%	0.00%	0.00pp			
	VIANA DO CASTELO	Ponte de Lima	139	116	5.4	3.7	837	-	11.26%	7.94%	3.32pp	125	91	5.3	5.3	-	-	14.21%	7.94%	6.27pp			
Valença		221	79	7.2	3.8	644	-	9.59%	7.94%	1.65pp	145	137	2.9	2.9	-	-	8.95%	7.94%	1.01pp				
Viana do Castelo		1 189	808	9.3	3.7	1 290	12 278	10.90%	7.94%	2.96pp	1 627	639	77.7	3.0	134	47 558	16.63%	7.94%	8.69pp				
Vila Nova de Cerveira		142	59	74.6	3.6	691	31 077	4.37%	7.94%	-3.57pp	29	32	21.0	6.6	472	-	163.50%	7.94%	155.56pp				
Otros Investimentos	3 018	-	-	-	-	-	-	-	-	3 248	-	-	-	-	-	-	-	-					
<b>CONCESSÃO</b>		20 074	12 285	21.7	3.65	893	34 220	11.79%	7.94%	3.85pp	19 649	12 467	15.0	3.18	665	18 925	12.49%	7.94%	4.55pp				

Quadro 9: Comparação entre Real de 2015 e ano de 2015 do PDIRDGN 2014

No PDIRDGN 2014 foi proposto um investimento global em 2016 de 23,5M€, que corresponderia a um acréscimo de pontos de abastecimento de 14.881. O consumo anual estimado associado a estes pontos de abastecimento era de 182 GWh.

O investimento realizado em 2016 foi de 22,9M€, -3% face ao previsto no PDIRDGN 2014, com um acréscimo de pontos de abastecimento de 13.927 (-6%). Em termos de grandes consumos, foram conseguidos +4 pontos de abastecimento em MP (+133%) e +48 pontos de abastecimento em BP> (+178%), o que originou um consumo anual de 193GWh (+6%).

Distrito	Concelho	Ano de 2016 de PDIRD GN 15-19									Real de 2016									
		CAPEX	PA's	C.U.	BP<	BP>	MP	TIR	RoR	Prémio	CAPEX	PA's	C.U.	BP<	BP>	MP	TIR	RoR	Prémio	
		m€	#	Kwh/PA	Kwh/PA	Kwh/PA	Kwh/PA	%	%	pp	m€	#	Kwh/PA	Kwh/PA	Kwh/PA	Kwh/PA	%	%	pp	
BRAGA	Barcelos	658	455	67,3	3,6	1 132	28 669	36,57%	7,94%	28,43pp	570	266	48,8	2,2	59	12 336	12,07%	7,94%	4,73pp	
	Braga	2 869	2 496	9,3	3,7	868	27 081	12,52%	7,94%	4,58pp	1 871	1 819	12,5	2,9	2 008	5 335	23,15%	7,94%	15,21pp	
	Esposende	433	328	9,5	3,6	568	22 782	12,11%	7,94%	4,17pp	713	261	6,4	2,8	936	-	-4,79%	7,94%	-3,15pp	
	Fafe	438	388	32,0	3,6	1 525	19 478	18,11%	7,94%	10,17pp	305	221	18,5	3,0	1 146	-	-28,88%	7,94%	20,94pp	
	Guimarães	1 327	1 208	74,4	3,7	1 385	38 452	15,89%	7,94%	7,95pp	2 224	1 518	56,9	2,6	664	15 668	25,37%	7,94%	17,43pp	
	Vila Nova de Famalicão	710	545	57,1	3,7	1 663	27 188	14,28%	7,94%	6,34pp	1 177	611	24,1	3,3	1 816	-	-26,05%	7,94%	18,11pp	
	Vila Verde	388	280	4,0	3,8	300	-	-	-9,45%	7,94%	1,51pp	426	341	2,7	2,7	-	-	-6,92%	7,94%	-1,02pp
	Vizela	107	93	111,3	3,6	1 498	31 112	11,27%	7,94%	3,33pp	302	193	27,7	2,6	4 840	-	-36,52%	7,94%	28,58pp	
	Felgueiras	365	296	5,0	3,8	503	-	-10,80%	7,94%	2,86pp	659	589	2,2	2,2	-	-	-5,71%	7,94%	-2,23pp	
	Gondomar	904	719	6,8	3,6	731	32 493	11,59%	7,94%	3,65pp	897	631	2,6	2,5	63	-	-5,04%	7,94%	-2,90pp	
	Lousada	485	281	6,1	3,8	2 325	-	-7,46%	7,94%	-0,48pp	644	372	6,4	2,0	547	-	-7,52%	7,94%	-0,42pp	
	Maia	714	483	18,1	3,6	761	48 331	10,31%	7,94%	2,37pp	294	358	5,3	3,6	209	-	-19,96%	7,94%	12,02pp	
	Matosinhos	527	270	15,7	3,6	551	37 488	7,86%	7,94%	-0,08pp	227	335	14,1	5,7	708	-	-62,94%	7,94%	55,00pp	
Paços de Ferreira	392	273	6,7	3,7	1 043	-	-13,98%	7,94%	6,04pp	159	187	2,4	2,4	-	-	-9,21%	7,94%	1,27pp		
PORTO	Paredes	159	126	5,9	3,6	801	-	-10,10%	7,94%	2,16pp	171	160	4,8	2,8	322	-	-12,34%	7,94%	4,40pp	
	Penafiel	108	117	17,0	3,7	1 213	-	-36,73%	7,94%	28,79pp	145	214	3,9	2,6	145	-	-16,51%	7,94%	8,51pp	
	Porto	638	515	20,4	3,6	494	52 659	57,61%	7,94%	49,67pp	690	815	11,3	7,6	196	-	-46,97%	7,94%	39,03pp	
	Póvoa de Varzim	1 192	1 090	4,5	3,7	531	-	-13,10%	7,94%	5,16pp	766	433	2,6	2,6	29	-	-3,78%	7,94%	-4,16pp	
	Santo Tirso	423	315	77,1	3,6	1 948	19 158	18,07%	7,94%	10,13pp	1 115	467	4,1	2,6	365	-	-3,49%	7,94%	-4,45pp	
	Trofa	448	301	21,2	3,8	1 400	18 641	14,69%	7,94%	6,75pp	21	55	3,8	3,5	21	-	-37,26%	7,94%	29,32pp	
	Valongo	273	224	5,2	3,6	745	-	-10,50%	7,94%	2,56pp	570	487	2,7	2,3	163	-	-6,43%	7,94%	-1,51pp	
	Vila do Conde	1 257	808	15,0	3,7	1 222	31 376	9,93%	7,94%	1,99pp	1 343	818	3,4	3,1	88	-	-6,21%	7,94%	-1,73pp	
	Vila Nova de Gaia	2 014	1 634	17,1	3,6	739	89 274	32,97%	7,94%	25,03pp	2 074	1 474	4,3	3,4	197	-	-9,22%	7,94%	1,28pp	
	Caminha	1 474	335	7,0	3,6	691	31 077	3,20%	7,94%	-4,74pp	958	264	1,1	1,1	-	-	-2,40%	7,94%	-10,34pp	
VIANA DO CASTELO	Paredes de Coura	-	-	-	3,8	644	-	0,00%	0,00%	0,00pp	-	-	-	3,8	644	-	0,00%	0,00%	0,00pp	
	Ponte de Lima	167	145	5,3	3,7	837	-	-11,65%	7,94%	3,71pp	116	112	5,6	3,7	218	-	-16,15%	7,94%	8,21pp	
	Valença	256	94	7,3	3,8	644	-	-3,90%	7,94%	-4,04pp	195	198	4,0	3,0	201	-	-12,17%	7,94%	4,23pp	
	Viana do Castelo	1 398	973	9,0	3,7	1 290	12 278	10,78%	7,94%	2,84pp	1 088	717	6,1	2,6	1 251	-	-9,50%	7,94%	1,56pp	
	Vila Nova de Cerveira	173	89	65,6	3,6	691	31 077	13,61%	7,94%	5,67pp	18	11	115,8	3,3	1 241	-	-223,91%	7,94%	215,97pp	
	Outros Investimentos	3 223	-	-	-	-	-	-	-	-	3 193	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CONCESSÃO	23 518	14 881	21,6	3,65	895	34 707	11,82%	7,94%	3,88pp	22 930	13 927	13,8	3,12	716	15 716	12,38%	7,94%	4,44pp	

Quadro 10: Comparação entre Real de 2016 e ano de 2016 do PDIRD GN 2014

Pelos dados acima apresentados, concluímos que as variações ocorridas foram globalmente favoráveis, registando-se um prémio para o sistema acima do previsto na projeção de PDIRDGN 2014, nomeadamente +0,7pp em 2015 e +0,56pp em 2016.

### 3.3 Caracterização da concessão por concelho

A caracterização da infraestrutura carece de análise do contexto em que a mesma se desenvolve. Assim, é importante referir que a Portgás desenvolve a sua atividade em todos os concelhos da área de concessão, 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 2017 é sintetizada no quadro seguinte, num conjunto de indicadores chave que combinam informação de carácter global, com fonte nos dados Pordata 2016, e informação específica da empresa, de natureza comercial e técnica.

<b>Categorias</b>		<b>Indicadores-chave</b>
<b>Caracterização global</b>	Área (km <sup>2</sup> ) <sub>1</sub>	4 366
	População <sub>2</sub>	2 568 891
	Nº de fogos <sub>3</sub>	1 235 795
	Nº de edifícios	702 341
	Nº de indústrias <sub>4</sub>	24 994
	Nº Freguesias <sub>5</sub>	819
	Extensão das vias (km) <sub>6</sub>	15 975
<b>Caracterização Infraestrutura</b>	Extensão total de rede (km)	5 267
	Rede Primária	403
	Rede Secundária (inclui urbanizações)	4 391
	Ramais	473
	Ramais (#)	114 325
<b>Densificação da Infraestrutura na Concessão</b>	PA's Ativos (#)	352 786
	PA's total (#)	398 911
	PA's ativos (#) / PA's total (#)	88%
	PA's ativos (#) / rede secundária (km)	80
	PA's total (#) / rede secundária (km)	91
	Rede secundária (km) / extensão das vias (km)	27%
	Taxa de penetração ativa (PA's ativos/ nº Fogos)	29%
	Taxa de penetração total (PA's total/ nº Fogos)	32%
	Freguesias abastecidas (#)	385
	Freguesias abastecidas / total de freguesias (%)	47%
<b>Contribuição Ambiental</b>	Emissões de CO <sub>2</sub> anual evitadas (ton)	511 306

Quadro 11: Caracterização de área de concessão em 2017

Em termos demográficos, a zona de concessão corresponde a 4.366 km<sup>2</sup> de área, distribuídos por 29 concelhos, com 819 freguesias, que têm uma população residente de aproximadamente 2.569 milhares de pessoas, representando 938 milhares de famílias que habitam cerca de 1.236 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 dispomos indica a existência de aproximadamente 16 mil km de via pública.

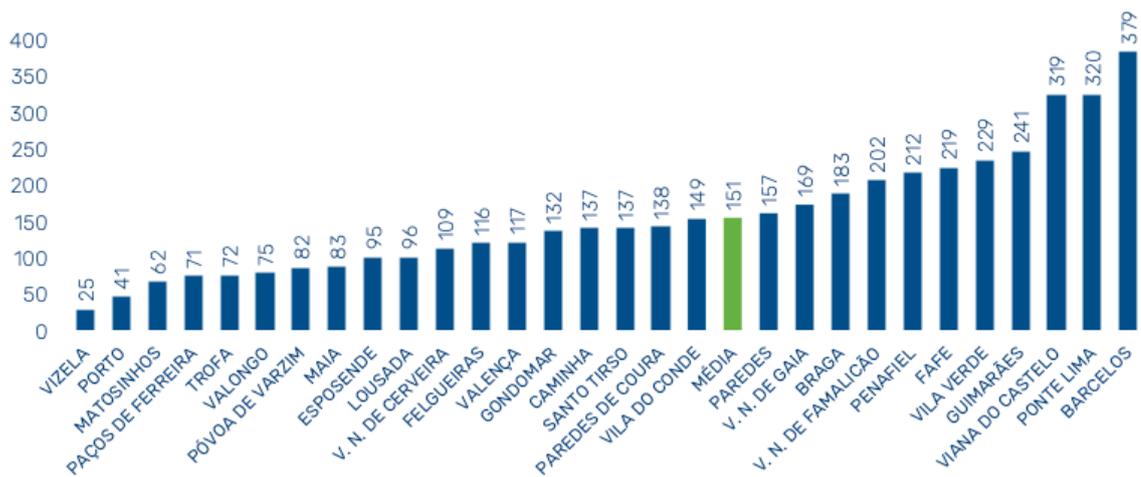


Figura 6: Área dos concelhos da concessão (km2)

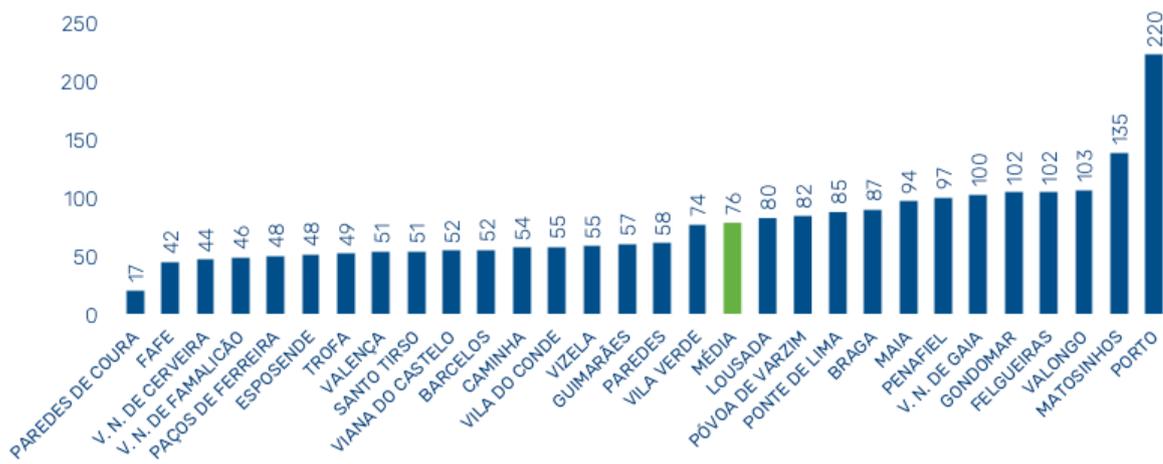


Figura 7: Número de fogos por km de via pública, 2017 (#/km)

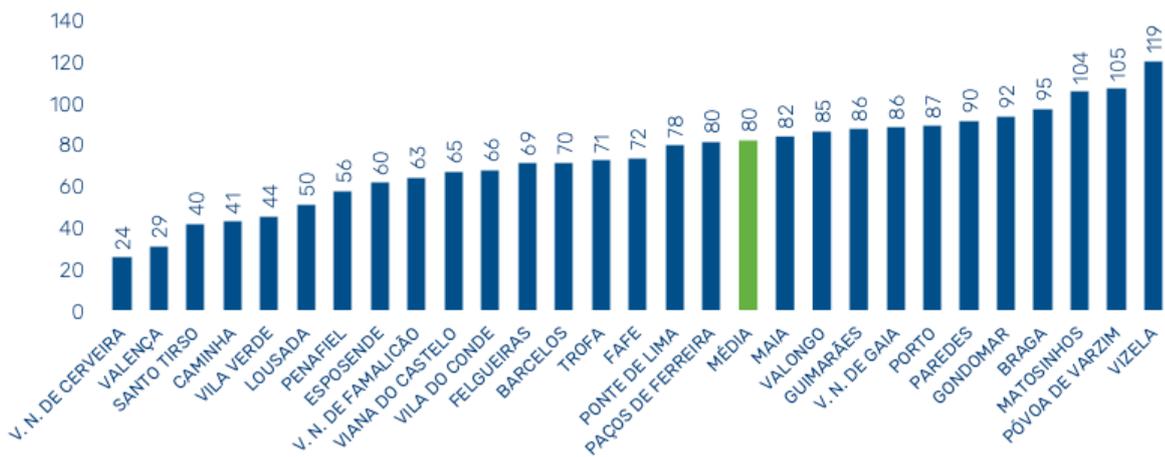


Figura 8: Pontos de abastecimento ativos por km de rede secundária, 2017 (#/km)

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

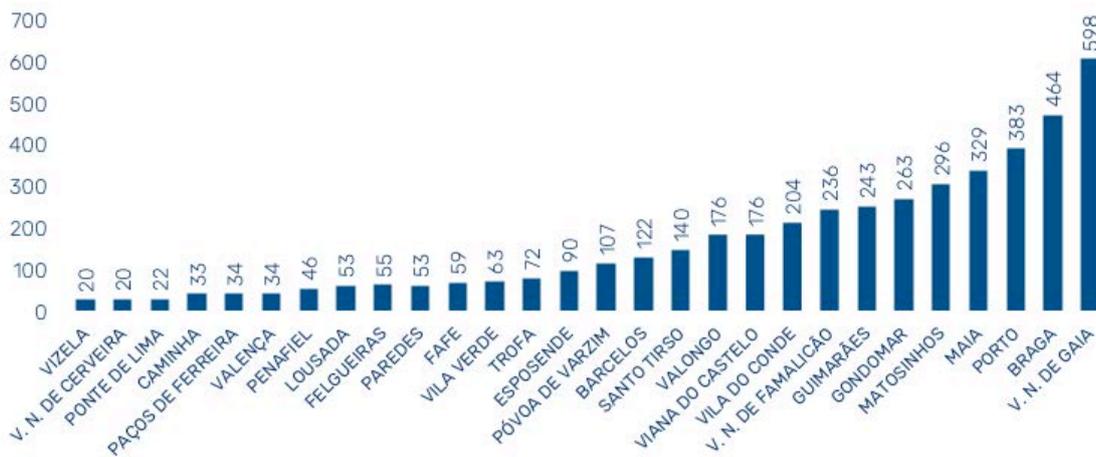


Figura 9: Extensão da rede secundária, 2017 (km)

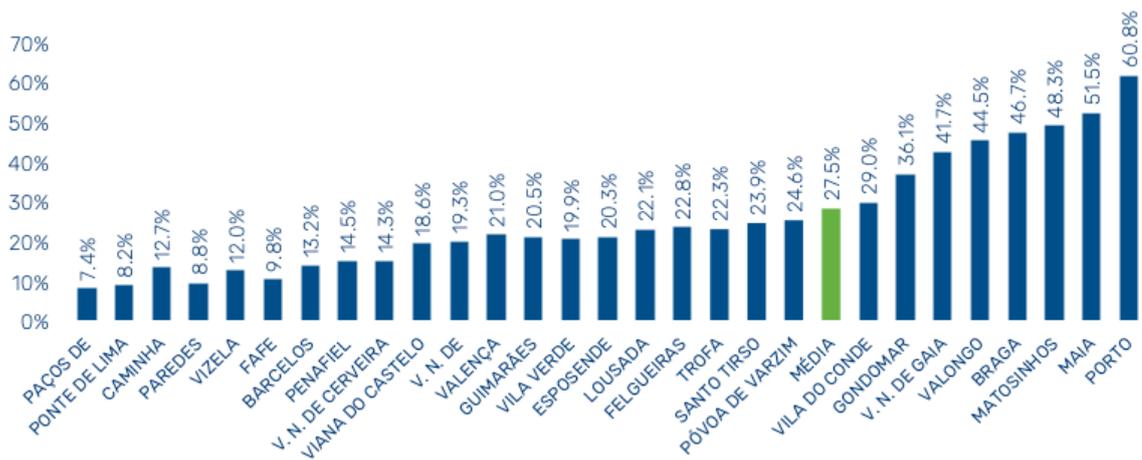


Figura 10: Extensão da rede secundária por extensão de rede de via pública, 2017 (%)

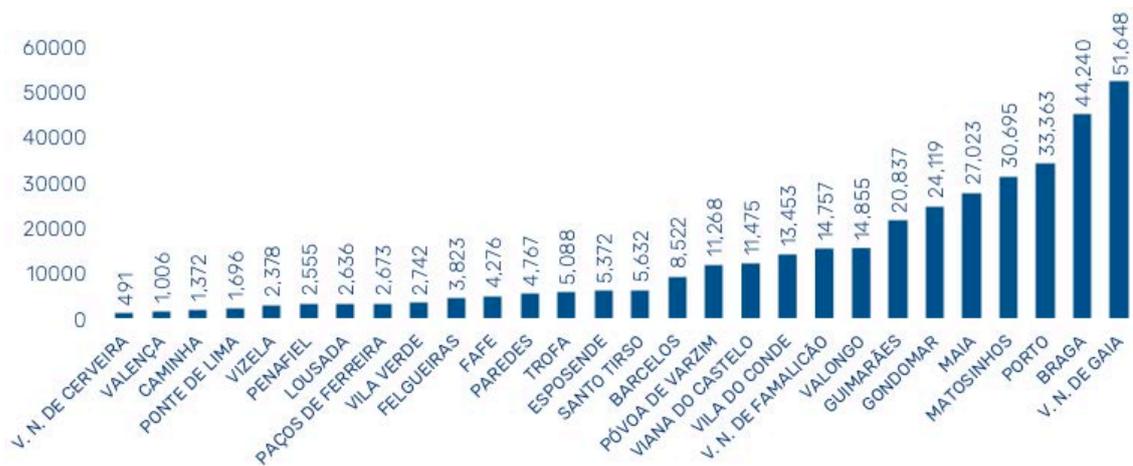


Figura 11: Pontos de abastecimento ativos por concelho, 2017 (#)

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 29%, contudo existem cerca de 46 mil pontos de abastecimento (12% do total de pontos de abastecimento infraestruturados) disponíveis para ativação de fornecimento, o que neste domínio de análise representa uma taxa de penetração total de 32%.

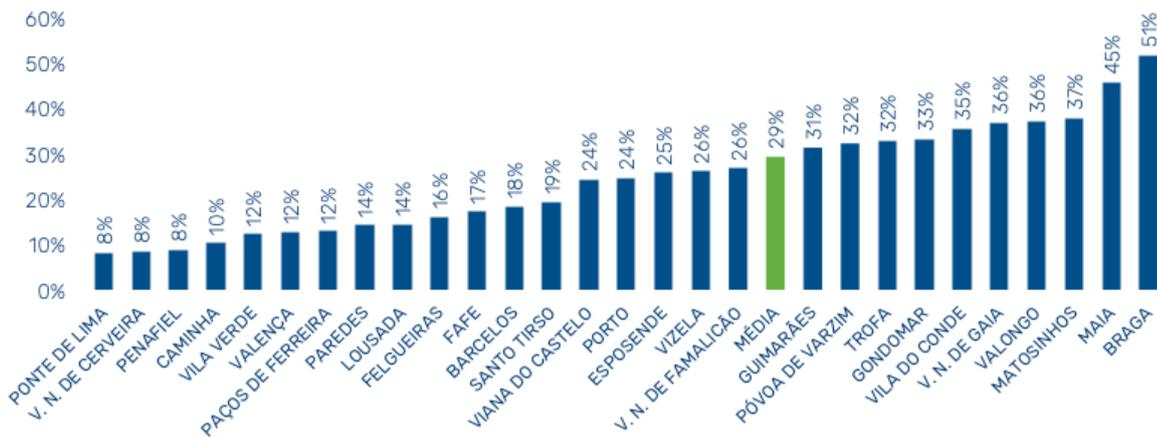


Figura 12: Taxa de penetração ativa – pontos de abastecimento ativos/nº fogos – 2017 (%)

A área de influência da infraestrutura da Portgás abrange cerca de 47% das 819 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. Se se considerar apenas o conjunto de freguesias atualmente com infraestrutura de gás natural, o número de fogos existentes é de 1.007.882 fogos o que equivale a 81,2% do total da concessão.

#### FREGUESIA ABASTECIDA / FREGUESIA NÃO ABASTECIDA

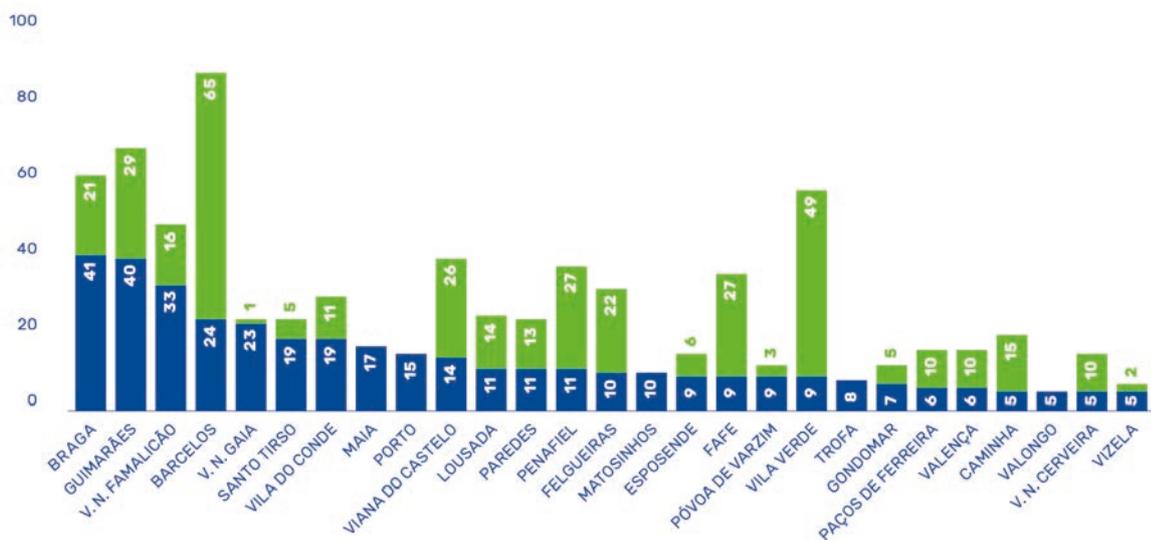


Figura 13: Caracterização das Freguesias por concelho quanto à disponibilidade de gás natural

Se é certo que a Portgás abrange quase a totalidade 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 quilómetros 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.

Não obstante, 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.

### 3.4 Qualidade de Serviço

Salientamos também o desempenho da Portgás, em termos de qualidade de serviço, através da análise dos indicadores gerais conforme estabelecido no regulamento da qualidade de serviço (RQS) e dos mais elevados critérios de segurança.

Até 2017 a Portgás monitorizou os indicadores definidos pelo regulamento da qualidade de serviço de abril de 2013.

Para efeitos de cálculo dos indicadores, as classes de interrupção são identificadas consoante as causas que lhe dão origem (artigo 10º do RQS), conforme o quadro seguinte.

Classes de interrupção (art.º 10.º)		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 12: Classes de interrupção

Os quadros seguintes apresentam os indicadores gerais de qualidade de natureza técnica por nível de pressão e escalão de consumo.

Classes de interrupção (art.º 10.º)	Classes de clientes	Nível de pressão	Número médio de interrupções por cliente			
			2014	2015	2016	2017
não controláveis	doméstico	Baixa Pressão	0,00	0,01	0,00	0,01
		Baixa Pressão	0,00	0,01	0,00	0,01
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00
		<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,01</b>	<b>0,00</b>	<b>0,01</b>
controláveis previstas	doméstico	Baixa Pressão	0,00	0,00	0,00	0,00
		Baixa Pressão	0,00	0,00	0,00	0,00
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00
		<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>

Quadro 13: Interrupções por classes de clientes e nível de pressão, 2014-2015

Classes de interrupção (art.º 10.º)	Classes de clientes	Nível de pressão	Duração média das interrupções (minutos/cliente)			
			2014	2015	2016	2017
não controláveis	doméstico	Baixa Pressão	0,23	2,07	0,42	2,62
		Baixa Pressão	0,24	0,98	0,40	1,23
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00
		<b>Total</b>	<b>0,23</b>	<b>2,05</b>	<b>0,42</b>	<b>2,58</b>
controláveis previstas	doméstico	Baixa Pressão	0,00	0,01	0,00	0,00
		Baixa Pressão	0,00	0,25	0,00	0,00
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00
		<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,02</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>

Quadro 14: Duração média das interrupções por classes de clientes e nível de pressão, 2014-2015 (min/cliente)

Classes de interrupção (art.º 10.º)	Classes de clientes	Nível de pressão	Duração média interrupções (minutos/interrupção)			
			2014	2015	2016	2017
não controláveis	doméstico	Baixa Pressão	107,90	290,76	191,19	214,77
		Baixa Pressão	162,85	159,28	263,70	129,36
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00
		<b>Total</b>	<b>108,82</b>	<b>288,09</b>	<b>192,58</b>	<b>212,79</b>
controláveis previstas	doméstico	Baixa Pressão	0,00	480,00	0,00	0,00
		Baixa Pressão	0,00	480,00	0,00	0,00
	não doméstico	Média pressão	0,00	0,00	0,00	0,00
		<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>480,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>

Quadro 15: Duração média das interrupções por classes de clientes e nível de pressão, 2014-2015 (min/interrupção)

O RQS define apenas padrões de qualidade de serviço para as interrupções controláveis (artigo 16º).

Indicadores	Classes de interrupção (art.º 10.º)			
	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 16: Padrões para a rede de distribuição

A duração média das interrupções (min/interrupção), não deverá exceder os 360 minutos. Apenas no ano 2015 a Portgás não cumpriu o padrão, com um único incidente nesta categoria teve um tempo de interrupção de 480 minutos. Nos restantes anos em análise verificaram-se apenas interrupções acidentais não controláveis.

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/danificaram as redes causando interrupções aos clientes ligados aos ativos da Portgás.

Relativamente a indicadores gerais de qualidade de serviço de natureza comercial, importa referir aqueles que estão mais diretamente ligados à rede de distribuição.

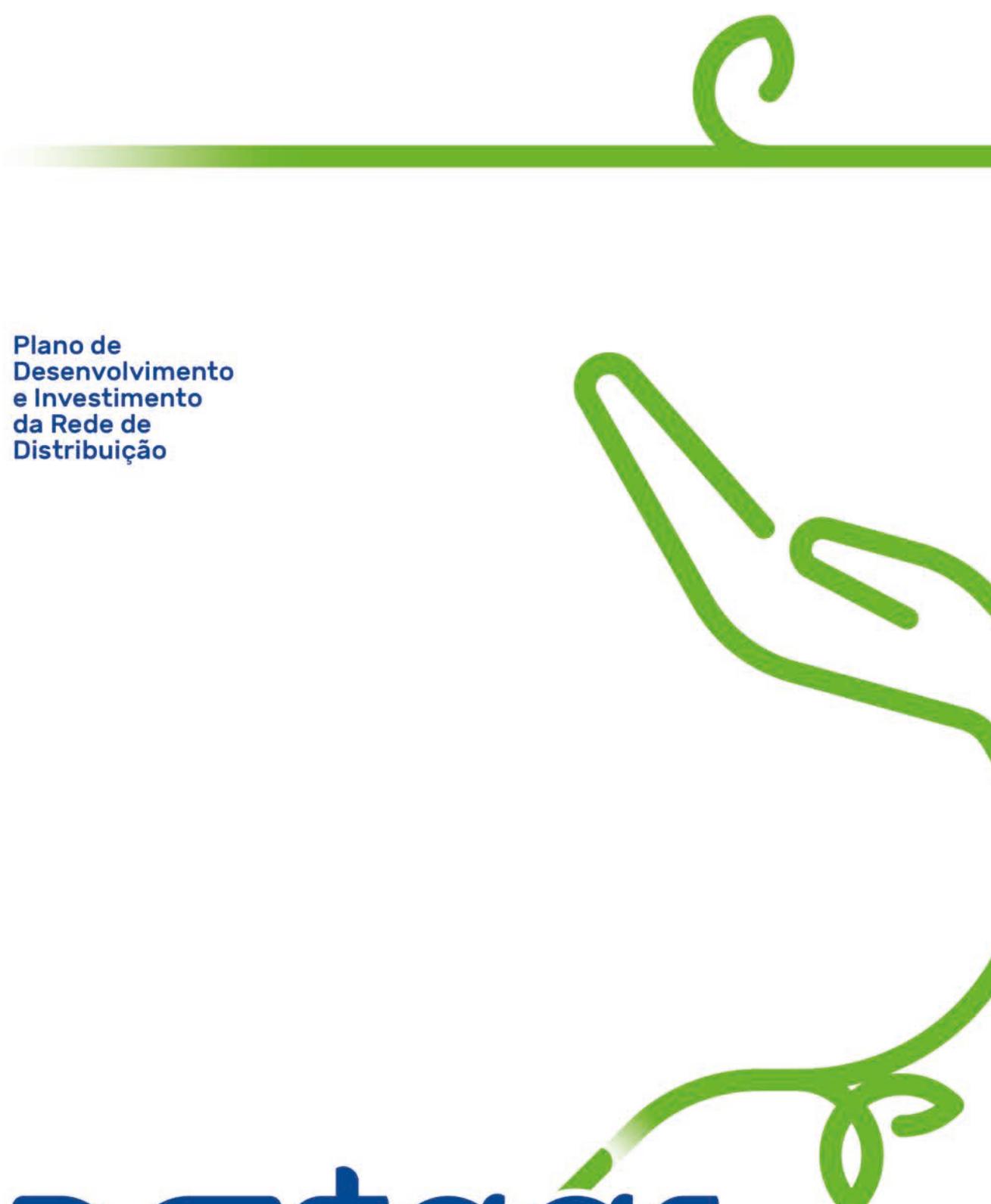
Os quadros seguintes apresentam os valores relativos à resposta a situações de emergência e a assistências técnicas a clientes domésticos e não-domésticos, nos quais a Portgás regista valores de cumprimento acima dos padrões estabelecidos no RQS.

<b>Situações de emergência</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Número total de situações de emergência	2 026	1 805	2 551	2 465
Número total de situações de emergência com tempo de resposta até 60 minutos	1 925	1 687	2 452	2 253
<b>Meta ERSE = 85%</b>	<b>95,0%</b>	<b>93,5%</b>	<b>96,1%</b>	<b>91,4%</b>
<b>Assistências técnicas</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Número total de comunicações de avaria	11 245	10 157	9 683	10 901
Número total de assistências técnicas	5 441	4 244	2 820	3 509
Número de assistências técnicas com tempo de chegada ao local inferior ou igual a 3 horas	5 284	4 162	2 762	3 468
<b>Meta ERSE = 90%</b>	<b>97,1%</b>	<b>98,1%</b>	<b>97,9%</b>	<b>98,8%</b>

Quadro 17: Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço (I)

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.

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 shown holding a green vine that curves down and then left, ending near the 'portugal' text.

**portugal**  
energia



# 4. Metodologia de atuação



## 4. Metodologia de atuação

### 4.1 Descrição da metodologia: objetivos e operação

A Portgás é caracterizada por possuir uma forma de atuação focada na eficiência operacional, segurança e qualidade de serviço. Para almejar os objetivos do atrás exposto a Portgás tem vindo a desenvolver sistemas de informação de suporte à operação 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 execução de ordens de serviço em pontos de abastecimento, a construção, a operação, a manutenção 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, no 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 um *shift* para a manutenção baseada na condição e na gestão do risco, na integração progressiva do conceito de *smart* nas redes de distribuição, no sentido de continuar a posicionar a empresa em contextos de excelência operacional mantendo rácios de referência para o setor. 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 ao cliente.

Ao abrigo dos ciclos de melhoria contínua, têm sido desenvolvidos 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 com forte impacto em 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.



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

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

A contribuição da Portgás no âmbito da revisão de Regulamentos e legislação do setor, particularmente no âmbito das propostas de melhoria elencadas no GMLDD – Guia de Medição, Leituras e Disponibilização de Dados, traduz o compromisso da empresa em dotar o SNGN de instrumentos capazes de forma a garantir um controlo e monitorização desta importante área.

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 com estes alarmísticas relativamente a potenciais desequilíbrios, seja por problemas na medição ou mesmo situações de fraude.

De referir que a empresa já se viu confrontada com situações de fraude na sua infraestrutura, o que exigiu um trabalho multidisciplinar tendo obrigado à instalação no terreno de sistemas redundantes, complementares, aliados a sistemas de BackOffice como o tratamento dos dados e a simulação, utilizando o sistema de cálculo de redes. Antes das atividades de campo, foi efetuado um trabalho de BackOffice com realização de múltiplos sistemas de balanços físicos. O método escolhido foi o zonamento, ou seja, a divisão das redes em subsistemas por tipologia de rede. Por vezes estas redes são segmentadas no campo através da operação de fecho de válvulas, isolando assim os sistemas analíticos.

No que diz respeito à expansão da rede e densificação da rede existente a operação consiste na implementação da estratégia comercial no terreno, enriquecendo os projetos de investimento de rede com a densificação de pontos de abastecimento, com um processo eficaz que precede o investimento:

- 1.** Realização do recenseamento e levantamento do novo pólo a abastecer com gás natural;
- 2.** Planeamento e conceção da rede de distribuição e dos pontos especiais necessários ao abastecimento do pólo identificado;

3. Apreciação dos termos dos licenciamentos necessários e dos requisitos específicos do projeto a efetuar para determinar o valor de investimento adicional à rede de distribuição;
4. Em paralelo com o ponto 3, realiza-se a prospeção sobre o mercado potencial na área de influência da rede de distribuição planeada, garantindo a maximização das ligações e potenciando consumos;
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 pedido de ligação à rede que tornem o projeto economicamente mais interessante.



Figura 14: Esquema da atuação no investimento da Portgás

Este processo encontra-se suportado num sistema e num *modus operandi* coordenado e eficiente envolvendo mais de 450 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 que o cenário de crescimento apresentado para Portugal de 2017 a 2020 pelo FMI apresenta crescimentos do PIB superiores a 1,5%, sendo que verificaremos nos pressupostos de valorização deste documento que seremos mais conservadores que esta projeção quando perspetivamos a evolução da procura.

Esta estratégia de desenvolvimento do negócio permitiu atingir, no final de 2017, uma taxa de penetração de 32% na área de Concessão, com um número de pontos de abastecimento disponíveis para serem ligados a ascenderem a 398.911.

#### 4.2 Gestão de sustentabilidade como fator crítico de sucesso

A Portgás integrou recentemente as suas três certificações - Qualidade, Ambiente e Segurança (QAS), num único Sistema de Gestão de Sustentabilidade, tendo, em consonância com a decisão, revisto a Política de Sustentabilidade, cujos 10 princípios abaixo se transcrevem:

1	Integrar a gestão da qualidade, do ambiente e da segurança, em todas as fases e processos da cadeia de valor incluindo os fornecedores.
2	Pautar por princípios éticos de transparência, honestidade e integridade, nas relações com as autoridades competentes e as demais partes interessadas.
3	Dinamizar a melhoria contínua dos Sistemas de Gestão e seus indicadores.
4	Cumprir a legislação, regulamentos e aspetos legais decorrentes do negócio, bem como outros requisitos voluntariamente assumidos.
5	Gerir os riscos ambientais e de segurança, com vista a eliminar ou minimizar os impactos negativos das atividades, nomeadamente poluição, no ambiente e nas pessoas, tendo como objetivo zero acidentes.
6	Promover a eficiência energética, as boas práticas de utilização racional da energia e da economia circular, com estratégias da utilização sustentável dos recursos.
7	Promover a integração das infraestruturas na envolvente na totalidade do ciclo de gestão de ativos.
8	Promover o gás natural, incluindo de fontes renováveis, junto dos stakeholders e das comunidades em que se insere.
9	Considerar as necessidades e expectativas das partes interessadas, garantindo uma relação de referência e contribuindo para a criação de valor.
10	Assegurar elevados níveis de segurança no abastecimento, de qualidade de serviço e de compromisso com o mercado nas atividades da REN Portgás.

Figura 15: Política de Sustentabilidade da Portgás

No âmbito do desenvolvimento do QAS, a Economia Circular terá um *roadmap* específico, neste período temporal do PDIRD, elencando também esta vertente no âmbito das atividades da Portgás, enquanto *driver* estratégico da sustentabilidade.

A Portgás tem ainda em curso um programa que prevê a sua certificação em três novos referenciais, a concluir no período do presente PDIRD, designadamente:

(i) IDI – Investigação, Desenvolvimento e Inovação (NP 4457)

(ii) Continuidade de Negócio (ISO 22301)

(iii) Gestão de Ativos (ISO 55001)



Relativamente ao IDI o programa é constituído por três eixos estratégicos:

- O pilar da Smart Gas Grid, constitui a componente mais tecnológica e visa modernizar os ativos da Portgás, bem como os sistemas auxiliares que permitem gerir e otimizar as operações.
- O pilar de Product Awareness, para além das iniciativas de comunicação das vantagens do produto gás natural, 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.
- O pilar do Business Development deve centrar-se nas iniciativas que promovam a mudança organizacional através do aperfeiçoamento do modelo de negócio em vigor, mas também na pesquisa de novas oportunidades.

O Sistema de Gestão de Continuidade de Negócio tem como objetivos:

- Identificar as ameaças potenciais à organização e o impacto no negócio dessas ameaças;
- Implementação de controlos que reduzam a probabilidade ou o impacto do evento nos recursos que suportam os processos críticos do negócio.
- Disponibilizar um framework para implementar resiliência organizacional com a capacidade de obter uma resposta eficaz que salvaguarde os interesses dos acionistas, reputação, marca e atividades que criem valor.

No que toca o Sistema de Gestão de Ativos os objetivos são:

- A melhoria da informação obtida dos ativos, de forma a tomar decisões mais informadas;
- Incrementar a previsibilidade e normalização;
- Incrementar a rastreabilidade das operações;
- Melhorar o planeamento do “capex” e “opex”;
- Melhorar a gestão do risco.

A implementação deste ambicioso programa permitirá à organização 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, garantindo a sustentabilidade global do sistema.

---

### **4.3 Desenvolvimento de projetos de inovação**

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.

As redes atuais já estão munidas de alguma sensorização, nomeadamente ao nível da telemetria dos Postos de Filtragem e Medida (PFM), Postos de Regulação e Medida (PRM) de rede e grandes clientes (industriais e grandes terciários) e em pontos estratégicos para recolha de informação remota para o sistema de proteção catódica. Para além destes ativos, a sensorização é escassa.



Figura 16: Visão da Smart Gas Grid  
(baseada no Relatório sobre Avaliação dos Riscos de Aprovisionamento de Gás Natural em Portugal, DGEG)

A filosofia de exploração das redes de distribuição deverá adaptar-se a uma realidade mais smart, sendo necessário investimento para introduzir os meios tecnológicos que transformam a infraestrutura atual numa Smart Gas Grid.

Em resumo, a visão futura de uma Smart Gas Grid é uma rede fortemente sensorizada, capaz de interpretar as informações de contexto da infraestrutura e do ponto de abastecimento e agir de acordo com as necessidades dinâmicas dos clientes e do sistema energético, possibilitando aos gestores decisões mais eficazes e com base na condição dos ativos.



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 Energia, featuring the word 'portugal' in a stylized blue font with a green square on the left, and the word 'energia' in a smaller green font below it.

portugal  
energia

The page features several decorative green elements. A large, thick green line starts from the left, curves upwards and to the right, then loops back down and to the left, ending near the bottom. Another thick green line starts from the top right, curves downwards and to the left, ending near the top center. There are also several smaller green shapes, including a cloud-like form at the top center and some curved lines on the left side.

## **5. Conjuntura**



## 5. Conjuntura

### 5.1 Conjuntura Macroeconómica

#### 5.1.1 Caracterização

Em 2017, a economia portuguesa apresentou um crescimento homólogo do Produto Interno Bruto de 2,7%, superior ao incremento de 1,4% verificado em 2016, de acordo com o *World Economic Outlook* do Fundo Monetário Internacional (anexo 3).

Em 2017, segundo as Projeções para a economia portuguesa: 2018–2020 do Banco de Portugal (anexo 4), o peso do consumo privado no PIB rondou os 65%, sendo a procura interna responsável por 99,0% do Produto Interno Bruto. É de notar, também, o peso das exportações (43,1%), superior ao das importações (42,1%), revelando um dinamismo favorável do comércio externo.

A taxa de desemprego fixou-se nos 8,9%, confirmando uma tendência de descida que se tem vindo a verificar desde 2013, ano em que superou os 16% (dados do Instituto Nacional de Estatística).

#### 5.1.2. Análise prospetiva

A economia portuguesa deverá manter uma trajetória de expansão ao longo do horizonte de projeção, apresentando um ritmo de crescimento em linha com o atualmente projetado pelo Banco Central Europeu (BCE) para o conjunto da área do euro. Após um aumento de 2,7% em 2017, o produto interno bruto (PIB) português deverá crescer 2,3% em 2018, 1,9% em 2019 e 1,7% em 2020, segundo mostra o quadro resumo abaixo.

<b>Previsões Banco de Portugal</b>	<b>2017 (R)</b>	<b>2018 (P)</b>	<b>2019 (P)</b>	<b>2020 (P)</b>
<b>PIB (Taxa de crescimento real, %)</b>	2,7	2,3	1,9	1,7
- Consumo Privado	2,2	2,1	1,9	1,7
- Consumo Público	0,1	0,5	0,4	0,5
- FBCF	9	6,5	5,6	5,4
- Exportações	7,9	7,2	4,8	4,2
- Importações	7,9	7,7	5,4	5
<b>IHPC (taxa de variação)</b>	1,6	1,2	1,4	1,5

Quadro 18: Previsões macroeconómicas para Portugal, Banco de Portugal (2018)

A economia portuguesa continuará a beneficiar de um enquadramento económico e financeiro favorável, incluindo um crescimento robusto da procura externa, em torno de 4%, uma orientação acomodatória da política monetária da área do euro – num quadro de redução gradual dos estímulos não convencionais adotados nos últimos anos –, bem como uma manutenção das condições de financiamento dos agentes económicos.

Após a mais recente fase recessiva, sem precedentes na economia portuguesa, a atividade económica continuará a recuperar, apresentando um crescimento superior ao potencial no período 2018–20. A generalidade das projeções sugere que o hiato do produto deixará de ser negativo a partir de 2018. Esta evolução está sustentada no forte desempenho das exportações de bens e serviços, no dinamismo da formação bruta de capital fixo (FBCF) e



no crescimento do consumo privado, que será, em média, ligeiramente inferior ao crescimento do PIB.

O investimento deverá manter um ritmo de crescimento significativo, embora mais moderado do que o observado em 2017. Esta dinâmica da FBCF reflete em larga medida o desempenho da componente empresarial. Após um aumento de 9% em 2017, a FBCF empresarial deverá manter um crescimento de 6% em média no horizonte de projeção. Este crescimento está ancorado em perspetivas favoráveis quanto à evolução da procura global, na necessidade de recuperação do stock de capital, na normalização da atribuição de financiamento através de fundos europeus (também com impacto no investimento público), na manutenção de condições de financiamento favoráveis e no aumento da taxa de utilização da capacidade produtiva, que está próxima dos valores médios no período pré- crise. Não obstante, antecipa-se uma redução de dinamismo entre 2017 e 2020, num quadro de desaceleração da procura interna e externa. Em 2018 este perfil de abrandamento é afetado pelo efeito desfasado de investimentos específicos ocorridos na primeira metade de 2017, que determinam uma pronunciada desaceleração intra-anual nesse ano.

O consumo privado deverá continuar a crescer de forma moderada, refletindo a melhoria no mercado de trabalho, a manutenção de níveis de confiança elevados e o crescimento contido dos salários reais, permanecendo condicionado pela necessidade de redução do nível de endividamento das famílias. Em 2018, refira-se a influência positiva do aumento do salário mínimo e de algumas medidas de aumento do rendimento das famílias incluídas no Orçamento do Estado. Ao longo do horizonte de projeção, o consumo privado (corrente e duradouro) desacelera, em linha com a evolução do rendimento disponível real. Neste contexto, antecipa-se que a taxa de poupança das famílias se mantenha em níveis historicamente baixos.

A taxa de desemprego continuará numa trajetória descendente, ficando abaixo dos 6% em 2020.

A inflação, medida pela taxa de variação do índice harmonizado de preços no consumidor (IHPC), diminuiu de 1,6% em 2017 para 1,2% em 2018, aumentando gradualmente no período 2019-20. Comparando com as projeções mais recentes para a área do euro, antecipa-se uma evolução dos preços ligeiramente inferior à projetada para a área do euro. Estes valores estão próximos dos divulgados no Boletim Económico de dezembro, havendo uma revisão em baixa em 2018, refletindo em larga medida a incorporação da informação observada para dezembro de 2017 e janeiro de 2018.

É esperada uma subida do preço do petróleo em dólares no ano de 2018, relativamente a 2017, seguida de uma diminuição em 2019 e 2020. Manter-se-á assim próximo dos 60 dólares, acima dos níveis de 2017.

## 5.2 Conjuntura Regional

### 5.2.1. Caracterização

A economia da região Norte 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 um conjunto de economias desenvolvidas do mercado europeu.

De acordo com o Programa Operacional ao Abrigo do Objetivo de Investimento no Crescimento e Emprego (anexo 5), 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 especial dinamismo do setor do turismo, que, segundo dados do último relatório trimestral Norte Conjuntura de 2017 (anexo 6), apresentou taxas de variação homólogas para dormidas superiores a 10,8% no 4º trimestre de 2017 (contra 4,6% no trimestre anterior), 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 e no aumento do bem-estar social.

Recorrendo a dados do Instituto Nacional de Estatística verificamos que o PIB *per capita* em paridade de poder de compra (PPC) na região Norte correspondia em 2004 a 63% da média da União Europeia (a 28 países), 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 2016, o PIB nacional registou um acréscimo nominal de 3,0% e real de 1,5%, sendo que na região Norte teve um crescimento acima da média nacional (3,3%).

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 2016 em que apresentou um crescimento de 3,27% para a região Norte e 2,99% a nível nacional. Ainda assim, a região Norte mantém-se como a NUTS II mais pobre do país em termos de PIB *per capita*.

No cômputo geral, desde 2000 até 2016, 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, com um crescimento na região Norte inferior ao nacional em aproximadamente 1 p.p. entre 2010 e 2015.

A taxa de desemprego nesta região tem sido também constantemente superior à verificada no país, tendo atingido um pico recente de 17,1% em 2013, tendo tido uma notória recuperação, um valor de apenas 9,8% em 2017. É notória, porém, uma convergência da



taxa de desemprego entre indivíduos do sexo feminino e masculino na região, face ao ano de 2011 (disparidade de 2,6 p.p. em 2011 e apenas 1,8 p.p. em 2017, embora se tenha atingido um mínimo de 1 p.p. em 2016).

Entre 2000 e 2016 verificou-se uma ligeira redução das assimetrias de desenvolvimento nas NUTS III da região Norte, devido a um enfraquecimento da posição relativa das sub-regiões mais desenvolvidas, nomeadamente da região com maior peso (Área Metropolitana do Porto, passando de 56,88% em 2000 para um peso de 53,38% em 2016).

Segundo o quarto relatório trimestral de 2017 Norte Conjuntura, a evolução do comércio internacional na região caracterizou-se por:

- Um peso do comércio intra-UE, em 2017, de 80% nas exportações e 81% nas importações;
- Uma menor aceleração das exportações de bens por empresas sedeadas na região em relação às exportações nacionais como um todo (7,8% contra 8,2%, no 4º trimestre de 2017);
- 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.

Esta evolução é suportada pelo comportamento das indústrias tradicionais da Região Norte:

- O volume de negócios da fabricação têxtil aumentou 3,9% no último trimestre em termos homólogos (aumento de 12,9% no mercado externo);
- No vestuário, seguindo uma tendência similar, a faturação cresceu 10,8% face ao período homólogo, refletindo o peso do mercado externo (15,3%);
- Também na indústria do couro e do calçado o volume de negócios aumentou 1,3% no último trimestre, refletido claramente pelo peso do mercado externo (8%).

Quanto ao setor da construção, verificou-se:

- Um abrandamento das licenças para construções, mas com um crescimento homólogo de 3,4%;
- Incremento de 28,1% nos fogos licenciados em construções novas para habitação em 2017, face a 2016.

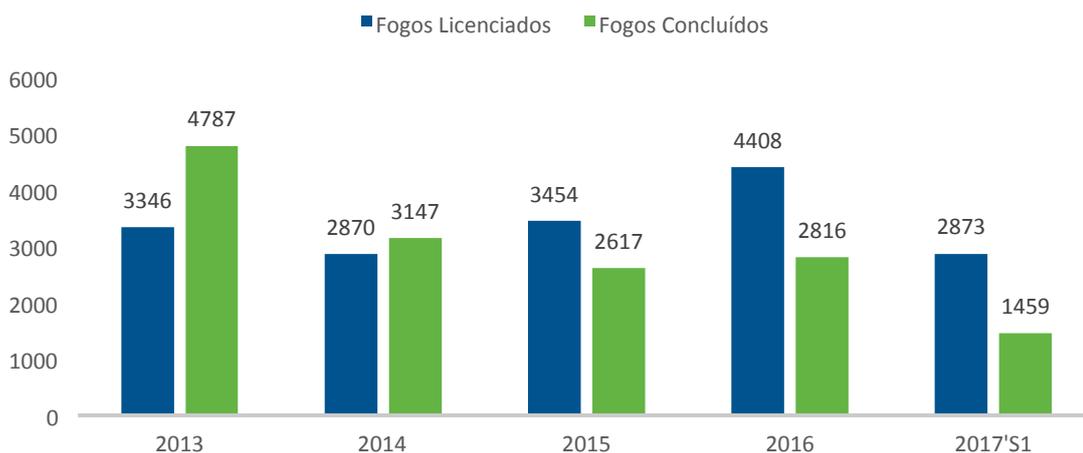


Figura 17: Nova construção em Portugal 2013-2017  
Dados do IMPIC do 1º semestre, zona Norte do país

Quanto ao crédito constatou-se:

- Uma variação homóloga de -0,9%, sendo a quebra menos acentuada desde que esta variável começou a registar variações homólogas negativas, no 2º trimestre de 2011;
- O rácio de crédito às empresas vencido diminuiu de 11,8% para 10,6%, enquanto a proporção de empresas devedoras que possuem crédito desceu de 25,3% para 24,1%.

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

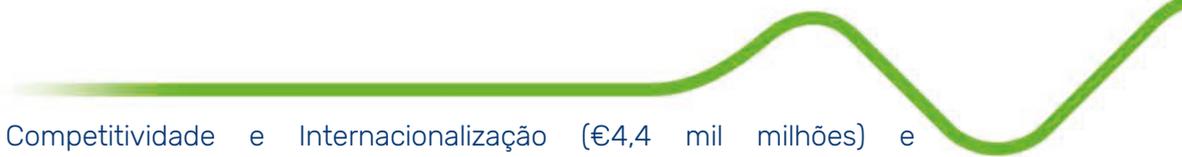
- Aumento de 10,8% em termos homólogos no 4º trimestre de 2017 nas dormidas, e 11% no número de hóspedes;
- Crescimento da capacidade de alojamento de 4,8% em termos homólogos, para um total de 3% no ano de 2017.

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

### 5.2.2. Análise prospetiva

A evolução futura da economia da região Norte 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 região Norte 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 Região Norte 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 ao final do ano de 2017 haviam sido aprovados, no âmbito do programa Norte 2020 (parte integrante do programa Portugal 2020) perto de 5000 projetos, prevendo-se um financiamento total superior a €1535M. Destes, perto de 3000 incidem concretamente em concelhos da área de concessão da Portgás, com montantes de financiamento que ultrapassam os €1000M.

Além disso, a temática da Competitividade e Internacionalização (Programa Compete 2020) permitirá a empresas dos concelhos da área de concessão obter aproximadamente €140M (considerando apenas projetos já aprovados e com montantes superiores a €5M).

O investimento na região Norte 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 região Norte, 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 é um dos que se destaca quer a nível regional quer nacional. A Água e o Ambiente assumem também, na Estratégia Nacional de Investigação e Inovação para uma Especialização Inteligente, um dos principais focos, com o objetivo de promover a transição para uma economia de baixo teor de carbono.

A Portgás alinha a sua atividade com os objetivos descritos, ao permitir o fornecimento de uma energia mais limpa que as alternativas, que permite uma poupança anual de emissões de CO<sub>2</sub> superior a 500 mil toneladas na área de concessão, equivalente às emissões anuais de 307 mil automóveis, número que corresponde sensivelmente a 30% da frota de veículos ligeiros dos 29 concelhos da área de concessão (anexo 2).





Plano de  
Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede de  
Distribuição

**portgal**  
energia

**6.**

**Previsão  
de pontos  
de abastecimento  
e energia  
veiculada**

The text is surrounded by several decorative green elements: a large, thick green line that forms a partial circle around the top and right sides of the text; a smaller green circle to the right of the word 'energia'; a green line that loops around the bottom and left sides of the text; and several small green dots and semi-circles scattered around the text.



## 6. 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 de expansão que traduzam valor para o sistema nacional de gás natural 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 5.1. Foram também consideradas as informações de conjuntura macroeconómica e regional no capítulo 5, 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.

### 6.1 Evolução do número de clientes abastecidos por nível de pressão

#### 6.1.1 Novos pontos de abastecimento ativos previstos

A penetração do gás natural nas comunidades locais terá que levar em conta 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:

- o custo da ligação à rede;
- o custo do valor aceite e das participações ao nível do mercado existente;
- o custo do gás natural em relação a outros combustíveis utilizados atualmente para aquecimento ambiente, aquecimento de águas sanitárias e cozinha;
- o custo de novos gasodomésticos;
- o 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).

Os pontos de abastecimento que se estimam captar estão, na sua maioria (89%), por infraestruturar, sendo os que permitem otimizar a utilização das infraestruturas a construir.

PA's no período	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	Σ 2019-2023
Mercado Novo	1 650	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	8 000
Mercado Existente	13 135	13 900	13 000	12 700	12 500	12 810	12 390	63 400
Conversão	10 643	11 122	10 400	10 415	10 384	10 901	10 532	52 632
Reconversão	2 076	2 431	2 081	1 778	1 611	1 393	1 365	8 228
Pequeno Terciário	416	347	519	507	505	516	493	2 540
Grande Consumo	71	43	47	43	40	56	51	237
<b>PA's no período</b>	<b>14 856</b>	<b>15 543</b>	<b>14 647</b>	<b>14 343</b>	<b>14 140</b>	<b>14 466</b>	<b>14 041</b>	<b>71 637</b>

Quadro 19: 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 cadastrável e auditável nos sistemas de informação da Portgás.

A evolução dos pontos de abastecimento reflete o investimento apresentado para o período 2019-2023 e que permitirá atingir os 400 mil pontos de abastecimento em 2021 e um total superior a 439 mil pontos de abastecimento em 2023.

PA's acumulados	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)
MP	154	154	154	154	154	154	154
BP>	1 388	1 431	1 478	1 521	1 561	1 617	1 668
BP<	351 244	366 744	381 344	395 644	409 744	424 154	438 144
<b>TOTAL</b>	<b>352 786</b>	<b>368 329</b>	<b>382 976</b>	<b>397 319</b>	<b>411 459</b>	<b>425 925</b>	<b>439 966</b>
% Crescimento	4,1%	4,4%	4,0%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%

Quadro 20: Pontos de abastecimento acumulados por nível de pressão (#)

### 6.1.2. Evolução da taxa de penetração

Como acima mencionado, o investimento proposto tem em consideração a captação de novos pontos de abastecimento por via de crescimento de rede, assim como por densificação da rede existente, ou seja, por ligação de pontos de abastecimento à rede já construída.

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 à rede de gás natural.

Esta evolução traduz um crescimento em 7pp face ao nível registado em 2017, com uma taxa de penetração ativa de 29%.

A previsão para o ano 2018 aponta para uma taxa de penetração ativa de 30%.

Taxa de Penetração	2017 R	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)
PA's Ativos (#)	352 786	368 329	382 976	397 319	411 459	425 925	439 966
Nº de fogos Concessão (k#)	1 235,8	1 235,8	1 235,8	1 235,8	1 235,8	1 235,8	1 235,8
<b>Taxa de Penetração</b>	<b>29%</b>	<b>30%</b>	<b>31%</b>	<b>32%</b>	<b>33%</b>	<b>34%</b>	<b>36%</b>

Quadro 21: Taxa de penetração (%)

### 6.1.3. Projeção de consumos de energia por tarifa

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

Na tarifa BP<, foram considerados, para todo o horizonte de projeção, os consumos unitários do ano de 2017 em cada concelho. Os incrementos de energia veiculada devem-se, então, ao aumento da base de pontos de abastecimento.

Na tarifa BP> e MP, mantêm-se os consumos unitários de 2017 para cada concelho, para os pontos de abastecimento existentes neste ano; para os novos pontos de abastecimento a captar foi efetuada uma previsão específica por ponto de abastecimento.

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 2017.

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. Por outro lado, a consideração de dados microeconómicos, secundarizando dados macroeconómicos e de conjuntura regional que, por serem otimistas, contaminariam positivamente a rentabilidade do projeto (consumo privado com incrementos superiores a 1,0% anuais e impacto dos projetos de investimento temático e regional ao abrigo do programa Portugal 2020 e outros).

<b>Energia Veiculada</b>	<b>2017 (R)</b>	<b>2018 (O)</b>	<b>2019 (P)</b>	<b>2020 (P)</b>	<b>2021 (P)</b>	<b>2022 (P)</b>	<b>2023 (P)</b>
MP	4 930	4 959	5 140	5 140	5 140	5 140	5 140
BP>	1 143	1 214	1 246	1 333	1 397	1 465	1 537
BP<	1 084	1 128	1 173	1 215	1 256	1 297	1 339
<b>TOTAL</b>	<b>7 157</b>	<b>7 301</b>	<b>7 559</b>	<b>7 688</b>	<b>7 793</b>	<b>7 903</b>	<b>8 016</b>
% Crescimento	1,4%	2,0%	3,5%	1,7%	1,4%	1,4%	1,4%

Quadro 22: Energia veiculada por nível de pressão (GWh)

<b>Volumes unitários</b>	<b>2017 (R)</b>	<b>2018 (O)</b>	<b>2019 (P)</b>	<b>2020 (P)</b>	<b>2021 (P)</b>	<b>2022 (P)</b>	<b>2023 (P)</b>
MP	32 222,0	32 201,1	33 378,0	33 378,0	33 378,0	33 378,0	33 378,0
BP>	844,7	861,5	856,7	889,0	906,3	922,3	936,0
BP<	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

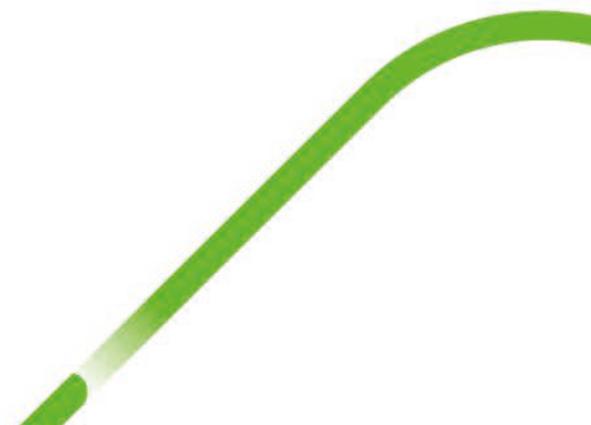
Quadro 23: Volumes unitários por nível de pressão (MWh/pontos de abastecimento)

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 setor: a crescente utilização do gás natural no setor dos transportes (gás natural veicular), a ainda reduzida penetração do aquecimento central na região Norte, o desenvolvimento de equipamentos a gás natural captando novos potenciais mercados (microgeração), a maior consciência da sociedade para as alterações climáticas, selecionando combustíveis com baixos níveis de emissão, como seja o gás natural, a disponibilização de sítios que permitam aos clientes uma escolha informada (como o site Poupa Energia da ADENE - Agência para a Energia), o impacto dos programas de eficiência energética em Portugal, exemplo da Casa Eficiente lançado recentemente pelo Governo Português, 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*), a eficiência energética do lado dos equipamentos, 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



**portgal**  
energia



# **7. Plano de investimento**



## 7. Plano de Investimento

---

### 7.1 Princípios orientadores e critérios de suporte à seleção de investimento

Os investimentos contemplados no PDIRDGN 2018 visam o desenvolvimento da rede de distribuição de gás natural da área de concessão. Estes concorrem para o objetivo de crescimento e densificação das redes de gás, permitindo 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.

O planeamento da rede deverá ter presente as obrigações constantes no Artigo 50.º do regulamento das relações comerciais (RRC), segundo o qual os operadores das redes de distribuição devem:

- Assegurar a operação das redes de distribuição de gás natural em condições técnicas e económicas adequadas;
- Propor o plano quinquenal de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição, de forma a permitir o acesso de terceiros, e gerir de forma eficiente as infraestruturas;
- Proceder à manutenção das redes de distribuição;
- Coordenar o funcionamento das redes de distribuição de forma a assegurar a veiculação de gás natural dos pontos de entrada até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos, no quadro da Gestão Técnica Global do SNGN;
- Garantir a existência de capacidade disponível de forma a permitir a realização do direito de acesso às redes, nas condições previstas no RARII, contribuindo para a segurança de abastecimento;
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis nos termos do RQS;
- Fornecer ao operador da rede de transporte, aos agentes de mercado e aos clientes as informações necessárias ao funcionamento seguro e eficiente, bem como ao desenvolvimento coordenado das diversas redes.

Para além do referido, 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 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup>, 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 m<sup>3</sup>, 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.

## 7.2. Caracterização do plano de investimento

A Portgás, como referido anteriormente, apresenta como pilar de investimento a expansão e saturação da rede de distribuição, baseada em rigorosos critérios de seleção de projetos dos investimentos 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 mais *customer centricity* permitindo uma maior interação dos clientes e partes interessadas com o operador de Redes de Distribuição.

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.

A proposta de investimento apresentada neste PDIRD está dividida em três tipologias de investimento:

Tipologia de Investimento	Âmbito	Σ 2019-2023
Investimento de Expansão	Desenvolvimento de Negócio pela captação de novos PA's	103 028
Outros investimentos em infraestruturas	Investimento de conformidade para renovação e reestruturação da rede	10 394
Outros investimentos	Investimento de conformidade por cumprimento legal e ativos de suporte	15 591
<b>TOTAL PLANO INVESTIMENTO</b>		<b>129 014</b>

Quadro 24: Tipologia de Investimento (m€)

O investimento global que a empresa considera no atual plano resume-se no quadro seguinte:

Investimento	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	Σ 2019-2023
Investimento de Expansão	18 263	19 653	19 740	20 066	20 541	21 503	21 179	103 028
Outros investimentos em infraestruturas	2 033	1 835	1 764	1 925	2 093	2 310	2 302	10 394
Outros investimentos	729	1 996	4 527	3 202	3 099	2 908	1 856	15 591
<b>TOTAL PLANO INVESTIMENTO</b>	<b>21 024</b>	<b>23 484</b>	<b>26 031</b>	<b>25 192</b>	<b>25 733</b>	<b>26 721</b>	<b>25 337</b>	<b>129 014</b>
Contadores	931	1 036	1 564	1 780	1 813	2 220	1 739	9 116
<b>TOTAL INVESTIMENTO P/ BASE ATIVOS</b>	<b>20 094</b>	<b>22 448</b>	<b>24 467</b>	<b>23 412</b>	<b>23 920</b>	<b>24 501</b>	<b>23 598</b>	<b>119 898</b>

Quadro 25: Investimento global (m€)

### 7.2.1. Investimento de Expansão

A empresa propõe-se investir um total de 103M€ para ligar cerca de 72 mil novos pontos de abastecimento no período 2019-2023. Este investimento incidirá, sobretudo, em redes de distribuição e ramais (59%) e em infraestruturação de clientes (31%).

Investimento	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	Σ 2019-2023
Rede Secundária - BP	8.404	8.503	9.035	9.327	9.602	10.451	10.424	48.838
Ramais	1.925	2.269	2.198	2.315	2.282	2.398	2.333	11.526
UAG's	-	-	-	-	300	-	-	300
<b>Rede e UAG's</b>	<b>10.329</b>	<b>10.773</b>	<b>11.233</b>	<b>11.642</b>	<b>12.183</b>	<b>12.849</b>	<b>12.757</b>	<b>60.664</b>
Mercado Novo	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	6.155	6.874	6.531	6.452	6.384	6.604	6.383	32.353
Conversão	5.321	6.023	5.632	5.640	5.623	5.903	5.703	28.500
Reconversão	566	664	619	538	487	421	413	2.477
Peq. Terciário	268	188	281	275	273	279	267	1.375
Grande Consumo	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PAs</b>	<b>6.155</b>	<b>6.874</b>	<b>6.531</b>	<b>6.452</b>	<b>6.384</b>	<b>6.604</b>	<b>6.383</b>	<b>32.353</b>
Contadores e redutores (Expansão)	641	758	773	751	735	791	761	3.811
Capitalização de Encargos de Estrutura	1.138	1.249	1.203	1.221	1.239	1.259	1.278	6.200
<b>TOTAL</b>	<b>18.263</b>	<b>19.653</b>	<b>19.740</b>	<b>20.066</b>	<b>20.541</b>	<b>21.503</b>	<b>21.179</b>	<b>103.028</b>

Quadro 26: Investimento de expansão em rede e pontos de abastecimento (m€)

Este investimento tem por base a construção de cerca de 819 km de rede secundária, assim como a captação e infraestruturação de cerca de 64 mil pontos de abastecimento.

Crescimento	u.m.	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	Σ 2019-2023
Rede Secundária - BP	mts	147 851	159 042	153 703	155 918	160 501	174 716	174 263	819 102
Ramais	#	7 044	8 370	7 710	7 986	7 873	8 266	8 042	39 877
UAG's	#	-	-	-	-	1	-	-	1
Mercado Novo	#	1 650	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	8 000
Mercado Existente	#	13 135	13 900	13 000	12 700	12 500	12 810	12 390	63 400
Conversão	#	10 643	11 122	10 400	10 415	10 384	10 901	10 532	52 632
Reconversão	#	2 076	2 431	2 081	1 778	1 611	1 393	1 365	8 228
Peq. Terciário	#	416	347	519	507	505	516	493	2 540
Grande Consumo	#	71	43	47	43	40	56	51	237
<b>PA's</b>	<b>#</b>	<b>14 856</b>	<b>15 543</b>	<b>14 647</b>	<b>14 343</b>	<b>14 140</b>	<b>14 466</b>	<b>14 041</b>	<b>71 637</b>

Quadro 27: Crescimento de rede (m) e pontos de abastecimento (#)

No que diz respeito aos contadores e redutores de expansão, o plano total de investimento ascende a 3,8 M€, traduzindo uma estimativa de cerca de 72 mil contadores e 8 mil redutores.

Contadores e redutores	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	Σ 2019-2023
Quantidade	14 785	15 626	14 600	14 300	14 100	14 410	13 990	71 400
custo unitário	35	35	37	37	37	37	37	37
<b>Contadores Expansão - "mass market"</b>	<b>513</b>	<b>541</b>	<b>542</b>	<b>531</b>	<b>524</b>	<b>535</b>	<b>520</b>	<b>2 652</b>
Quantidade	71	42	47	43	40	56	51	237
custo unitário	1 071	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800	2 800
<b>Contadores Expansão - Grande Consumo</b>	<b>76</b>	<b>118</b>	<b>132</b>	<b>120</b>	<b>112</b>	<b>157</b>	<b>143</b>	<b>664</b>
Quantidade	992	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	7 500
custo unitário	52	66	66	66	66	66	66	66
<b>Redutores</b>	<b>52</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>99</b>	<b>495</b>
<b>Total Contadores e Redutores</b>	<b>641</b>	<b>758</b>	<b>773</b>	<b>751</b>	<b>735</b>	<b>791</b>	<b>761</b>	<b>3 811</b>

Quadro 28: Contadores (expansão) e redutores

Os investimentos de expansão previstos no presente PDIRD traduzem um valor unitário por ponto de abastecimento superior a 1.400€, resultando num aumento efetivo se comparado com valores reais de 2017 (1.229€/pontos de abastecimento). Este efeito decorre de dois fatores complementares: por um lado regista-se o 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, por outro, regista-se um incremento do custo unitário de construção de rede, decorrente do aumento dos custos de operação (mão de obra; materiais; taxas de licenciamento; taxas de policiamento).

Indicadores de Investimento	u.m.	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2019-2023
Inv. Expansão / cliente	€/ #	1 229	1 264	1 348	1 399	1 453	1 486	1 508	1 438
Inv. Expansão / MWh	€/MWh	59	62	67	71	75	79	81	78
Metros de rede / cliente	m/ #	10,4	10,5	10,7	11,1	11,6	12,3	12,7	11,7
Clientes / km de rede	#/Km	96	95	93	90	86	81	78	85
Clientes / ramal	#	2,1	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,8
Custo unitário rede	€/m	56,8	53,5	58,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,6
Custo unitário ramal	€/ #	273,3	271,1	285,1	289,9	289,8	290,1	290,0	289,0
Custo unitário conversão	€/ #	505,4	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5	541,5
Custo unitário reconversão	€/ #	272,7	273,0	297,2	302,4	302,4	302,4	302,4	301,1

Quadro 29: Indicadores de investimento

Analisando o investimento, tendo em conta os volumes incrementais, verifica-se que a atual proposta incorpora um investimento de 78€ por MWh incremental para o SNGN, superior ao real de 2017 (59€/MWh incremental).

### 7.2.2. Outros investimentos de infraestruturas

No princípio de melhoria contínua a Portgás identificou um conjunto de projetos com o objetivo de incrementar a qualidade e resiliência da infraestrutura numa perspetiva de expansão, diminuição do risco de alguns subsistemas e introdução de redundâncias para alguns sistemas. Adicionalmente, dada a obsolescência de alguns ativos, identificada no âmbito da análise do Sistema de Gestão de Ativos em curso, tendo presente a evolução tecnológica e a vida útil dos diferentes ativos, foi identificada a necessidade de substituição de PRM's e a substituição de atuadores de válvulas. Os princípios subjacentes a este investimento estão assentes nos seguintes pilares: custo justificado, desempenho ótimo e risco controlado.

O investimento projetado ascende a 10,4M€ estando suportado na previsão de realização de diversos projetos, associados à reestruturação e resiliência da rede e à introdução de tecnologia na infraestrutura no âmbito do pilar Smart Gas Grid.

O incremento da resiliência da rede e a reestruturação e substituição de ativos com tecnologia obsoleta, nomeadamente PRM's de rede, em que na reestruturação destes ativos também se incrementa o nível de segurança e manutibilidade dos ativos, ascende a 3M€.

Investimento em outras infraestruturas	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	Σ 2019-2023
Reestruturação de infraestruturas	0	0	330	400	400	400	330	1 860
Resiliência da Rede	653	333	208	208	243	242	291	1 192
Contadores - reativações por rotação de clientes	200	292	249	328	329	371	372	1 649
Smart Gas Grid	0	0	0	0	105	265	265	635
Estudos e Equipamento Técnicos	509	473	283	283	278	278	278	1 400
Capitalização de Encargos	671	737	694	706	738	754	766	3 658
<b>Investimento Infraestrutura Existente</b>	<b>2 033</b>	<b>1 835</b>	<b>1 764</b>	<b>1 925</b>	<b>2 093</b>	<b>2 310</b>	<b>2 302</b>	<b>10 394</b>

Quadro 30: Investimento em outras infraestruturas (m€)

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's de 2ª classe, garantindo assim uma maior resiliência da rede no caso da ocorrência de situações anómalas, reduzindo o risco de falha de fornecimento. Por outro lado, devido a um desenvolvimento mais acelerado dos consumos em determinadas zonas, estão também previstos o reforço das redes, através de interligações, numa perspetiva não só de sustentabilidade dos subsistemas, mas também de redução do risco.

Rede no período	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)
Rede Primária - MP	-	-	-	-	-	-	-
Rede Sec. Estruturante - BP	17	21	24	27	31	35	40
<b>Total de Rede no período</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>27</b>	<b>31</b>	<b>35</b>	<b>40</b>

Quadro 31: Rede no período (kms)

Contadores (reativações)	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	Σ 2019-2023
Quantidade	11 366	17 292	13 809	18 448	18 478	20 899	20 921	92 554
Custo unitário	18	17	18	18	18	18	18	18
<b>Total Contadores (reativações)</b>	<b>200</b>	<b>292</b>	<b>249</b>	<b>328</b>	<b>329</b>	<b>371</b>	<b>372</b>	<b>1 649</b>

Quadro 32: Contadores - reativações (m€)

A rubrica de contadores que ascende a 1,6 M€ corresponde a ativações de fornecimento no âmbito de processos de baixa de contrato e novas ativações, ou seja, são ativações sobre o stock existente de pontos de abastecimento.

No âmbito da *Smart Gas Grid* o investimento ascende a 0,6 M€ devido ao reconhecimento do mérito potencial de um projeto desta natureza na sustentabilidade do sistema e o impacto no mercado e sociedade. A Portgás propõe-se a alargar progressivamente a tecnologia de smart meter a todo o setor BP>, garantindo a capitalização de vantagens claras para o SNGN:

- 
- Faturação mensal da totalidade dos consumos reais BP< (entre 10.000 e 100.000 m<sup>3</sup>/ano), reduzindo as estimativas neste segmento e ajustando a faturação ao período mensal (de referir que as leituras atualmente para esta tipologia de clientes têm periodicidade mensal), com vantagens para os clientes, comercializadores, ORD e GTG
  - Melhoria dos Balanços da infraestrutura, capitalizando informação disponível através dos sistemas de informação, com vantagens para os comercializadores, ORD e GTG
  - Melhoria da adequabilidade da cadeia de medida pela existência de dados horários e integração dos mesmos nos modelos de rede com vantagens para os clientes, comercializadores, ORD e GTG
  - Incremento do controlo antifraude nesta tipologia de clientes, com incremento de rigor e responsabilização dos diferentes atores do SNGN
  - 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, com vantagens para os clientes, comercializadores, ORD e GTG
  - Diminuição da “energia em contador”, tornando o fecho de contas mensal mais ajustado à realidade, com vantagens para os clientes, comercializadores, ORD e GTG
  - Melhoria dos perfis de consumo dos clientes do BP<, ao segregar de forma real os consumos não domésticos, com vantagens para os clientes, comercializadores, ORD e GTG
  - Melhoria das previsões de energia veiculada no global, melhoria das previsões nos clientes domésticos e melhor ajustamento a variáveis externas como a temperatura ambiente;

No que toca ao setor BP< o desenvolvimento de um projeto piloto smart meter que permita caracterizar este segmento, através do dimensionamento de uma amostra representativa da concessão, permite a obtenção de dados que, por um lado incrementam o rigor na gestão dos balanços físicos e, por outro lado capacita a ERP – Entidade Responsável pelas Previsões e, por via desta, os comercializadores de informação muito útil para as atividades de gestão e caracterização do setor.

As preocupações com a segurança (na perspectiva de safety and security) dos ativos técnicos tem vindo a ganhar preponderância nas utilities. Neste contexto a Portgás pretende incrementar o atual projeto de gestão de acessos, baseado numa plataforma informática e chaves eletrónicas de acesso, do ativo UTR – Unidade de Transmissão remota também aos PRM’s de rede, assegurando a preparação dos sistemas com tecnologia que permita limitar o acesso a esta tipologia de ativo e em paralelo controlar os acessos permitidos, rastreando e em paralelo hierarquizando os mesmos (conceito de perfis de acesso).

### 7.2.3. 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 15,6M€.

<b>Outros Investimentos</b>	<b>2017 (R)</b>	<b>2018 (O)</b>	<b>2019 (P)</b>	<b>2020 (P)</b>	<b>2021 (P)</b>	<b>2022 (P)</b>	<b>2023 (P)</b>	<b>Σ 2019-2023</b>
Contadores - Renovação por imposição legal	195	395	542	702	749	1 058	606	3 656
Sistemas de Informação	432	1 200	3 435	2 000	2 000	1 500	1 000	9 935
Edifícios e Equip. Transporte	102	401	550	500	350	350	250	2 000
<b>TOTAL</b>	<b>729</b>	<b>1 996</b>	<b>4 527</b>	<b>3 202</b>	<b>3 099</b>	<b>2 908</b>	<b>1 856</b>	<b>15 591</b>

Quadro 33: Desagregação de outros investimentos (m€)

No que se refere à rubrica de contadores, como consequência da necessidade de renovação por imperativo legal aos 20 anos, o investimento total no período de 2019 a 2023 ascende a 3,7 M€, correspondente à substituição de pouco mais de 98 mil contadores, por atingirem o referido limite de idade.

<b>Contadores (Imp. Legal)</b>	<b>2017 (R)</b>	<b>2018 (O)</b>	<b>2019 (P)</b>	<b>2020 (P)</b>	<b>2021 (P)</b>	<b>2022 (P)</b>	<b>2023 (P)</b>	<b>Σ 2019-2023</b>
Quantidade	5 913	11 416	14 590	18 887	20 163	28 480	16 304	98 424
Custo unitário	33	35	37	37	37	37	37	37
<b>Total Contadores (Imp. Legal)</b>	<b>195</b>	<b>395</b>	<b>542</b>	<b>702</b>	<b>749</b>	<b>1 058</b>	<b>606</b>	<b>3 656</b>

Quadro 34: 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 9,9M€ 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, sensorização, 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 níveis de exigência em 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 2M€.

O investimento em edifícios assenta em necessidades de integração e transformação de atividades da empresa, nomeadamente de atendimento de clientes, implicando uma otimização na utilização de instalações próprias para a prestação de serviços ao público. 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, serão realizados trabalhos de atualização, garantindo 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.

#### 7.2.4. Avaliação técnico-económica

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

A TIR é calculada tendo em conta a extensão de rede que se planeie construir, o número de pontos de abastecimento potenciais e os volumes que os mesmos possam aportar 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 0,5 TWh a partir do ano de cruzeiro de 2024 (ano em que todos os pontos de abastecimento captados estarão a consumir 12 meses no ano).

Energia Veiculada Adicional	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2024 (P)
MP	-	-	-	-	-	-
BP>	55	142	206	274	346	381
BP<	21	63	105	146	187	208
<b>TOTAL</b>	<b>76</b>	<b>205</b>	<b>310</b>	<b>420</b>	<b>534</b>	<b>589</b>

Quadro 35: Energia veiculada adicional (GWh)

A projeção da receita gerada considera as tarifas URD em vigor para o ano gás 2017-2018, 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 e a rentabilidade obtida, medida pela TIR (RoR de 6,65% de acordo com tarifas 17-18). Os



valores de tarifa considerados por este método são 34,76 €/MWh para BP<, 13,12 €/MWh para BP> e 2,24 €/MWh para MP.

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

Por prémio entende-se o diferencial entre a TIR do projeto e a RoR, que sendo positiva 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 permite concluir que o projeto apresentado neste PDIRDGN tem um impacto positivo no SNGN – prémio de 1,76pp, impacto esse proporcional ao número de clientes, acima dos apresentados, que for possível captar com as novas infraestruturas.

Foram avaliados 29 projetos de investimento, um por cada concelho da concessão, e um projeto agregador para o total da concessão.

Distrito	Concelho	2024			Tarifas 17-18		
		CAPEX m€	PAs #	Volume MWh	TIR %	RoR %	Prémio %
BRAGA	Barcelos	5 722	4 049	40 212	12,48%	6,65%	5,83pp
	Braga	6 379	4 545	32 598	9,56%	6,65%	2,92pp
	Esposende	3 076	2 216	11 966	6,71%	6,65%	0,06pp
	Fafe	4 880	3 528	16 089	6,66%	6,65%	0,02pp
	Guimarães	6 394	4 274	44 236	12,60%	6,65%	5,96pp
	Vila Nova de Famalicão	5 540	3 909	86 285	40,07%	6,65%	33,42pp
	Vila Verde	3 051	2 179	22 383	12,14%	6,65%	5,49pp
PORTO	Vizela	2 410	1 774	8 476	7,10%	6,65%	0,45pp
	Felgueiras	2 463	1 782	9 747	6,98%	6,65%	0,33pp
	Gondomar	4 884	3 553	17 976	6,81%	6,65%	0,17pp
	Lousada	2 463	1 777	19 072	12,14%	6,65%	5,49pp
	Maia	2 307	1 549	12 057	10,97%	6,65%	4,32pp
	Matosinhos	2 601	1 817	16 856	14,12%	6,65%	7,47pp
	Paços de Ferreira	1 996	1 423	15 048	11,85%	6,65%	5,20pp
	Paredes	2 463	1 777	9 672	7,45%	6,65%	0,81pp
	Penafiel	2 009	1 426	34 132	31,84%	6,65%	25,19pp
	Porto	5 048	3 558	23 894	13,32%	6,65%	6,67pp
	Póvoa de Varzim	4 806	3 502	21 179	7,00%	6,65%	0,35pp
	Santo Tirso	1 771	1 211	12 736	13,68%	6,65%	7,04pp
	Trofa	1 417	974	14 959	16,93%	6,65%	10,29pp
	Valongo	3 440	2 490	11 964	6,78%	6,65%	0,13pp
	Vila do Conde	4 631	3 024	19 479	7,18%	6,65%	0,53pp
	Vila Nova de Gaia	6 103	4 274	30 847	9,65%	6,65%	3,01pp
	Viana do Castelo	Caminha	4 059	2 957	8 551	4,61%	6,65%
Paredes de Coura		1 491	501	1 318	0,33%	6,65%	-6,32pp
Ponte de Lima		1 784	1 273	12 098	11,52%	6,65%	4,87pp
Valença		1 486	1 052	8 487	11,97%	6,65%	5,32pp
Viana do Castelo		6 490	4 714	22 181	6,66%	6,65%	0,01pp
	Vila Nova de Cerveira	951	529	4 190	7,49%	6,65%	0,85pp
<b>Infraestruturas Existentes</b>		<b>9 123</b>					
<b>Outros Investimentos</b>		<b>13 604</b>					
<b>Contadores</b>		<b>4 172</b>					
<b>CONCESSÃO</b>		<b>129 014</b>	<b>71 637</b>	<b>588 686</b>	<b>8,41%</b>	<b>6,65%</b>	<b>1,76pp</b>

Quadro 36: Resumo operacional e rentabilidade por concelho, com tarifas do ano-gás 15-16

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 2023 – ano 2024 como cruzeiro, onde os pontos captados consumirão integralmente durante um ano.

O valor agregado da rentabilidade do plano 2019-2023 considera todos os pontos e volumes captados 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 Portgás no exercício do serviço público que lhe foi conferido pelo 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 27 concelhos, excetuando-se apenas dois: Caminha e Paredes de Coura, com contributos desfavoráveis para SNGN, explicados pela fase inicial destes projetos de desenvolvimento e também pelas características socioeconómicas destas duas regiões:

- Paredes de Coura: início do investimento projetado para 2021 com a instalação de uma UAG, sendo que a partir de 2022 iniciar-se-á o abastecimento em gás natural com a ligação dos primeiros pontos de abastecimento (ver ficha de projeto para o concelho – anexo 1 pág. 120);
- Caminha: projeto de abastecimento recente – início da ligação de pontos de abastecimento em 2016, pelo que ainda em fase de crescimento para a maturidade. Contudo, aplica-se aqui o princípio da equidade regional (ver ficha de projeto para o concelho – anexo 1 pág. 109).

Não obstante, os projetos apresentados nestes concelhos merecerão 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.

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



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

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

A cada indicador 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 muito elevada (>5) 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 6 (apenas 1 com diferença > 10) dos 29 concelhos da concessão.

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

Distrito	Concelho	Ranking to Invest											Dif Rank	
		Fogos / Via P		Atratividade		CAPEX		Cons. Unit. BP<		RANK		CAPEX		
		F/V [1]	Pontos	Ordem	Pontos	Inv/PA	Pontos	c.u. BP<	Pontos	Score	Rank	Invest		Rank
PA/F	#	PA/F	#	€/PA	#	c.u.	#	#	#	m€	#	#		
BRAGA	Barcelos	22	6	5	25	1446	7	2,85	17	55	18	5 722	5	13
	Braga	60	22	2	28	1435	13	2,96	21	84	2	6 379	3	(1)
	Esposende	36	13	14	16	1422	19	2,36	3	51	19	3 076	14	5
	Fafe	25	7	9	21	1410	23	2,82	16	67	13	4 880	9	4
	Guimarães	40	16	3	27	1441	9	3,08	25	77	6	6 394	2	4
	Vila Nova de Famalicão	35	12	6	24	1443	8	3,18	26	70	12	5 540	6	6
	Vila Verde	19	5	15	15	1429	16	2,58	6	42	25	3 051	15	10
	Vizela	39	15	20	10	1380	29	2,91	18	72	9	2 410	20	(11)
	Felgueiras	29	8	18	12	1416	20	2,45	4	44	24	2 463	18	6
	Gondomar	88	25	8	22	1401	26	2,64	10	83	3	4 884	8	(5)
PORTO	Lousada	29	9	17	13	1413	21	2,28	2	45	22	2 463	17	5
	Maia	86	24	21	9	1497	3	3,41	27	63	14	2 307	21	(7)
	Matosinhos	111	28	16	14	1466	5	3,48	28	75	8	2 601	16	(8)
	Paços de Ferreira	44	17	23	7	1429	17	2,49	5	46	21	1 996	23	(2)
	Paredes	37	14	19	11	1412	22	2,65	11	58	16	2 463	19	(3)
	Penafiel	44	18	22	8	1441	11	2,91	19	56	17	2 009	22	(5)
	Porto	202	29	7	23	1433	14	5,22	29	95	1	5 048	7	(6)
	Póvoa de Varzim	63	23	10	20	1396	28	2,18	1	72	9	4 806	10	(1)
	Santo Tirso	47	20	25	5	1497	4	2,97	22	51	19	1 771	25	(6)
	Trofa	47	19	27	3	1498	2	2,67	13	37	27	1 417	27	(1)
Viana do Castelo	Valongo	96	26	13	17	1410	24	2,73	15	82	5	3 440	13	(8)
	Vila do Conde	50	21	11	19	1423	18	2,69	14	72	9	4 631	11	(2)
	Vila Nova de Gaia	98	27	4	26	1441	10	2,92	20	83	3	6 103	4	(1)
	Caminha	30	11	12	18	1397	27	2,63	7	63	14	4 059	12	2
	Paredes de Coura	17	2	28	2	2 997	1	2,63	7	12	29	1 491	28	3
	Ponte de Lima	14	1	24	6	1430	15	3,01	23	45	22	1 784	24	(2)
	Valença	18	4	26	4	1446	6	3,05	24	38	26	1 486	26	(1)
Viana do Castelo	29	10	1	29	1402	25	2,67	12	76	7	6 490	1	6	
Vila Nova de Cerveira	18	3	29	1	1436	12		7	23	28	951	29	(1)	

Quadro 38: Resultados da metodologia de seriação aplicada

#### 7.2.4.1 Impacto do plano de investimento proposto nas tarifas

Considerando a proposta de tarifas para o ano gás 2018-2019 e o plano de investimento proposto no âmbito do PDIRDGN 2018 pela Portgás, prevê-se uma rentabilidade de 7,64% no global da concessão. Tendo em consideração que a RoR é de 5,86% conclui-se que o investimento proposto trará benefícios para o SNGN na exata medida da diferença entre a rentabilidade do projeto e a RoR, isto é, 1,78pp acima da remuneração do sistema (RoR).

Para além da comparação de rentabilidade, será útil ainda evidenciar o efeito positivo e direto na remuneração média por unidade veiculada (RMUV):

##### 7,64% TIR para 5,86% RoR

Receita Volumes Veiculados Adicionais	303 158 264
Custo Capital	(246 902 817)
<b>Diferença:</b>	<b>56 255 447</b>
Remun RND	5 269 804 737
Valor Liberto	(56 255 447)
	<b>5 213 549 290</b>
Volume	749 373 936
"Tarifa" Média (RMUV) com PDIRD GN 19-23	6,96
"Tarifa" Média (RMUV) sem PDIRD GN 19-23	7,18
Variação Tarifa	-3%

Quadro 39: Apuramento da "Tarifa" média (RMUV)

Verificando o total de remuneração da RND em 2019 considerada na proposta de tarifas 2018-2019, e atualizando os cálculos até 2047 (período da concessão Portgás), estima-se uma remuneração da RND de cerca de 5.270 M€.

O PDIRDGN 2018 proposto gera fundos na ordem dos 56M€, correspondentes à diferença entre o total da receita obtida via veiculação de gás natural, suportada no adicional de investimento proposto, e a remuneração desse ativo (entre 2017 e 2047). Esta diferença reflete a comparação entre a TIR do plano e a RoR do SNGN para a RND (prémio).

A remuneração média por unidade veiculada esperada, para o período de 2017-2047, é de 6,96 €/MWh, sendo este valor sem o PDIRD de 7,18€/MWh (variação de 3%).

#### 7.2.5. Impacto nos proveitos permitidos dos outros investimentos de infraestruturas

A Portgás considera ser importante efetuar uma análise adicional aos outros investimentos de infraestruturas, pelo impacto dos mesmos sobre o SNGN. Sendo estes projetos impulsionados por objetivos de natureza técnica, de garantia de segurança e fiabilidade de abastecimento, associados ao cumprimento legal e regulamentar, bem como às obrigações decorrentes do contrato de concessão, importa completar as análises anteriormente efetuadas como o impacto direto destes investimentos efetivamente sobre o SNGN, de forma independente dos investimentos de expansão projetados, nomeadamente:

- investimentos em outras infraestruturas: 10,4M€;
- investimentos em renovação de contadores por imposição legal – 1,7M€ (só a parte de RAB),

A análise assentou no racional de avaliar o impacto nos proveitos permitidos (PP) da concretização exclusiva destes investimentos no período 2019-2023 – cenário “PDIRDGN 2018”, comparando com um cenário de evolução dos proveitos permitidos, se não se registasse qualquer investimento no mesmo período – “cenário as is”.



Gráfico 2: Evolução proveitos permitidos em dois cenários de investimento

Os PP/MWh para o período de 2019 a 2024 sofrem um impacto muito reduzido pelos outros investimentos de infraestruturas se comparado com o PP/MWh sem qualquer investimento adicional para além do efetuado até 2018 (0,12€/MWh em 2024).

### 7.2.6. Análises de sensibilidade

Foram efetuados dois testes de sensibilidade ao PDIRD GN 2018, 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;
- tarifas da Proposta de Tarifas para 2018-2019.

#### 7.2.6.1. Análise de sensibilidade ao consumo unitário

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

	Var. Vol. Unit. PDIRD GN 19-23		
	-2%	PDIRD GN	+2%
TIR	8,18%	8,41%	8,65%
RoR	6,65%	6,65%	6,65%
Prémio	1,53pp	1,76pp	2,00pp

Quadro 40: Análise de sensibilidade da rentabilidade em relação ao volume unitário

As variações na TIR por variações no consumo unitário assumido para período de PDIRD GN são reduzidas, não colocando em risco a bondade económica do plano apresentado, sendo o prémio para o SNGN sempre superior a 1,5pp.

## 7.2.6.2. Análise de sensibilidade à proposta de tarifas 2018-2019

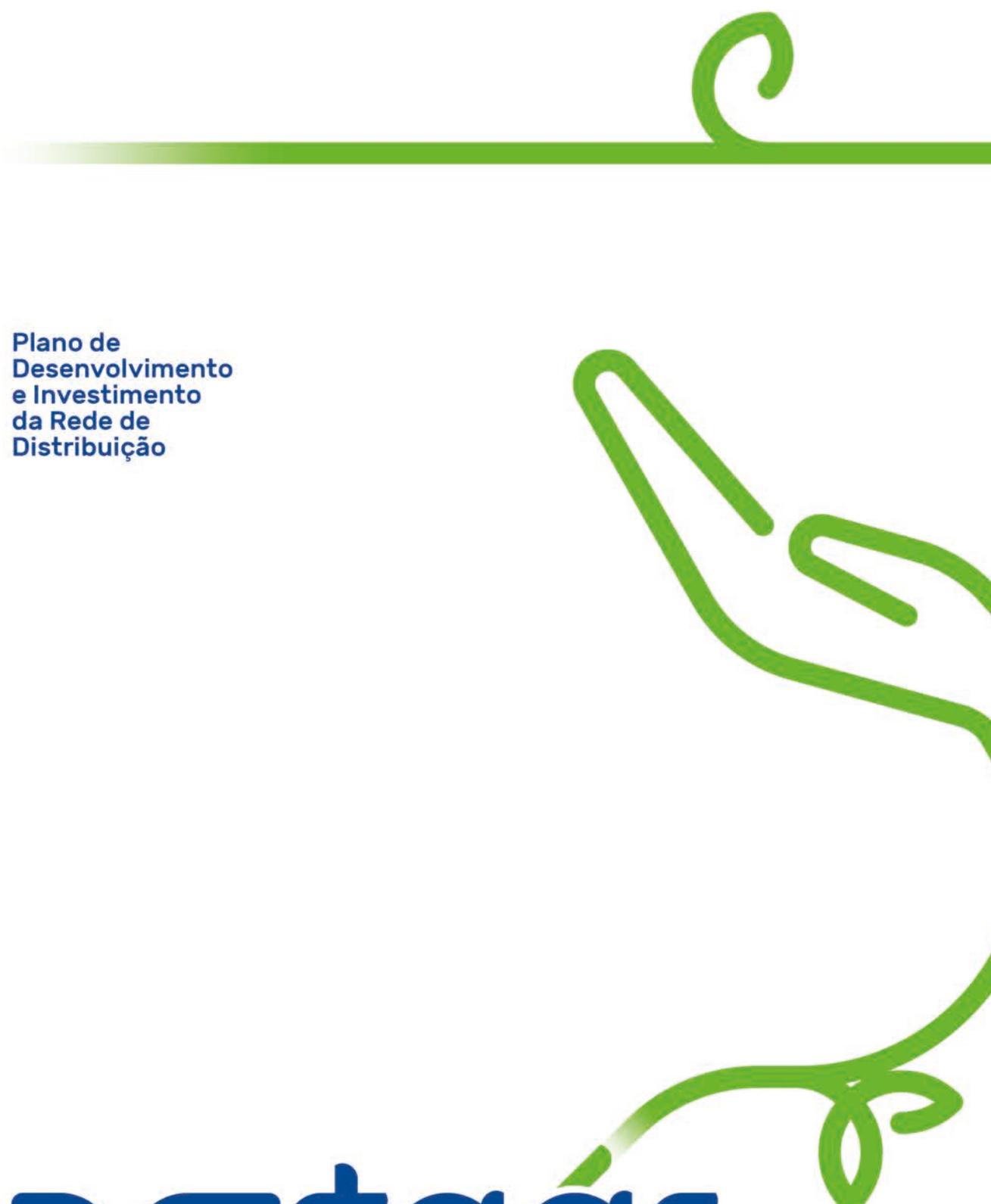
Da análise de sensibilidade à incorporação da Proposta de Tarifas para 2018-19 observa-se uma redução das TIR por concelho e no total da concessão, acompanhando naturalmente a evolução em baixa da RoR proposta para esse período - 5,86%, mas mantendo prémio acima dos 1,7pp. Pode-se, portanto, concluir que o investimento proposto pela empresa não se encontra em risco pela introdução das tarifas propostas para ano gás 2018-2019.

Distrito	Concelho			2024	Proposta de Tarifas 18-19		
		CAPEX m€	PAs #	Volume MWh	TIR %	RoR %	Prémio %
BRAGA	Barcelos	5 722	4 049	40 212	11,50%	5,86%	5,63pp
	Braga	6 379	4 545	32 598	8,67%	5,86%	2,80pp
	Esposende	3 076	2 216	11 966	5,97%	5,86%	0,11pp
	Fafe	4 880	3 528	16 089	5,86%	5,86%	-0,01pp
	Guimarães	6 394	4 274	44 236	11,60%	5,86%	5,73pp
	Vila Nova de Famalicão	5 540	3 909	86 285	36,78%	5,86%	30,91pp
	Vila Verde	3 051	2 179	22 383	11,23%	5,86%	5,36pp
PORTO	Vizela	2 410	1 774	8 476	6,27%	5,86%	0,40pp
	Felgueiras	2 463	1 782	9 747	6,22%	5,86%	0,36pp
	Gondomar	4 884	3 553	17 976	6,04%	5,86%	0,17pp
	Lousada	2 463	1 777	19 072	11,27%	5,86%	5,41pp
	Maia	2 307	1 549	12 057	9,95%	5,86%	4,08pp
	Matosinhos	2 601	1 817	16 856	12,89%	5,86%	7,03pp
	Paços de Ferreira	1 996	1 423	15 048	10,98%	5,86%	5,11pp
	Paredes	2 463	1 777	9 672	6,64%	5,86%	0,78pp
	Penafiel	2 009	1 426	34 132	29,77%	5,86%	23,90pp
	Porto	5 048	3 558	23 894	11,96%	5,86%	6,09pp
	Póvoa de Varzim	4 806	3 502	21 179	6,29%	5,86%	0,43pp
	Santo Tirso	1 771	1 211	12 736	12,60%	5,86%	6,74pp
	Trofa	1 417	974	14 959	15,84%	5,86%	9,98pp
	Valongo	3 440	2 490	11 964	5,98%	5,86%	0,12pp
	Vila do Conde	4 631	3 024	19 479	6,44%	5,86%	0,58pp
Vila Nova de Gaia	6 103	4 274	30 847	8,75%	5,86%	2,88pp	
Viana do Castelo	Caminha	4 059	2 957	8 551	3,87%	5,86%	-2,00pp
	Paredes de Coura	1 491	501	1 318	-0,03%	5,86%	-5,90pp
	Ponte de Lima	1 784	1 273	12 098	10,59%	5,86%	4,73pp
	Valença	1 486	1 052	8 487	10,89%	5,86%	5,03pp
	Viana do Castelo	6 490	4 714	22 181	5,87%	5,86%	0,01pp
	Vila Nova de Cerveira	951	529	4 190	6,77%	5,86%	0,90pp
<b>Infraestruturas Existentes</b>		<b>9 123</b>					
<b>Outros Investimentos</b>		<b>13 604</b>					
<b>Contadores</b>		<b>4 172</b>					
<b>CONCESSÃO</b>		<b>129 014</b>	<b>71 637</b>	<b>588 686</b>	<b>7,64%</b>	<b>5,86%</b>	<b>1,78pp</b>

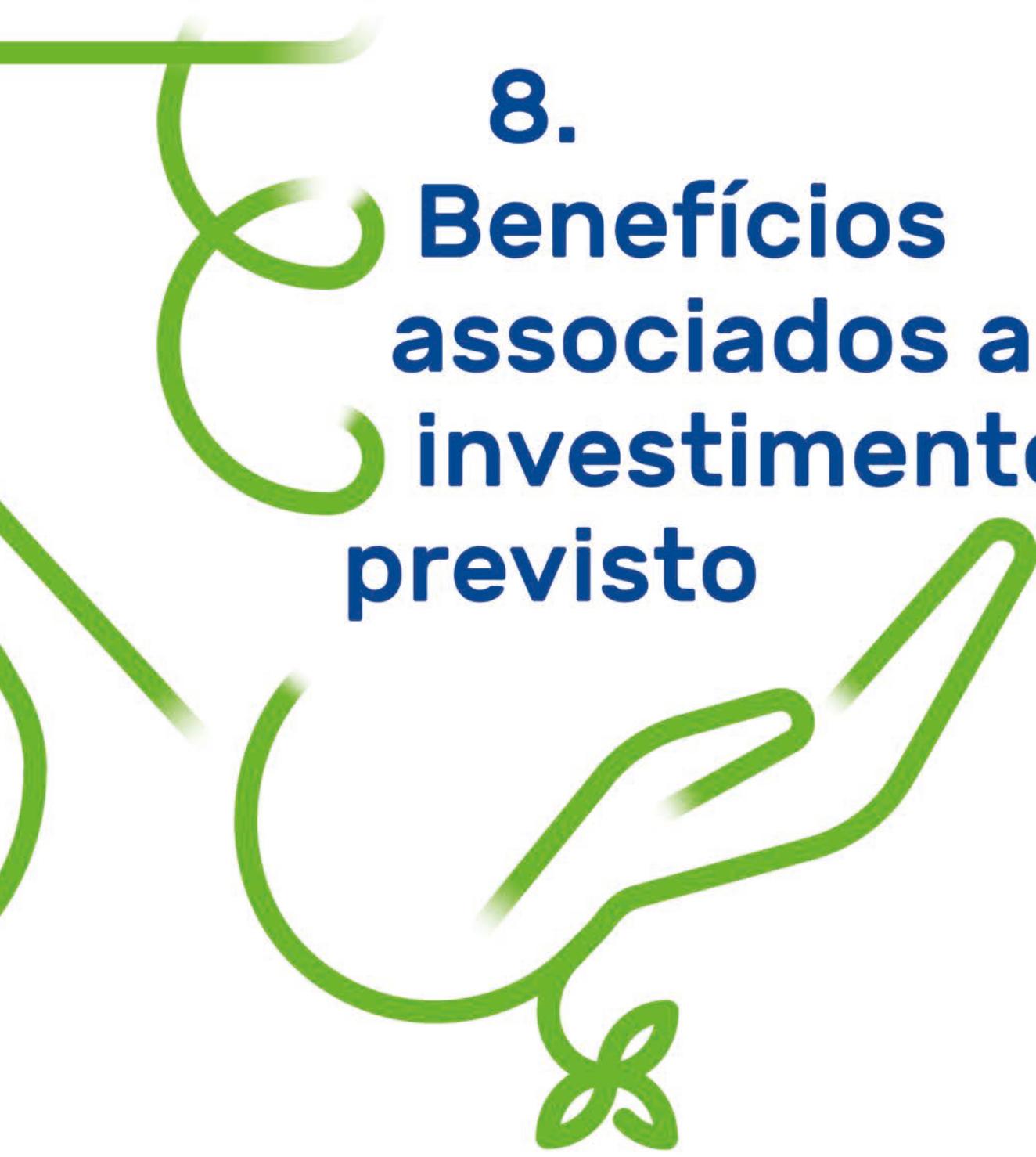
Quadro 41: Resumo operacional e rentabilidade por concelho, com proposta de tarifas para ano-gás 18-19



Plano de  
Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede de  
Distribuição

A decorative green vine graphic starts at the top right, curves left, then down, then right, and finally down again, ending near the 'energia' text. It has several loops and leaf-like shapes.

**portgal**  
energia

A decorative green vine graphic on the left side of the page, featuring a horizontal line at the top that curves downwards and then loops back up, with several smaller loops and a leaf-like shape at the bottom.

**8.**

**Benefícios  
associados ao  
investimento  
previsto**



## 8. Benefícios associados ao investimento previsto

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

- A ligação de 439 mil pontos no final do período (taxa de crescimento anual de 4%), energia veiculada de 8,0 TWh e crescimento da infraestrutura de 838 km (taxa de crescimento anual de 3%);
- O incremento da taxa de densificação sobre o *stock* de pontos de abastecimento para os 82 PA/km de rede em 2023 (86 PA/km no período);
- O início do projeto de Paredes de Coura em 2021.

De salientar que a execução dos projetos a que nos propomos realizar trará benefícios nos mais diversos âmbitos e para os diversos *stakeholders*, nomeadamente porque o gás natural é um produto que apresenta inequívocas vantagens energéticas sendo:

- um combustível ecológico (redução de 60 kton CO<sub>2</sub>)
- económico (redução da fatura energética das famílias e pequenos negócios de 28 M€ M€)
- seguro e infraestrutura resiliente (tempo médio histórico de interrupção anual por cliente inferior a 3 min), garantindo praticamente a ininterruptibilidade no fornecimento de energia, aspeto crítico em muitos dos processos produtivos e outras atividades económicas.

---

### 8.1 Enquadramento do setor de gás natural

O atual contexto energético particularmente desafiante implica uma reflexão profunda na conceção de um plano que permita encontrar os melhores *drivers* de desenvolvimento, abordagem ao mercado e respetivos segmentos, tendo em conta as alterações estruturais e holísticas com impacto que se vislumbram. As alterações climáticas, a legislação e regulamentação, a tecnologia, a descarbonização da economia, a definição de targets para as energias provenientes de fontes renováveis, e, obriga ao desenvolvimento de estratégias e caminhos que permitam níveis de investimento que alinhem a perspetiva acionista e a sustentabilidade e o desenvolvimento do sistema nacional de gás natural.

Entre os combustíveis fósseis mais usados (gás natural, petróleo e carvão), o gás natural é, sem margem de dúvida, o combustível com maior aceleração de consumo na história recente. Este facto decorre sobretudo da crescente preocupação ambiental (emissões de gases que acentuam o efeito de estufa e outros danosos para a saúde humana) que tem levado os países a substituir o carvão pelo gás natural e pela queda do preço do gás natural devido à exploração do *shale gas* ou “gás de xisto”, levando ao aumento da oferta nos mercados internacionais (nomeadamente o mercado norte-americano), assim como de fontes endógenas (exemplo do biometano).



Em 2015 a Organização das Nações Unidas (ONU) aprovou a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, apresentando 17 objetivos que incluem temas como o combate à pobreza, educação, igualdade de género, defesa do meio ambiente e energia (entre outros).

A energia assume um papel de destaque na Agenda 2030, uma vez que é o principal responsável pelas alterações climáticas, representando 60% das emissões totais de gases de efeito de estufa.

Em 2016, entrou em vigor o Acordo de Paris para as alterações climáticas, abordando a necessidade de limitar o aumento das temperaturas globais. Os governos, as empresas e a sociedade civil, juntamente com a ONU, mobilizam esforços para alcançar a Agenda de Desenvolvimento Sustentável até 2030. Universal, inclusiva e indivisível, a Agenda exige ação de todos os países para melhorar a vida das pessoas em todos os lugares.

Sabendo que as boas intenções das Agendas e Acordos internacionais nem sempre são cumpridas, a *International Energy Agency* (IEA) define vários cenários possíveis para o setor da energia até 2040. De acordo com a IEA, o cumprimento das metas da ONU dificilmente será conseguido, pelo que o cenário mais realista que tem em conta as políticas atuais e anunciadas (designado de *New Policies Scenario*) não terá como consequência a redução de emissões necessárias. Uma forma de materializar o cenário que permite atingir as metas propostas em 2040, designado de *Sustainable Development Scenario*, seria através das seguintes variáveis<sup>3</sup>:

- Procura adicional de 580 bcm de gás natural;
- Duplicar a eficiência energética;
- Capacidade global de energia solar fotovoltaica de 3.250 GW;
- 875 milhões de veículos elétricos.

Segundo a IEA, para conseguir os objetivos referidos anteriormente é necessário um investimento adicional de apenas 15%, com dois terços do investimento alocado à geração elétrica e redes. A figura seguinte evidencia as diferenças entre os dois cenários.

---

<sup>3</sup> [World Energy Outlook 2017 launch presentation, IEA, 2017](#)

## GLOBAL CO<sub>2</sub> EMISSIONS BY SCENARIO

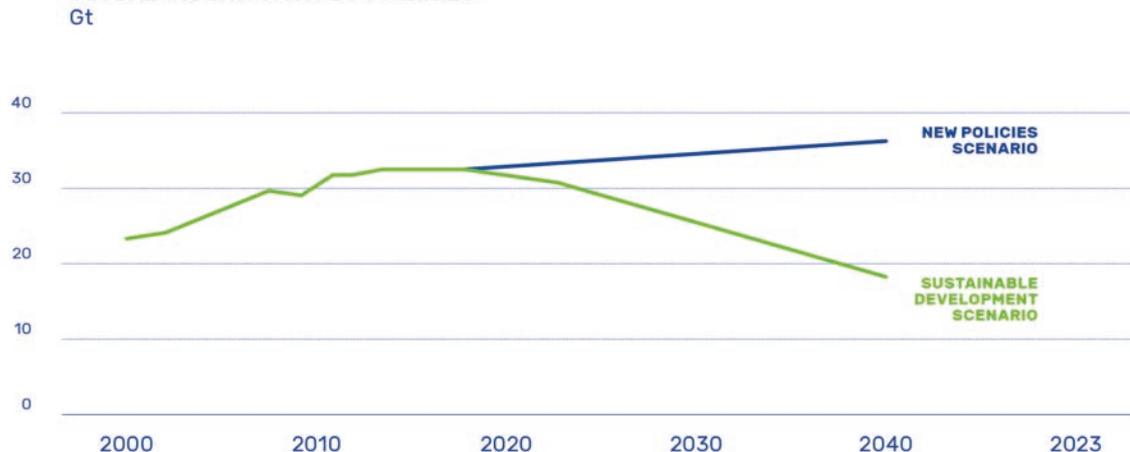


Figura 18: Emissões de CO<sub>2</sub> segundo o New Policies Scenario e o Sustainable Development Scenario

### 2050 Energy strategy



### Energy Roadmap

The European Commission's 2011 Energy Roadmap set out four main routes to a more sustainable, competitive and secure energy system in 2050: energy efficiency, renewable energy, nuclear energy, and carbon capture and storage. It combined these routes in different ways to create and analyse seven possible scenarios for 2050.

#### Conclusions of the analysis:

- Decarbonising the energy system is technically and economically feasible. In the long run, all scenarios that achieve the emissions reduction target are cheaper than the continuation of current policies.
- Increasing the share of renewable energy and using energy more efficiently are crucial, irrespective of the particular energy mix chosen.
- Early infrastructure investments cost less, and much of the infrastructure in the EU built 30 to 40 years ago needs to be replaced anyway. Immediately replacing it with low-carbon alternatives can avoid more costly changes in the future. According to the International Energy Agency, investments in the power sector made after 2020 would cost 4.3 times as much as those made before 2020.
- A European approach is expected to result in lower costs and more secure energy supplies when compared to individual national schemes. With a common energy market, energy can be produced where it is cheapest and delivered to where it is needed.

### c) O gás desempenha um papel fundamental na transição

**O gás será essencial para a transformação do sistema energético.** A substituição do carvão (e do petróleo) por gás a curto e médio prazo poderia contribuir para reduzir as emissões com as tecnologias existentes, pelo menos, até 2030 ou 2035.

Figura 19: 2050 Energy Strategy – EU

No *Roadmap* da Estratégia Energética Europeia para 2050 o gás natural ocupa o seu papel fundamental na transição, mesmo com a potencial redução indicada de até 25% no setor doméstico, mais uma vez devido à introdução de medidas de eficiência energética, apresentando-se como alternativa energética de valor para outros setores, nomeadamente no não doméstico.

Um dos *drivers* da sustentabilidade do setor é indubitavelmente o Biometano que, segundo a IEA, terá um futuro promissor, também com utilização ao nível dos transportes pesados (GNC e GNL). Este recurso endógeno permite a reutilização e valorização económica de recursos, assumindo-se simultaneamente como uma solução para a descarbonização (evita a libertação de metano para a atmosfera, com efeitos 21 vezes mais nocivos do que o dióxido de carbono) e para a eficiente gestão de resíduos (potencia um ciclo virtuoso que permite a reutilização de recursos – Economia Circular), garantindo a sustentabilidade dos investimentos realizados no SNGN.

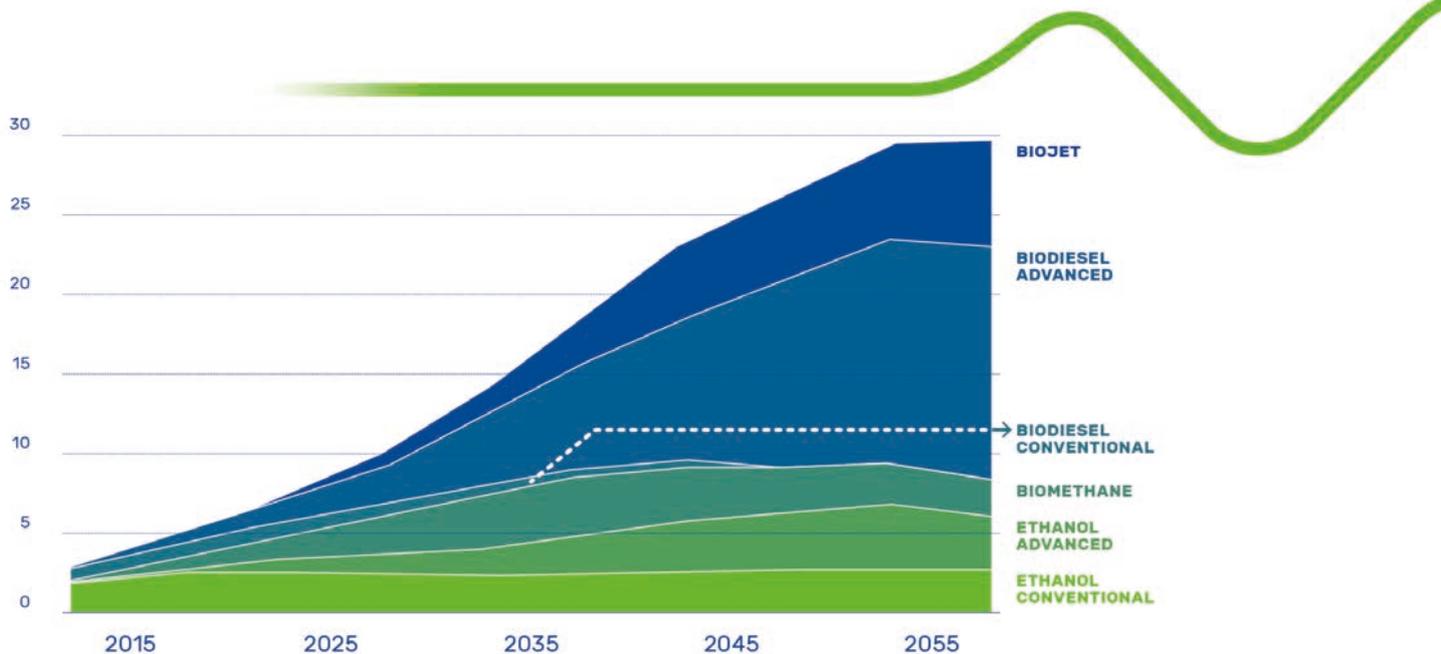


Figura 20: Projeção da utilização global de biocombustíveis [IEA4]

Um dos principais impulsionadores europeus deste recurso endógeno, com forte impacto na sustentabilidade dos negócios regulados do setor gasista, é a França com um objetivo ambicioso de substituir 10% de todo o gás natural veiculado nas redes por biometano até 2030, representando 30 TWh/ano (recorde-se mais do que todo o consumo dos ORD's em Portugal que se cifra em torno dos 25 TWh/ano).

## 8.2. Previsão do setor no médio-longo prazo

A ERSE publicou em fevereiro de 2016 um documento intitulado “Parecer à Proposta do Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o Período de 2016 – 2025 (PDIRGN 2015)”, onde revê em baixa a procura de gás natural, face aos números dos PDIRGN 2013 que tiveram por base o RMSA-GN 2014. Segundo este documento, a procura cai 22 % em média no cenário base e 20 % nos cenários de segurança de abastecimento para a totalidade do consumo (mercado convencional e centros electroprodutores), sendo que a longo prazo a quebra na procura é maior que a curto prazo. Mesmo que a quebra anunciada no PDIRGN 2015 se venha a concretizar, continua a verificar-se um crescimento na procura de gás natural.



Figura 21: Projeção da procura de gás natural entre PDIRGN 2013 e PDIRGN 2015

<sup>4</sup> Technology Roadmap Delivering Sustainable Bioenergy, IEA 2017

Em 2017 a ERSE publica a “Caracterização da Procura de gás natural no Ano Gás 2017-2018” potenciando um histórico de consumo de gás natural em Portugal evidencia a elevada elasticidade do consumo total, muito devido aos centros electroprodutores que funcionam como *backup* à produção renovável. A energia veiculada pelos ORD tem sido relativamente estável.

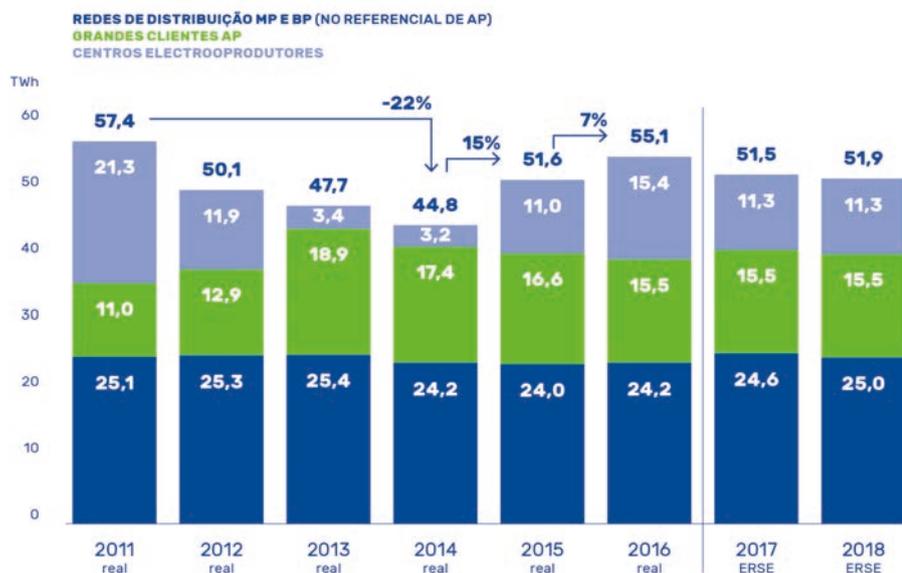


Figura 22: Caracterização da Procura de gás natural –tarifas e preços 2017-2018 (ERSE)

De referir que em 2017, o consumo de gás natural, impulsionado pelo mercado elétrico, totalizou 69,7 TWh, com um crescimento de 24,8% face ao ano anterior, repartido por 79% no segmento do mercado elétrico e 4,1% no mercado convencional. Trata-se do consumo anual mais elevado de sempre, ultrapassando em 21% o anterior máximo registado em 2010. No segmento do mercado elétrico, o consumo foi igualmente o mais elevado de sempre, ultrapassando o anterior máximo de 2008.

Ao passo que numa análise de médio a longo prazo, a DGEG em 2017 publica o documento “Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de gás natural em Portugal (Período 2017-2025)” perspetivando um crescimento consolidado no setor doméstico e indústria/cogeração, mesmo no cenário central.



Figura 23: Projeção do consumo de gás natural em Portugal (DGEG)



Em suma, o *outlook* do setor 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.

---

### 8.3. Vantagens do gás natural

O gás natural é uma energia que apresenta um paradigma cost-efficient muito relevante para atingir uma economia mais amiga do 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 natural renovável a custos competitivos, incrementando 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 setor elétrico.

De seguida apresentam-se as principais vantagens do produto:

#### Ecológico

O gás natural é um combustível ecológico. Segundo a Apontos de abastecimento (Agência Portuguesa do Ambiente), as emissões de CO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub> 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)<sup>5</sup>.

A aposta para contrariar estas tendências tem sido a utilização de fontes renováveis de energia, que são mais limpas 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.

---

<sup>5</sup> <http://www.apambiente.pt/>; agosto 2017

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 o atingir das metas ambientais assumidas em Portugal.

As vantagens ambientais podem ser ainda maiores caso o gás natural tenha origem não fóssil, como é o caso do biometano e gás natural sintético (metano obtido a partir da metanização do hidrogénio). Devido aos avanços tecnológicos associados à purificação do biogás, atualmente revela-se possível obter biogás com a mesma qualidade do gás natural fóssil (exemplo do biometano) e desta forma a injetá-lo nas infraestruturas existentes.

## 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.

Em Portugal a ADENE - Agência para a Energia publicou o site [www.poupaenergia.pt](http://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 3,1 MWh/ano, a poupança anual é 64% (cerca de 367€ face à eletricidade) (site da ADENE).



Figura 24: Extrato simulação do site da ADENE ([poupaenergia.pt](http://poupaenergia.pt))

No caso do butano e propano em botija, utilizando o site da DECO (<https://www.poupenabotija.pt>), a redução de custo para a mesma necessidade energética é na ordem dos 50% (cerca de 230 €/ano).

Utilizando como fonte o Eurostat, Natural gas prices for household consumers (0,077 €/kWh), first half 2017 (EUR per kWh) and Electricity prices for household consumers (0,228

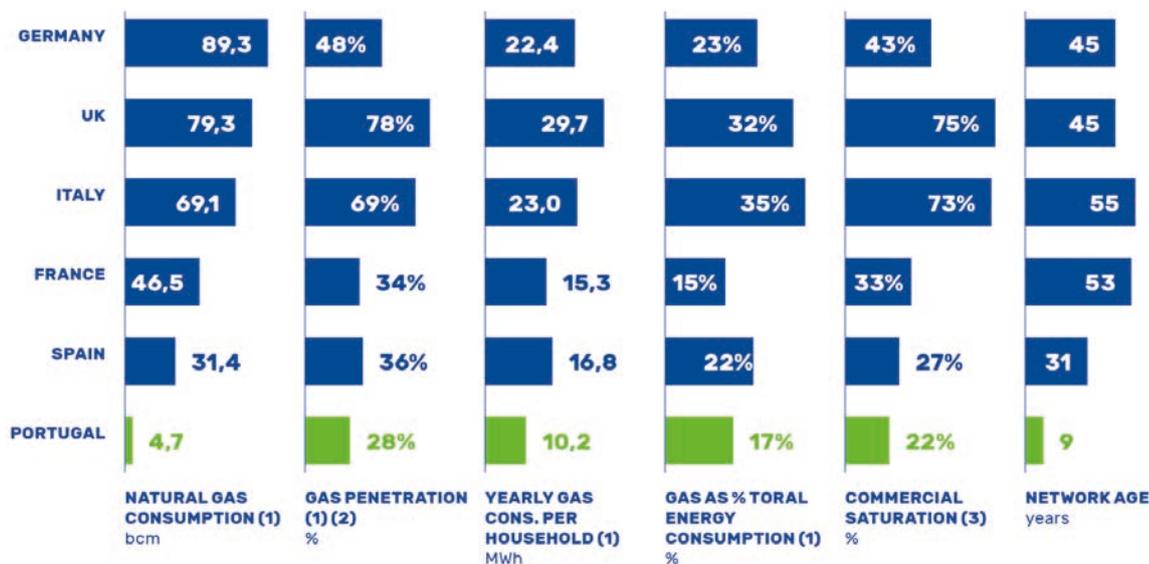
€/kWh), first half 2017 (EUR per kWh), é evidente a competitividade do vetor energético do gás natural.

## 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.

### 8.4 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 25: Dados de setor de gás natural em vários países europeus

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

Contudo, a organização atual do setor do gás natural 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 multi-produto.

Os ORDs 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 Sistema Nacional de gás natural assenta 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 gás natural e investimentos sustentáveis direcionados para a procura

As 3 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 ORDs. 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 ORDs.

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.

	<b>Eletricidade</b>	<b>GN</b>	<b>outras energias</b>
<b>Setor regulado</b>	sim	sim	não
<b>Concorrência</b>	não	sim	sim

Figura 26: 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 m<sup>3</sup> como para os clientes com consumo superior, nomeadamente o segmento industrial.

As regras atuais não possibilitam a promoção para clientes com consumo anual superior a 10 mil m<sup>3</sup> que poderiam aportar maiores volumes de gás natural 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 m<sup>3</sup> 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 através 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 darem 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 m<sup>3</sup>. 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 ORDs, 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 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 crie 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





PDIRD GN 2019-23: Projeto de Investimento  
Barcelos

Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23					
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	19-23
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		540	470	610	975	902	1.071	1.125	1.223	1.193	1.242	5.853
<b>EXPANSÃO</b>		540	213	586	975	902	1.071	1.125	1.223	1.193	1.242	5.853
<b>Rede e UAGs</b>	m€	277	57	424	659	500	607	658	727	705	752	3.449
Rede Secundária - BP	m€	228	32	378	575	398	487	530	592	569	617	2.796
Ramais	m€	49	25	45	84	103	120	128	134	136	135	653
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	3.445	1.223	7.926	10.069	7.375	8.292	8.862	9.906	9.513	10.314	46.887
Ramais	#	233	99	202	321	380	421	439	462	470	464	2.256
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	29	14	35	61	57	65	68	73	70	75	351
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	235	143	127	256	345	398	399	423	417	416	2.053
<b>Mercado Novo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Mercado Existente</b>	m€	203	109	112	231	310	357	353	373	376	366	1.825
Conversão	m€	159	93	96	208	272	308	309	328	336	328	1.608
Reconversão	m€	32	10	16	16	30	34	29	29	24	24	140
Pequeno terciário	m€	12	5	1	7	9	15	15	16	16	15	77
<b>Grande consumo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contadores/Redutores</b>	m€	31	34	15	24	34	41	46	50	42	50	228
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	318	214	286	522	630	801	787	828	824	809	4.049
<b>Mercado Novo</b>	#	9	4	14	24	-	88	88	93	93	93	455
<b>Mercado Existente</b>	#	300	207	270	494	627	711	695	730	729	711	3.576
Conversão	#	210	166	208	413	502	569	570	606	620	605	2.970
Reconversão	#	80	34	60	70	109	114	97	95	80	78	464
Pequeno terciário	#	10	7	2	11	16	28	28	29	29	28	142
<b>Grande consumo</b>	#	9	3	2	4	3	2	4	5	2	5	18
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#					630	801	787	828	824	809	4.049
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	3	2	4	5	2	5	18
BP<	#	-	-	-	-	627	799	783	823	822	804	4.031
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh					5.158	2.045	6.703	20.371	33.591	37.985	37.985
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	3.439	906	3.310	14.689	25.565	27.641	27.641
BP<	MWh	-	-	-	-	1.718	1.139	3.393	5.682	8.026	10.344	10.344
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	7.506	7.769	8.011	8.524	9.154	9.955	10.742	11.570	12.394	13.203	13.203
MP	#	14	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17
BP>	#	65	70	68	69	72	74	78	83	85	90	90
BP<	#	7.427	7.683	7.926	8.438	9.065	9.864	10.647	11.470	12.292	13.096	13.096
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	68,9	66,2	67,2	65,8	62,6	57,8	53,8	51,1	48,7	45,9	45,9
MP	MWh/PA	28.669,0	27.643,3	26.650,1	26.687,4	26.552,2	26.687,4	26.687,4	26.687,4	26.687,4	26.687,4	26.687,4
BP>	MWh/PA	1.152,3	1.018,3	995,2	972,7	1.082,4	974,7	967,8	1.055,1	1.140,6	1.118,7	1.118,7
BP<	MWh/PA	3,0	2,9	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	507.041	505.478	530.459	543.636	553.429	551.812	556.470	570.138	583.358	587.752	587.752
MP	MWh	415.701	414.649	439.727	453.686	451.387	453.686	453.686	453.686	453.686	453.686	453.686
BP>	MWh	69.136	68.734	68.666	66.629	76.307	71.150	73.553	84.932	95.808	97.884	97.884
BP<	MWh	22.204	22.094	22.065	23.321	25.735	26.977	29.231	31.520	33.865	36.182	36.182
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>		-	257	25	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Redes</b>	m€	-	124	12	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	m€	-	90	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	34	9	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	91	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	600	159	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	-	134	13	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Racional Económico</b>												
<b>Densificação de Rede</b>												
Nº de Fogos no Concelho	#				48.306	48.306	48.306	48.306	48.306	48.306	48.306	48.306
CUI's Ativos	#				8.524	9.154	9.955	10.742	11.570	12.394	13.203	13.203
Taxa de Penetração	%				18%	19%	21%	22%	24%	26%	27%	27%
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	73	74	71	70	70	72	73	74	74	75	75
PA (EoP)	#/Km	7.506	7.769	8.011	8.524	9.154	9.955	10.742	11.570	12.394	13.203	13.203
Km Rede Secundária (EoP)	Km	103	104	112	122	130	138	147	157	166	177	177
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	92	117	35	52	85	97	89	84	87	78	86
PA (Ligados Período)	#/Km	318	214	286	522	630	801	787	828	824	809	4.049
Km rede secundária (Construída Período)	Km	3	2	8	10	7	8	9	10	10	10	47
<b>Rácios de expansão</b>												
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	1.699	996	2.048	1.868	1.432	1.337	1.429	1.477	1.447	1.536	1.446
<b>Investimento Expansão</b>	€	540	213	586	975	902	1.071	1.125	1.223	1.193	1.242	5.853
PA's	€	232	123	147	292	368	422	421	446	446	441	2.176
Redes, Ramais e UAGs	€	277	57	424	659	500	607	658	727	705	752	3.449
Contadores e Redutores	€	31	34	15	24	34	41	46	50	42	50	228
<b>Clientes Ligados</b>	#	318	214	286	522	630	801	787	828	824	809	4.049
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	10,8	8,5	28,3	19,3	11,7	10,4	11,3	12,0	11,5	12,7	11,6
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	25	15	30	28	23	23	27	29	30	33	31
<b>A - Rentabilidade Investimento</b>	%		55,5%	12,67%			8,09%	9,03%	29,80%	7,34%	7,04%	12,48%
<b>B - Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%		7,94%	7,94%			6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp		47,61	4,73			1,44	2,39	23,15	0,69	0,39	5,83



Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23					19-23
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		-	489	1.000	1.336	760	856	874	810	809	781	4.130
<b>EXPANSÃO</b>		-	489	1.000	1.336	760	856	874	810	809	781	4.130
<b>Rede e UAGs</b>	m€	-	458	804	709	420	484	504	471	477	467	2.403
Rede Secundária - BP	m€	-	458	786	630	332	387	402	377	384	379	1.930
Ramais	m€	-	-	18	79	88	97	102	94	93	88	473
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	-	8.401	12.954	11.774	6.042	6.583	6.719	6.307	6.425	6.331	32.365
Ramais	#	-	-	74	315	318	340	353	324	321	303	1.641
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	-	32	59	83	48	52	53	49	48	47	250
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	-	(0)	137	544	292	320	316	290	284	267	1.477
<b>Mercado Novo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Mercado Existente</b>	m€	-	(0)	127	498	264	289	285	264	257	241	1.336
Conversão	m€	-	(0)	123	453	232	249	250	232	229	216	1.176
Reconversão	m€	-	(0)	3	40	26	27	24	20	17	15	104
Pequeno terciário	m€	-	-	1	5	7	12	12	11	11	10	57
<b>Grande consumo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contadores/Redutores</b>	m€	-	-	10	45	28	31	31	26	28	26	141
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	-	-	265	1.109	537	647	634	583	563	530	2.957
<b>Mercado Novo</b>	#	-	-	-	-	-	71	71	66	64	61	333
<b>Mercado Existente</b>	#	-	-	265	1.108	535	575	562	517	498	468	2.620
Conversão	#	-	-	251	948	428	460	461	429	423	398	2.171
Reconversão	#	-	-	13	152	94	92	79	67	55	51	344
Pequeno terciário	#	-	-	1	8	13	23	22	21	20	19	105
<b>Grande consumo</b>	#	-	-	-	1	2	1	1	-	1	1	4
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	-	-	-	-	537	647	634	583	563	530	2.957
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	2	1	1	-	1	1	4
BP<	#	-	-	-	-	535	646	633	583	562	529	2.953
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh	-	-	-	-	1.723	920	2.877	4.680	6.245	7.796	7.796
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	390	70	345	550	608	725	725
BP<	MWh	-	-	-	-	1.333	850	2.532	4.131	5.637	7.071	7.071
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	-	-	269	1.372	1.909	2.556	3.190	3.773	4.336	4.866	4.866
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	1	3	4	5	5	6	7	7
BP<	#	-	-	269	1.371	1.906	2.552	3.185	3.768	4.330	4.859	4.859
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	-	-	0,2	1,3	1,4	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh/PA	-	-	-	361,5	262,0	174,9	197,1	218,4	209,1	195,0	195,0
BP<	MWh/PA	-	-	0,2	1,1	1,1	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	-	-	26	1.091	2.343	6.475	8.432	10.236	11.800	13.352	13.352
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	181	524	612	887	1.092	1.150	1.267	1.267
BP<	MWh	-	-	26	910	1.819	5.863	7.545	9.144	10.650	12.085	12.085
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Redes</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Racional Económico</b>												
<b>Densificação de Rede</b>												
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	14.242	14.242	14.242	14.242	14.242	14.242	14.242	14.242
CUI's Ativos	#	-	-	-	1.372	1.909	2.556	3.190	3.773	4.336	4.866	4.866
Taxa de Penetração	%	-	-	-	10%	13%	18%	22%	26%	30%	34%	34%
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	-	-	13	41	49	56	61	64	66	68	68
PA (EoP)	#/Km	-	-	269	1.372	1.909	2.556	3.190	3.773	4.336	4.866	4.866
Km Rede Secundária (EoP)	Km	-	-	8	21	33	39	46	52	59	65	72
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	-	-	20	94	89	98	94	92	88	84	91
PA (Ligados Período)	#	-	-	265	1.109	537	647	634	583	563	530	2.957
Km rede secundária (Construída Período)	Km	-	-	8	13	12	6	7	7	6	6	32
<b>Rátios de expansão</b>												
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	-	-	3.774	1.205	1.416	1.323	1.378	1.389	1.437	1.474	1.397
<b>Investimento Expansão</b>	€	-	489	1.000	1.336	760	856	874	810	809	781	4.130
PAs	€	-	31	186	582	313	341	339	313	304	288	1.586
Redes, Ramais e UAGs	€	-	458	804	709	420	484	504	471	477	467	2.403
Contadores e Redutores	€	-	-	10	45	28	31	31	26	28	26	141
<b>Clientes Ligados</b>	#	-	-	265	1.109	537	647	634	583	563	530	2.957
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	-	-	48,9	10,6	11,3	10,2	10,6	10,8	11,4	11,9	10,9
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	-	-	19.426	906	991	456	469	472	494	508	481
<b>A - Rentabilidade Investimento</b>	%	-	-4,0%	-2,40%	-	-	4,99%	5,11%	4,29%	4,27%	4,07%	4,61%
<b>B - Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%	-	7,94%	7,94%	-	-	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp	-	(11,99)	(10,34)	-	-	(1,65)	(1,53)	(2,36)	(2,38)	(2,58)	(2,04)





POIRD GN 2019-23: Projeto de Investimento  
Felgueiras

Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23					
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	19-23
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		612	527	679	659	772	491	484	509	539	501	2.524
<b>EXPANSÃO</b>		612	527	679	659	772	491	484	509	539	501	2.524
<b>Rede e UAGs</b>	m€	387	343	371	338	422	279	277	298	317	296	1.467
Rede Secundária - BP	m€	370	319	309	280	331	224	220	240	258	239	1.181
Ramais	m€	17	24	62	59	90	55	57	57	59	57	285
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	6.417	6.049	5.471	5.628	5.715	3.808	3.677	4.019	4.313	3.996	19.813
Ramais	#	138	133	234	222	328	193	198	197	203	197	988
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	33	34	40	41	49	30	30	31	31	30	151
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	193	150	268	279	301	182	177	181	191	175	906
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado Existente	m€	178	136	244	259	275	163	161	160	161	157	802
Conversão	m€	165	105	155	234	241	141	141	140	144	140	706
Reconversão	m€	7	29	78	15	26	15	13	12	10	10	62
Pequeno terciário	m€	6	2	10	10	8	7	7	7	7	6	35
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contadores/Redutores</b>	m€	14	14	24	21	26	19	16	21	30	18	103
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	271	313	650	504	557	366	357	355	358	346	1.782
Mercado Novo	#	-	1	1	5	-	40	40	40	40	40	200
Mercado Existente	#	270	312	649	499	556	325	317	313	313	305	1.573
Conversão	#	242	199	323	423	445	260	260	259	266	259	1.304
Reconversão	#	23	110	309	60	97	52	44	41	34	34	205
Pequeno terciário	#	5	3	17	16	14	13	13	13	13	12	64
Grande consumo	#	1	-	-	-	1	1	-	2	5	1	9
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#					557	366	357	355	358	346	1.782
MP	#					-	-	-	-	-	-	-
BP>	#					1	1	-	2	5	1	9
BP<	#					556	365	357	353	345	345	1.773
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh					1.240	534	1.506	3.369	6.708	9.184	9.184
MP	MWh					-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh					161	88	175	1.169	3.645	5.267	5.267
BP<	MWh					1.079	447	1.330	2.199	3.063	3.918	3.918
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	2.421	2.759	3.354	3.823	4.380	4.746	5.103	5.458	5.816	6.162	6.162
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	7	7	5	5	6	7	7	9	14	15	15
BP<	#	2.414	2.752	3.349	3.818	4.374	4.739	5.096	5.449	5.802	6.147	6.147
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	3,9	4,2	4,0	3,6	3,3	3,5	3,5	3,6	4,0	4,1	4,1
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh/PA	473,5	626,1	730,1	808,6	753,5	759,9	718,1	752,6	738,8	697,8	697,8
BP<	MWh/PA	2,8	2,5	2,6	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	9.039	10.903	12.231	12.815	13.534	16.093	17.064	18.927	22.267	24.743	24.743
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	2.604	4.383	4.380	4.043	4.144	4.939	5.027	6.021	8.497	10.118	10.118
BP<	MWh	6.435	6.520	7.851	8.772	9.390	11.154	12.037	12.906	13.770	14.625	14.625
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Redes</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Racional Económico</b>												
<b>Densificação de Rede</b>												
N.º de Fogos no Concelho	#				24.630	24.630	24.630	24.630	24.630	24.630	24.630	24.630
CUi's Ativos	#				3.823	4.380	4.746	5.103	5.458	5.816	6.162	6.162
Taxa de Penetração	%				16%	18%	19%	21%	22%	24%	25%	25%
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	64	63	68	69	72	73	75	75	76	76	76
PA (EoP)	#	2.421	2.759	3.354	3.823	4.380	4.746	5.103	5.458	5.816	6.162	6.162
Km Rede Secundária (EoP)	Km	38	44	50	55	61	65	68	72	77	81	81
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	42	52	119	90	97	96	97	88	83	87	90
PA (Ligados Período)	#	271	313	650	504	557	366	357	355	358	346	1.782
Km rede secundária (Construída Período)	Km	6	6	5	6	6	4	4	4	4	4	20
<b>Rádios de expansão</b>												
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	2.260	1.684	1.045	1.307	1.385	1.341	1.355	1.434	1.505	1.449	1.416
<b>Investimento Expansão</b>	€	612	527	679	659	772	491	484	509	539	501	2.524
PAs	€	211	170	284	300	324	193	191	190	192	187	954
Redes, Ramais e UAGs	€	387	343	371	338	422	279	277	298	317	296	1.467
Contadores e Redutores	€	14	14	24	21	26	19	16	21	30	18	103
<b>Clientes Ligados</b>	#	271	313	650	504	557	366	357	355	358	346	1.782
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	23,7	19,3	8,4	11,2	10,3	10,4	10,3	11,3	12,0	11,5	11,1
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	576	400	261	366	420	380	391	400	381	351	343
<b>A- Rentabilidade Investimento</b>	%		3,9%	5,71%			4,62%	3,86%	9,81%	12,11%	4,31%	6,98%
<b>B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%		7,94%	7,94%			6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp		(4,09)	(2,23)			(2,03)	(2,79)	3,17	5,46	(2,34)	0,33

Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	19-23	
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		881	607	928	691	782	981	985	995	1.014	1.003	4.978	
<b>EXPANSÃO</b>		881	607	928	691	782	981	985	995	1.014	1.003	4.978	
<b>Rede e UAgs</b>	m€	480	362	595	350	469	557	568	582	596	592	2.895	
Rede Secundária - BP	m€	412	306	466	249	390	448	453	468	479	478	2.326	
Ramais	m€	67	56	128	102	79	110	115	114	117	114	569	
UAgs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	5.941	5.795	7.947	4.246	6.889	7.615	7.566	7.825	8.013	7.991	39.010	
Ramais	#	230	218	444	310	293	385	398	393	403	394	1.973	
UAgs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	47	39	55	43	50	60	60	60	59	61	300	
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	354	206	278	297	264	364	357	353	359	350	1.783	
<b>Mercado Novo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Mercado Existente</b>	m€	313	161	255	266	241	327	323	319	322	314	1.604	
Conversão	m€	182	103	219	239	211	282	282	281	288	281	1.413	
Reconversão	m€	111	44	24	19	23	31	27	24	21	20	123	
Pequeno terciário	m€	19	14	11	9	6	14	14	14	14	13	68	
<b>Grande consumo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Contadores/Redutores</b>	m€	42	45	23	31	23	38	34	34	37	36	179	
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	665	384	645	661	488	732	716	706	707	692	3.553	
<b>Mercado Novo</b>	#	10	24	100	86	-	80	80	80	80	80	400	
<b>Mercado Existente</b>	#	653	359	544	570	487	650	635	625	625	610	3.145	
Conversão	#	255	203	437	486	390	520	521	519	531	519	2.610	
Reconversão	#	382	141	89	71	85	104	89	81	69	67	410	
Pequeno terciário	#	16	15	18	13	12	26	25	25	25	24	125	
<b>Grande consumo</b>	#	2	1	1	5	1	2	1	1	2	2	8	
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	-	-	-	-	-	488	732	716	706	707	692	3.553
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	1	2	1	1	2	2	
BP<	#	-	-	-	-	-	487	730	715	705	705	690	
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh	-	-	-	-	-	2.154	1.404	3.841	5.877	8.104	13.652	
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	-	1.423	439	965	1.123	1.485	5.189	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	731	965	2.876	4.754	6.619	8.463	
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	22.654	23.037	23.545	24.121	24.609	25.341	26.057	26.769	27.470	28.162	28.162	
MP	#	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
BP>	#	56	57	55	61	62	64	65	66	68	70	70	
BP<	#	22.597	22.979	23.488	24.058	24.545	25.275	25.990	26.695	27.400	28.090	28.090	
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	6,0	5,5	5,7	5,5	5,4	6,8	6,7	6,6	6,5	6,5	6,5	
MP	MWh/PA	36.627,0	31.105,3	22.506,3	15.904,1	16.141,2	31.808,2	31.808,2	31.808,2	31.808,2	31.808,2	31.808,2	
BP>	MWh/PA	636,4	572,8	644,7	646,3	595,4	621,7	615,4	608,5	600,2	636,5	636,5	
BP<	MWh/PA	2,8	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	133.085	125.444	132.618	132.167	131.850	168.669	171.106	173.142	175.369	180.917	180.917	
MP	MWh	36.627	31.105	33.759	31.808	32.282	63.616	63.616	63.616	63.616	63.616	63.616	
BP>	MWh	33.093	32.361	36.105	37.483	36.618	39.170	39.696	39.854	40.217	43.920	43.920	
BP<	MWh	63.365	61.977	62.753	62.876	62.950	65.883	67.794	69.672	71.536	73.381	73.381	
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Redes</b>	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	
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Racional Económico</b>													
<b>Densificação de Rede</b>													
Nº de Fogos no Concelho	#				74.004	74.004	74.004	74.004	74.004	74.004	74.004	74.004	
CUI's Ativos	#				24.121	24.609	25.341	26.057	26.763	27.470	28.162	28.162	
Taxa de Penetração	%				33%	33%	34%	35%	36%	37%	38%	38%	
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	93	92	91	92	91	92	92	92	91	91	91	
PA (EoP)	#/Km	22.654	23.037	23.545	24.121	24.609	25.341	26.057	26.763	27.470	28.162	28.162	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	244	250	258	262	269	277	284	292	300	308	308	
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	112	66	81	156	71	96	95	90	88	87	91	
PA (Ligados Período)	#	665	384	645	661	488	732	716	706	707	692	3.553	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	6	6	8	4	7	8	8	8	8	8	9	
<b>Rátios de expansão</b>													
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	1.325	1.581	1.438	1.045	1.603	1.341	1.375	1.409	1.434	1.449	1.401	
<b>Investimento Expansão</b>	€	881	607	928	691	782	981	985	995	1.014	1.003	4.978	
PA's	€	360	200	310	309	291	386	383	379	381	375	1.905	
Redes, Ramais e UAgs	€	480	362	595	350	469	557	568	582	596	592	2.895	
Contadores e Redutores	€	42	45	23	31	23	38	34	34	37	36	179	
<b>Clientes Ligados</b>	#	665	384	645	661	488	732	716	706	707	692	3.553	
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	8,9	15,1	12,3	6,4	14,1	10,4	10,6	11,1	11,3	11,5	11,0	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	223	288	253	188	296	199	207	215	222	223	215	
<b>A- Rentabilidade Investimento</b>	%	16,3%		5,04%			6,14%	4,70%	4,47%	5,04%	14,61%	6,81%	
<b>B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%		7,94%	7,94%			6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp		8,35	(2,90)			(0,50)	(1,95)	(2,17)	(1,61)	7,97	0,17	



Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23					19-23	
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>													
		471	375	670	477	583	475	500	506	514	515	2.510	
<b>EXPANSÃO</b>													
		471	375	670	477	583	475	500	506	514	515	2.510	
<b>Rede e UAGs</b>													
Rede Secundária - BP		m€	233	196	417	253	252	212	232	240	246	251	1.182
Ramais		m€	30	27	51	51	68	54	58	57	59	57	285
UAGs		m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP		mts	4.155	3.177	8.676	5.093	4.346	3.608	3.877	4.019	4.113	4.196	19.813
Ramais		#	173	102	202	198	246	192	199	197	202	198	988
UAGs		#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>													
		m€	25	24	40	30	37	29	30	31	30	31	151
<b>Pontos de Abastecimento</b>													
Mercado Novo		m€	183	127	162	143	226	179	180	178	180	175	892
Mercado Existente		m€	170	115	146	132	206	163	161	160	161	157	802
Conversão		m€	137	72	91	116	181	141	141	140	144	140	706
Reconversão		m€	29	41	51	12	20	15	13	12	10	10	62
Pequeno terciário		m€	5	2	3	4	5	7	7	7	7	6	35
Grande consumo		m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contadores/Redutores</b>													
		m€	13	13	17	11	20	16	19	18	18	18	89
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>													
Mercado Novo		#	294	294	393	279	418	365	358	354	354	346	1.777
Mercado Existente		#	1	12	-	-	-	40	40	40	40	40	200
Conversão		#	293	280	390	279	417	325	317	313	313	305	1.573
Reconversão		#	206	128	186	237	334	260	260	259	266	259	1.304
Pequeno terciário		#	83	146	202	35	73	52	44	41	34	34	205
Grande consumo		#	4	6	2	7	10	13	13	13	13	12	64
		#	-	2	3	-	1	-	1	1	1	1	4
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>													
MP		#	-	-	-	-	-	418	365	358	354	354	1.777
BP>		#	-	-	-	-	-	1	-	1	1	1	4
BP<		#	-	-	-	-	-	417	365	357	353	345	1.773
<b>Energia Veiculada Adicional</b>													
MP		MWh	-	-	-	-	-	919	416	1.824	7.020	14.549	18.474
BP>		MWh	-	-	-	-	-	35	-	585	4.970	11.695	14.823
BP<		MWh	-	-	-	-	-	884	416	1.240	2.049	2.854	3.650
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>													
MP		#	1.752	2.023	2.383	2.636	3.054	3.419	3.777	4.131	4.485	4.831	4.831
BP>		#	2	3	7	7	8	8	9	10	11	12	12
BP<		#	1.750	2.020	2.376	2.629	3.046	3.411	3.768	4.121	4.474	4.819	4.819
<b>Consumo Unitário</b>													
MP		MWh/PA	5,3	4,6	4,7	4,7	4,2	4,4	4,4	5,3	6,6	7,0	7,0
BP>		MWh/PA	2.325,0	1.728,8	1.054,7	873,4	769,3	873,4	890,8	1.258,7	1.779,2	1.896,6	1.896,6
BP<		MWh/PA	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
<b>Energia Veiculada Total</b>													
MP		MWh	8.640	8.611	10.390	11.821	12.078	14.351	15.759	20.954	28.484	32.408	32.408
BP>		MWh	4.650	4.322	5.274	6.114	5.770	6.987	7.572	11.958	18.682	21.810	21.810
BP<		MWh	3.990	4.289	5.116	5.708	6.308	7.364	8.187	8.997	9.802	10.598	10.598
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>													
<b>Redes</b>													
Rede Primária - MP		m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP		m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP		mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP		mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)		Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>													
		m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Racional Económico</b>													
<b>Densificação de Rede</b>													
N.º de Fogos no Concelho		#	-	-	-	19.175	19.175	19.175	19.175	19.175	19.175	19.175	19.175
CUI's Ativos		#	-	-	-	2.636	3.054	3.419	3.777	4.131	4.485	4.831	4.831
Taxa de Penetração		%	-	-	-	14%	16%	18%	20%	22%	23%	25%	25%
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>		#/Km	48	51	50	50	53	56	58	60	61	62	62
PA (EoP)		#/Km	1.752	2.023	2.383	2.636	3.054	3.419	3.777	4.131	4.485	4.831	4.831
Km Rede Secundária (EoP)		Km	36	39	48	53	58	61	65	69	73	77	77
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>		#/Km	71	93	45	55	96	101	92	88	86	82	90
PA (Ligados Período)		#	294	294	393	279	418	365	358	354	354	346	1.777
Km rede secundária (Construída Período)		Km	4	3	9	5	4	4	4	4	4	4	20
<b>Rátios de expansão</b>													
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>		€	1.603	1.275	1.705	1.710	1.395	1.302	1.396	1.430	1.453	1.487	1.413
<b>Investimento Expansão</b>		€	471	375	670	477	583	475	500	506	514	515	2.510
PAs		€	195	139	185	162	243	192	192	190	192	188	954
Redes, Ramais e UAGs		€	263	223	468	304	320	267	290	298	305	308	1.467
Contadores e Redutores		€	13	13	17	11	20	16	19	18	18	18	89
<b>Clientes Ligados</b>		#	294	294	393	279	418	365	358	354	354	346	1.777
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional		mts/PA	14,1	10,8	22,1	18,3	10,4	9,9	10,8	11,4	11,6	12,1	11,1
Investimento/GN Veiculado Adicional		€/MWh	303	279	361	363	329	294	319	270	220	214	203
<b>A - Rentabilidade Investimento</b>		%	8,3%	7,52%				3,63%	6,97%	26,35%	20,56%	4,04%	12,14%
<b>B - Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>		%	7,94%	7,94%				6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>		pp	0,36	(0,42)				(3,02)	0,32	19,70	13,91	(2,60)	5,49





Descrição	u.m.	Real 14-17					ORC 18						DIRD GN 19-23
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	19-23	
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		<b>210</b>	<b>254</b>	<b>163</b>	<b>206</b>	<b>299</b>	<b>380</b>	<b>403</b>	<b>393</b>	<b>442</b>	<b>415</b>	<b>2.033</b>	
<b>EXPANSÃO</b>		<b>210</b>	<b>254</b>	<b>163</b>	<b>200</b>	<b>299</b>	<b>380</b>	<b>403</b>	<b>393</b>	<b>442</b>	<b>415</b>	<b>2.033</b>	
Rede e UAGs	m€	62	170	64	123	166	213	235	229	271	249	1.197	
Rede Secundária - BP	m€	46	163	49	108	132	170	188	183	223	203	968	
Ramais	m€	16	7	16	15	34	43	46	45	48	46	229	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	1.736	2.828	956	2.128	2.352	2.886	3.146	3.062	3.738	3.396	16.228	
Ramais	#	72	28	57	53	128	153	160	157	164	159	793	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	<b>11</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>19</b>	<b>23</b>	<b>25</b>	<b>24</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>123</b>	
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	<b>137</b>	<b>68</b>	<b>89</b>	<b>64</b>	<b>114</b>	<b>143</b>	<b>144</b>	<b>141</b>	<b>144</b>	<b>141</b>	<b>713</b>	
Mercado Novo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Existente	m€	122	58	81	60	102	131	129	128	129	126	642	
Conversão	m€	106	40	53	54	90	113	113	113	115	112	565	
Reconversão	m€	8	15	21	3	10	12	11	10	8	8	50	
Pequeno terciário	m€	8	3	7	3	3	5	5	5	5	5	27	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Contadores/Redutores	m€	15	10	8	5	11	13	15	12	15	15	71	
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	<b>201</b>	<b>149</b>	<b>196</b>	<b>130</b>	<b>208</b>	<b>292</b>	<b>287</b>	<b>283</b>	<b>284</b>	<b>277</b>	<b>1.423</b>	
Mercado Novo	#	-	2	2	1	-	32	32	32	32	32	160	
Mercado Existente	#	200	147	194	128	207	260	254	251	251	244	1.260	
Conversão	#	170	89	108	114	166	208	208	208	213	207	1.044	
Reconversão	#	23	53	76	10	36	42	36	33	28	27	166	
Pequeno terciário	#	7	5	10	4	5	10	10	10	10	10	50	
Grande consumo	#	1	-	-	1	1	-	1	-	1	1	3	
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#					<b>208</b>	<b>292</b>	<b>287</b>	<b>283</b>	<b>284</b>	<b>277</b>	<b>1.423</b>	
MP	#					1	-	1	-	1	1	3	
BP>	#					207	292	286	283	283	276	1.420	
BP<	#												
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh					<b>836</b>	<b>363</b>	<b>1.958</b>	<b>3.542</b>	<b>8.631</b>	<b>14.208</b>	<b>14.208</b>	
MP	MWh												
BP>	MWh					105		877	1.754	6.140	11.022	11.022	
BP<	MWh					730	363	1.081	1.788	2.491	3.186	3.186	
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	<b>2.240</b>	<b>2.380</b>	<b>2.559</b>	<b>2.673</b>	<b>2.881</b>	<b>3.173</b>	<b>3.460</b>	<b>3.743</b>	<b>4.027</b>	<b>4.304</b>	<b>4.304</b>	
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	6	6	6	7	8	8	9	9	10	11	11	
BP<	#	2.234	2.374	2.553	2.666	2.873	3.165	3.451	3.734	4.017	4.293	4.293	
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	<b>5,3</b>	<b>5,9</b>	<b>5,5</b>	<b>6,2</b>	<b>6,1</b>	<b>6,1</b>	<b>6,1</b>	<b>6,0</b>	<b>6,9</b>	<b>7,8</b>	<b>7,8</b>	
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh/PA	1.047,6	1.357,7	1.215,4	1.490,8	1.245,0	1.381,7	1.403,6	1.423,1	1.809,8	2.102,5	2.102,5	
BP<	MWh/PA	2,4	2,3	2,5	2,5	2,8	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	<b>11.344</b>	<b>13.552</b>	<b>13.512</b>	<b>16.176</b>	<b>17.049</b>	<b>18.556</b>	<b>20.152</b>	<b>21.736</b>	<b>26.825</b>	<b>32.402</b>	<b>32.402</b>	
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	6.286	8.146	7.292	9.690	9.338	11.054	11.931	12.808	17.193	22.076	22.076	
BP<	MWh	5.059	5.405	6.220	6.485	7.711	7.503	8.221	8.928	9.631	10.326	10.326	
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>					<b>7</b>								
<b>Redes</b>	m€				<b>3</b>								
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	
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€				<b>3</b>								
<b>Racional Económico</b>													
<b>Densificação de Rede</b>													
N.º de Fogos no Concelho	#				21.644	21.644	21.644	21.644	21.644	21.644	21.644	21.644	
CUI's Ativos	#				2.673	2.881	3.173	3.460	3.743	4.027	4.304	4.304	
Taxa de Penetração	%				12%	13%	15%	16%	17%	19%	20%	20%	
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	<b>81</b>	<b>78</b>	<b>82</b>	<b>80</b>	<b>80</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>83</b>	<b>83</b>	<b>83</b>	<b>83</b>	
PA (EoP)	#	2.240	2.380	2.559	2.673	2.881	3.173	3.460	3.743	4.027	4.304	4.304	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	28	30	31	34	36	39	42	45	49	52	52	
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	<b>116</b>	<b>53</b>	<b>205</b>	<b>59</b>	<b>88</b>	<b>101</b>	<b>91</b>	<b>92</b>	<b>76</b>	<b>82</b>	<b>88</b>	
PA (Ligados Período)	#	201	149	196	130	208	292	287	283	284	277	1.423	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	2	3	1	2	2	3	3	3	4	3	16	
<b>Rátios de expansão</b>													
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	<b>1.046</b>	<b>1.707</b>	<b>829</b>	<b>1.535</b>	<b>1.437</b>	<b>1.301</b>	<b>1.406</b>	<b>1.388</b>	<b>1.556</b>	<b>1.498</b>	<b>1.429</b>	
<b>Investimento Expansão</b>	€	<b>210</b>	<b>254</b>	<b>163</b>	<b>200</b>	<b>299</b>	<b>380</b>	<b>403</b>	<b>393</b>	<b>442</b>	<b>415</b>	<b>2.033</b>	
PAs	€	133	74	91	72	121	154	153	152	155	151	765	
Redes, Ramais e UAGs	€	62	170	64	123	166	213	235	229	271	249	1.197	
Contadores e Redutores	€	15	10	8	5	11	13	15	12	15	15	71	
<b>Clientes Ligados</b>	#	<b>201</b>	<b>149</b>	<b>196</b>	<b>130</b>	<b>208</b>	<b>292</b>	<b>287</b>	<b>283</b>	<b>284</b>	<b>277</b>	<b>1.423</b>	
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	8,6	19,0	4,9	16,8	11,3	9,9	11,0	10,8	13,2	12,3	11,4	
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	199	291	152	248	234	212	231	230	225	193	184	
<b>A- Rentabilidade Investimento</b>	%		3,9%	9,21%			4,34%	10,65%	3,83%	34,29%	7,18%	11,85%	
<b>B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%		7,94%	7,94%			6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp		(4,02)	1,27			(2,30)	4,00	(2,82)	27,64	0,54	5,20	



Descrição	u.m.	Real 14-17					ORC 18		DIRD GN 19-23				
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	19-23	
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		-	-	-	-	-	-	-	320	732	450	1.501	
<b>EXPANSÃO</b>		-	-	-	-	-	-	-	320	732	450	1.501	
<b>Rede e UAGs</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	300	515	316	1.131	
Rede Secundária - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	464	284	748	
Ramais	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	51	31	83	
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	300	-	-	300	
Rede Secundária - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	7.750	4.750	12.500	
Ramais	#	-	-	-	-	-	-	-	-	177	109	286	
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	20	43	27	91	
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	173	107	280	
<b>Mercado Novo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Mercado Existente</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	160	98	258	
Conversão	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	143	88	231	
Reconversão	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	10	6	17	
Pequeno terciário	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	6	4	11	
<b>Grande consumo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Contadores/Redutores</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	14	8	22	
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	191	501	
<b>Mercado Novo</b>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Mercado Existente</b>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	191	501	
Conversão	#	-	-	-	-	-	-	-	-	264	162	426	
Reconversão	#	-	-	-	-	-	-	-	-	34	21	55	
Pequeno terciário	#	-	-	-	-	-	-	-	-	12	8	20	
<b>Grande consumo</b>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	191	501	
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP<	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	191	501	
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	408	1.067	1.067	
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	408	1.067	1.067	
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	501	501	
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP<	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	501	501	
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6	2,6	2,6	
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP<	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6	2,6	2,6	
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	408	1.067	1.067	
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP>	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BP<	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	408	1.067	1.067	
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Redes</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Racional Económico</b>													
<b>Densificação de Rede</b>													
N.º de Fogos no Concelho	#				6.169	6.169	6.169	6.169	6.169	6.169	6.169	6.169	
CUi's Ativos	#				-	-	-	-	-	310	501	501	
Taxa de Penetração	%				0%	0%	0%	0%	0%	5%	8%	8%	
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40	40	
PA (EoP)	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	501	501	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	8	13	13	
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40	40	
PA (Ligados Período)	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	191	501	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	8	5	13	
<b>Rátios de expansão</b>													
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	-	-	-	-	-	-	-	-	2.360	2.356	2.997	
<b>Investimento Expansão</b>	€	-	-	-	-	-	-	-	-	320	732	1.501	
PAS	€	-	-	-	-	-	-	-	-	20	203	349	
Redes, Ramais e UAGs	€	-	-	-	-	-	-	-	-	300	515	1.131	
Contadores e Redutores	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	22	
<b>Cientes Ligados</b>	#	-	-	-	-	-	-	-	-	310	191	501	
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	25,0	24,9	25,0	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	897	896	1.139	
<b>A- Rentabilidade Investimento</b>	%		0,0%	0,00%						-	-	-3,36%	
												1,30%	
												1,29%	
												0,33%	
<b>B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%		0,00%	0,00%								-	
												6,65%	
												6,65%	
												6,65%	
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp		-	-								-	
												(10,01)	
												(5,34)	
												(5,35)	
												(6,32)	



Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23					19-23
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		177	132	122	92	291	296	285	393	431	415	1.821
<b>EXPANSÃO</b>		177	132	122	92	291	296	285	393	431	415	1.821
<b>Rede e UAGs</b>	m€	60	45	51	54	162	170	164	229	259	249	1.070
Rede Secundária - BP	m€	51	38	33	41	129	137	130	183	212	203	865
Ramais	m€	9	8	18	14	33	33	34	45	47	46	205
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	1.545	727	759	1.235	2.220	2.331	2.169	3.062	3.538	3.396	14.496
Ramais	#	72	42	105	46	120	114	117	157	163	159	710
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	9	9	7	6	19	18	17	24	25	25	109
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	107	78	63	32	111	109	104	141	147	141	642
<b>Mercado Novo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Mercado Existente</b>	m€	107	78	63	32	111	109	104	141	147	141	642
Conversão	m€	76	53	50	21	88	83	83	113	115	112	506
Reconversão	m€	20	8	2	4	10	9	8	10	8	8	44
Pequeno terciário	m€	4	11	5	4	3	4	4	5	5	5	24
<b>Grande consumo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contadores/Redutores</b>	m€	7	6	6	2	11	12	9	12	18	15	67
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	153	116	118	61	203	217	211	283	285	277	1.273
<b>Mercado Novo</b>	#	-	1	8	-	-	24	24	32	32	32	144
<b>Mercado Existente</b>	#	153	115	109	61	202	192	187	251	251	244	1.125
Conversão	#	99	84	94	41	162	153	154	208	213	207	935
Reconversão	#	51	21	8	14	35	31	26	33	28	27	145
Pequeno terciário	#	3	10	7	6	5	8	7	10	10	10	45
<b>Grande consumo</b>	#	-	-	1	-	1	1	-	-	2	1	4
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	-	-	-	-	203	217	211	283	285	277	1.273
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	-	-	-	-	1	1	-	-	2	1	4
BP<	#	-	-	-	-	202	216	211	283	283	276	1.269
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh	-	-	-	-	788	529	1.376	2.118	4.860	9.637	9.637
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	-	-	-	-	292	205	409	409	2.300	6.237	6.237
BP<	MWh	-	-	-	-	496	325	966	1.709	2.560	3.400	3.400
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	1.426	1.531	1.643	1.696	1.899	2.116	2.327	2.610	2.895	3.172	3.172
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	3	4	4	4	5	6	6	6	8	9	9
BP<	#	1.423	1.527	1.639	1.692	1.894	2.110	2.321	2.604	2.887	3.163	3.163
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	4,6	4,4	4,4	4,5	4,5	4,7	4,6	4,4	5,0	6,1	6,1
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh/PA	837,5	691,1	604,0	624,6	603,3	605,0	588,7	588,7	774,7	1.101,2	1.101,2
BP<	MWh/PA	2,7	2,7	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	6.216	6.457	6.996	7.505	8.024	9.346	10.192	10.935	13.676	18.453	18.453
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	2.512	2.419	2.416	2.499	2.715	3.328	3.532	3.532	5.423	9.360	9.360
BP<	MWh	3.704	4.038	4.580	5.006	5.309	6.018	6.660	7.402	8.253	9.093	9.093
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Redes</b>	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
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Racional Económico</b>												
<b>Densificação de Rede</b>												
N.º de Fogos no Concelho	#					22.547	22.547	22.547	22.547	22.547	22.547	22.547
CUi's Ativos	#					1.696	1.899	2.116	2.327	2.610	2.895	3.172
Taxa de Penetração	%					8%	8%	9%	10%	12%	13%	14%
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	75	77	80	78	79	80	82	83	82	82	82
PA (EoP)	#	1.426	1.531	1.643	1.696	1.899	2.116	2.327	2.610	2.895	3.172	3.172
Km Rede Secundária (EoP)	Km	19	20	21	22	24	26	29	32	35	39	39
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	99	160	155	49	91	93	97	92	81	82	88
PA (Ligados Período)	#	153	116	118	61	203	217	211	283	285	277	1.273
Km rede secundária (Construída Período)	Km	2	1	1	1	2	2	2	3	4	3	14
<b>Rátios de expansão</b>												
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	1.154	1.140	1.031	1.502	1.436	1.365	1.353	1.388	1.514	1.498	1.430
<b>Investimento Expansão</b>	€	177	132	122	92	291	296	285	393	431	415	1.821
PAs	€	109	81	64	35	118	114	113	152	154	151	684
Redes, Ramais e UAGs	€	60	45	51	54	162	170	164	229	259	249	1.070
Contadores e Redutores	€	7	6	6	2	11	12	9	12	18	15	67
<b>Clientes Ligados</b>	#	153	116	118	61	203	217	211	283	285	277	1.273
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	10,1	6,3	6,4	20,2	10,9	10,7	10,3	10,8	12,4	12,3	11,4
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	252	261	234	334	322	293	295	313	305	246	235
<b>A- Rentabilidade Investimento</b>	%		14,2%	16,15%			7,94%	5,68%	5,48%	18,44%	20,08%	11,52%
<b>B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%		7,94%	7,94%			6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp		6,27	8,21			1,29	(0,97)	(1,17)	11,80	13,44	4,87



Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23					19-23
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		1.417	1.252	798	639	1.004	938	971	965	1.001	1.015	4.890
<b>EXPANSÃO</b>		1.392	1.252	798	639	1.004	938	971	965	1.001	1.015	4.890
<b>Rede e UAGs</b>	m€	720	845	530	298	548	526	560	561	589	608	2.845
Rede Secundária - BP	m€	622	803	483	235	429	419	446	450	473	495	2.284
Ramais	m€	98	41	47	63	118	107	114	111	115	113	561
UAGs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	11.048	16.140	5.961	4.046	7.665	7.126	7.462	7.515	7.913	8.273	38.289
Ramais	#	443	168	179	235	437	378	393	386	398	391	1.946
UAGs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	75	81	47	40	64	58	59	58	59	61	295
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	597	327	221	301	392	354	352	345	354	345	1.750
<b>Mercado Novo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Mercado Existente</b>	m€	548	292	202	270	360	322	318	314	318	310	1.582
Conversão	m€	475	220	178	237	315	278	278	277	284	277	1.393
Reconversão	m€	56	64	17	25	35	31	27	24	21	20	122
Pequeno terciário	m€	18	8	6	8	10	14	14	14	14	13	68
<b>Grande consumo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contadores/Redutores</b>	m€	48	35	19	31	33	32	34	31	36	36	168
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	924	601	437	652	728	721	706	695	698	682	3.502
<b>Mercado Novo</b>	#	61	15	24	74	-	79	79	79	79	79	395
<b>Mercado Existente</b>	#	863	586	412	575	727	642	626	616	617	601	3.102
Conversão	#	666	385	342	467	582	513	513	511	524	511	2.572
Reconversão	#	183	192	61	95	127	103	88	80	68	66	405
Pequeno terciário	#	14	9	9	13	18	26	25	25	25	24	125
<b>Grande consumo</b>	#	-	-	1	3	1	-	1	-	2	2	5
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#					728	721	706	695	698	682	3.502
MP	#					-	-	-	-	-	-	-
BP>	#					1		1		2	2	5
BP<	#					727	721	705	695	696	680	3.497
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh					1.310	787	2.479	4.142	11.420	19.560	19.560
MP	MWh					-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh					234		134	269	6.029	12.666	12.666
BP<	MWh					1.076	787	2.344	3.873	5.392	6.894	6.894
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	9.725	10.299	10.711	11.270	11.998	12.719	13.425	14.120	14.818	15.500	15.500
MP	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	#	15	20	20	22	23	23	24	24	26	28	28
BP<	#	9.710	10.279	10.691	11.248	11.975	12.696	13.401	14.096	14.792	15.472	15.472
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	3,1	3,1	3,1	3,2	3,0	3,2	3,2	3,1	3,5	3,9	3,9
MP	MWh/PA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh/PA	553,4	490,2	488,0	530,4	472,6	565,6	559,3	553,2	761,5	950,9	950,9
BP<	MWh/PA	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	29.223	30.717	32.443	35.094	34.994	39.946	41.638	43.301	50.580	58.719	58.719
MP	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh	8.577	8.578	9.760	11.139	10.632	13.009	13.143	13.278	19.038	25.674	25.674
BP<	MWh	20.646	22.139	22.683	23.955	24.361	26.938	28.495	30.023	31.542	33.044	33.044
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>		25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Redes</b>	m€	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	151	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Racional Económico</b>												
<b>Densificação de Rede</b>												
N.º de Fogos no Concelho	#				35.606	35.606	35.606	35.606	35.606	35.606	35.606	35.606
CUI's Ativos	#				11.270	11.998	12.719	13.425	14.120	14.818	15.500	15.500
Taxa de Penetração	%				32%	34%	36%	38%	40%	42%	44%	44%
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	120	106	104	105	104	104	104	103	102	101	101
PA (EoP)	#	9.725	10.299	10.711	11.270	11.998	12.719	13.425	14.120	14.818	15.500	15.500
Km Rede Secundária (EoP)	Km	81	97	103	107	115	122	129	137	145	153	153
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	83	37	73	161	95	101	95	92	88	82	91
PA (Ligados Período)	#	924	601	437	652	728	721	706	695	698	682	3.502
Km rede secundária (Construída Período)	Km	11	16	6	4	8	7	7	8	8	8	38
<b>Rádios de expansão</b>												
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	1.506	2.084	1.826	980	1.379	1.301	1.376	1.388	1.435	1.488	1.396
<b>Investimento Expansão</b>	€	1.392	1.252	798	639	1.004	938	971	965	1.001	1.015	4.890
PAs	€	623	373	249	310	423	380	377	373	377	371	1.878
Redes, Ramais e UAGs	€	720	845	530	298	548	526	560	561	589	608	2.845
Contadores e Redutores	€	48	35	19	31	33	32	34	31	36	36	168
<b>Clientes Ligados</b>	#	924	601	437	652	728	721	706	695	698	682	3.502
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	12,1	26,9	13,6	6,2	10,5	9,9	10,6	10,8	11,3	12,1	10,9
Investimento/GN Veiculada Adicional	€/MWh	480	679	591	307	458	403	432	442	410	384	361
<b>A- Rentabilidade Investimento</b>	%		1,6%	3,78%			3,29%	3,36%	2,84%	20,56%	5,28%	7,00%
<b>B- Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%		7,94%	7,94%			6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp		(6,39)	(4,16)			(3,36)	(3,28)	(3,80)	13,92	(1,36)	0,35

















PDIRD GN 2019-23: Projeto de Investimento  
Vila Nova de Gaia

Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	19-23	
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>													
<b>EXPANSÃO</b>													
Rede e UAgs	m€	934	1.035	1.414	924	1.051	700	729	721	714	760	3.624	
Rede Secundária - BP	m€	810	944	1.240	761	837	567	588	584	574	621	2.935	
Ramais	m€	124	91	173	163	214	133	140	138	140	139	689	
UAgs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária - BP	mts	12.273	23.513	23.443	11.294	16.791	9.658	9.839	9.762	9.588	10.389	49.236	
Ramais	#	587	364	654	558	798	465	482	474	484	477	2.382	
UAgs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	107	107	124	91	121	74	75	74	71	76	370	
<b>Pontos de Abastecimento</b>													
Mercado Novo	m€	950	508	554	443	729	444	439	429	427	425	2.164	
Mercado Existente	m€	832	382	498	401	653	392	387	383	387	377	1.926	
Conversão	m€	643	221	311	337	572	338	338	337	345	337	1.696	
Reconversão	m€	142	118	163	43	63	37	32	30	25	24	149	
Pequeno terciário	m€	47	43	25	21	18	17	16	16	16	16	81	
Grande consumo	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Contadores/Redutores	m€	118	126	56	42	76	52	52	46	40	48	238	
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>													
Mercado Novo	#	1.516	1.012	1.491	1.078	1.712	881	863	850	848	832	4.274	
Mercado Existente	#	1.383	852	1.222	903	1.320	780	762	751	751	732	3.776	
Conversão	#	879	416	643	696	1.056	624	625	623	638	622	3.132	
Reconversão	#	464	385	540	174	231	125	107	98	83	81	494	
Pequeno terciário	#	40	51	39	33	33	31	30	30	30	29	150	
Grande consumo	#	6	3	6	3	2	5	5	3	1	4	18	
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>													
MP	#	-	-	-	-	-	1.712	881	863	850	848	832	4.274
BP>	#	-	-	-	-	-	2	5	5	3	1	4	18
BP<	#	-	-	-	-	-	1.710	876	858	847	847	828	4.256
<b>Energia Veiculada Adicional</b>													
MP	MWh	-	-	-	-	-	6.634	4.583	11.997	16.387	19.386	25.837	25.837
BP>	MWh	-	-	-	-	-	3.278	3.304	8.186	10.087	10.613	14.619	14.619
BP<	MWh	-	-	-	-	-	3.355	1.279	3.810	6.300	8.773	11.218	11.218
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>													
MP	#	48.119	49.376	50.774	51.649	53.361	54.242	55.105	55.955	56.803	57.635	57.635	
BP>	#	5	7	8	7	7	7	7	7	7	7	7	
BP<	#	129	136	129	148	150	155	160	163	164	168	168	
BP<	#	47.985	49.233	50.637	51.494	53.204	54.080	54.938	55.785	56.632	57.460	57.460	
<b>Consumo Unitário</b>													
MP	MWh/PA	15,4	15,6	15,3	15,0	14,8	14,5	14,4	14,3	14,1	14,0	14,0	
BP>	MWh/PA	89.273,7	85.359,1	69.430,0	69.061,1	73.694,1	73.994,2	73.994,2	73.994,2	73.994,2	73.994,2	73.994,2	
BP<	MWh/PA	734,4	736,3	757,0	727,1	693,6	690,5	699,6	694,0	688,8	702,5	702,5	
BP<	MWh/PA	3,1	3,1	2,9	2,9	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
<b>Energia Veiculada Total</b>													
MP	MWh	730.036	759.579	764.241	767.763	775.896	779.893	787.308	791.697	794.697	801.148	801.148	
BP>	MWh	491.005	512.155	520.725	517.958	515.859	517.959	517.959	517.959	517.959	517.959	517.959	
BP<	MWh	94.004	97.558	100.305	100.698	103.344	105.304	110.186	112.087	112.613	116.619	116.619	
BP<	MWh	145.026	149.866	143.211	149.107	156.693	156.630	159.162	161.651	164.124	166.570	166.570	
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>													
Redes	m€	-	-	48	144	-	-	-	-	-	81	81	
Rede Primária - MP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	48	144	-	-	-	-	-	81	81	
Rede Primária - MP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	1.054	1.520	-	-	-	-	-	1.400	1.400	
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
Capitalização de Encargos de Estrutura	m€	-	-	50	148	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Racional Económico</b>													
<b>Densificação de Rede</b>													
N.º de Fogos no Concelho	#	-	-	-	143.288	143.288	143.288	143.288	143.288	143.288	143.288	143.288	
CUI's Ativos	#	-	-	-	51.649	53.361	54.242	55.105	55.955	56.803	57.635	57.635	
Taxa de Penetração	%	-	-	-	36%	37%	38%	38%	39%	40%	40%	40%	
PA/Km Rede Secundária (EoP)	#/Km	90	88	87	86	87	87	87	87	87	87	87	
PA (EoP)	#/Km	48.119	49.376	50.774	51.649	53.361	54.242	55.105	55.955	56.803	57.635	57.635	
Km Rede Secundária (EoP)	Km	537	561	585	598	615	625	634	644	654	666	666	
PA/Km Rede Secundária (Período)	#/Km	124	43	61	84	102	91	88	87	88	71	84	
PA (Ligados Período)	#	1.516	1.012	1.491	1.078	1.712	881	863	850	848	832	4.274	
Km rede secundária (Construída Período)	Km	12	24	24	13	17	10	10	10	10	12	51	
<b>Rádios de expansão</b>													
Inv. Expansão/Cliente Ligado	€	1.314	1.630	1.403	1.353	1.110	1.383	1.440	1.440	1.429	1.515	1.441	
Investimento Expansão	€	1.991	1.650	2.091	1.458	1.901	1.219	1.243	1.224	1.212	1.261	6.158	
PAs	€	938	488	622	492	774	466	462	457	458	453	2.296	
Redes, Ramais e UAgs	€	934	1.035	1.414	924	1.051	700	729	721	714	760	3.624	
Contadores e Redutores	€	118	126	56	42	76	52	52	46	40	48	238	
Clientes Ligados	#	1.516	1.012	1.491	1.078	1.712	881	863	850	848	832	4.274	
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	8,1	23,2	16,4	11,9	9,8	11,0	11,4	11,5	11,3	14,2	11,8	
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	85	105	92	90	75	95	100	101	101	108	103	
A - Rentabilidade Investimento	%	11,9%	9,22%	-	-	-	13,80%	9,00%	5,80%	5,50%	12,96%	9,65%	
B - Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax	%	7,94%	7,94%	-	-	-	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	
Prémio de Concessão (A-B)	pp	3,96	1,28	-	-	-	7,16	2,35	(0,84)	(1,14)	6,32	3,01	



Descrição	u.m.	Real 14-17				ORC 18	DIRD GN 19-23					19-23
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<b>PLANO DE INVESTIMENTO</b>		172	95	338	579	198	475	484	490	499	501	2.449
<b>EXPANSÃO</b>		114	95	287	579	198	475	484	490	499	501	2.449
<b>Rede e UAgs</b>	m€	56	47	183	360	108	267	277	285	292	296	1.417
Rede Secundária - BP	m€	48	44	145	301	85	212	220	229	234	239	1.134
Ramais	m€	8	2	39	59	23	54	57	57	58	57	283
UAgs	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária - BP	mts	919	1.352	2.658	5.496	1.613	3.608	3.677	3.819	3.913	3.996	19.013
Ramais	#	49	9	180	234	85	192	198	196	201	197	984
UAgs	#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	6	6	17	36	13	29	30	30	29	30	148
<b>Pontos de Abastecimento</b>	m€	51	42	87	183	77	179	177	175	177	175	883
<b>Mercado Novo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Mercado Existente</b>	m€	46	32	79	168	69	163	161	160	161	157	802
Conversão	m€	38	28	74	147	60	141	141	140	144	140	706
Reconversão	m€	6	4	4	18	7	15	13	12	10	10	62
Pequeno terciário	m€	1	-	1	3	2	7	7	7	7	6	35
<b>Grande consumo</b>	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Contadores/Redutores</b>	m€	6	10	8	14	9	16	16	16	16	18	81
<b>Pontos de Abastecimento - Segmento</b>	#	90	99	183	380	140	365	357	353	353	346	1.774
<b>Mercado Novo</b>	#	22	27	11	1	-	40	40	40	40	40	200
<b>Mercado Existente</b>	#	67	71	170	379	139	325	317	313	313	305	1.573
Conversão	#	50	58	151	301	111	260	260	259	266	259	1.304
Reconversão	#	16	13	17	73	25	52	44	41	34	34	205
Pequeno terciário	#	1	-	2	5	3	13	13	13	13	12	64
<b>Grande consumo</b>	#	1	1	2	-	1	-	-	-	-	1	1
<b>Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#					140	365	357	353	353	346	1.774
MP	#					-	-	-	-	-	-	-
BP>	#					1	-	-	-	-	1	1
BP<	#					139	365	357	353	353	345	1.773
<b>Energia Veiculada Adicional</b>	MWh					224	531	1.582	2.616	3.644	6.317	6.317
MP	MWh					-	-	-	-	-	-	-
BP>	MWh					44	-	-	-	-	1.657	1.657
BP<	MWh					180	531	1.582	2.616	3.644	4.660	4.660
<b>Total de Pontos de Abastecimento - Tarifa</b>	#	1.721	1.817	2.008	2.379	2.519	2.884	3.241	3.594	3.947	4.293	4.293
MP	#	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
BP>	#	8	8	10	10	11	11	11	11	11	12	12
BP<	#	1.707	1.802	1.991	2.362	2.501	2.866	3.223	3.576	3.929	4.274	4.274
<b>Consumo Unitário</b>	MWh/PA	140,6	140,8	122,8	121,3	103,6	99,6	88,2	79,3	72,2	66,7	66,7
MP	MWh/PA	33.974,3	35.786,0	31.055,2	34.809,3	33.356,0	34.809,3	34.809,3	34.809,3	34.809,3	34.809,3	34.809,3
BP>	MWh/PA	1.476,8	1.399,2	1.323,9	1.600,3	1.335,1	1.600,3	1.600,3	1.600,3	1.600,3	1.674,8	1.674,8
BP<	MWh/PA	3,1	3,0	3,0	2,9	2,6	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
<b>Energia Veiculada Total</b>	MWh	237.060	249.045	234.909	266.005	253.810	269.081	270.132	271.166	272.194	274.867	274.867
MP	MWh	220.833	232.609	217.386	243.665	233.492	243.665	243.665	243.665	243.665	243.665	243.665
BP>	MWh	11.076	11.194	11.915	16.003	14.019	17.603	17.603	17.603	17.603	19.260	19.260
BP<	MWh	5.151	5.242	5.607	6.337	6.299	7.813	8.864	9.898	10.925	11.942	11.942
<b>OUTROS INVESTIMENTOS EM INFRAESTRUTURAS</b>		59	-	51	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Redes</b>	m€	26	-	25	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	m€	26	-	25	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	m€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP	mts	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Secundária Estruturante - BP	mts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rede Primária - MP (Extensão)	Km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>Capitalização de Encargos de Estrutura</b>	m€	32	-	26	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Racional Económico</b>												
<b>Densificação de Rede</b>												
N.º de Fogos no Concelho	#				9.299	9.299	9.299	9.299	9.299	9.299	9.299	9.299
CUI's Ativos	#				2.379	2.519	2.884	3.241	3.594	3.947	4.293	4.293
Taxa de Penetração	%				26%	27%	31%	35%	39%	42%	46%	46%
<b>PA/Km Rede Secundária (EoP)</b>	#/Km	163	153	138	119	116	114	112	110	108	106	106
PA (EoP)	#/Km	1.721	1.817	2.008	2.379	2.519	2.884	3.241	3.594	3.947	4.293	4.293
Km Rede Secundária (EoP)	Km	11	12	15	20	22	25	29	33	37	41	41
<b>PA/Km Rede Secundária (Período)</b>	#/Km	98	73	69	69	87	101	97	92	90	87	93
PA (Ligados Período)	#	90	99	183	380	140	365	357	353	353	346	1.774
Km rede secundária (Construída Período)	Km	1	1	3	5	2	4	4	4	4	4	4
<b>Rádios de expansão</b>												
<b>Inv. Expansão/Cliente Ligado</b>	€	1.262	960	1.570	1.523	1.413	1.302	1.355	1.389	1.412	1.449	1.380
<b>Investimento Expansão</b>	€	114	95	287	579	198	475	484	490	499	501	2.449
PA's	€	52	38	96	204	81	192	191	189	191	187	951
Redes, Ramais e UAgs	€	56	47	183	360	108	267	277	285	292	296	1.417
Contadores e Redutores	€	6	10	8	14	9	16	16	16	16	18	81
<b>Clientes Ligados</b>	#	90	99	183	380	140	365	357	353	353	346	1.774
Mts Rede Secund. Adicional / PA adicional	mts/PA	10,2	13,7	14,5	14,5	11,5	9,9	10,3	10,8	11,1	11,5	10,7
Investimento/GN Veiculado Adicional	€/MWh	9	7	13	13	14	13	15	17	20	22	21
<b>A - Rentabilidade Investimento</b>	%		10,7%	36,52%			5,78%	5,36%	5,18%	5,01%	15,07%	7,10%
<b>B - Remuneração sobre Activos (RoR 15/16) pre-tax</b>	%		7,94%	7,94%			6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%	6,65%
<b>Prémio de Concessão (A-B)</b>	pp		2,80	28,58			(0,87)	(1,28)	(1,46)	(1,63)	8,42	0,45



# Anexo 2

Gás natural  
e Emissões de CO<sub>2</sub>  
(Atualização  
com referência  
a abril 2018)





# 1. Fatores de emissão

## 1.1. Fontes de energia

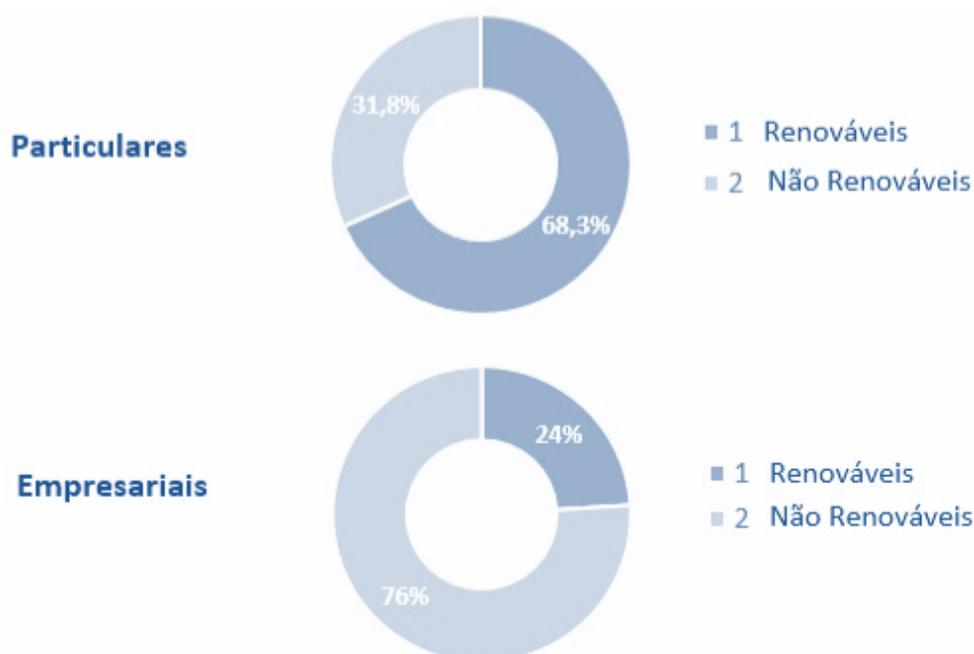
As diferentes fontes de energia tradicionalmente usadas apresentam fatores de emissão de CO<sub>2</sub> significativamente distintos.

Fonte de energia	Emissões CO <sub>2</sub> (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

Tabela 1: Fatores de emissão de CO<sub>2</sub> por fonte de energia

Considerando as fontes acima apresentadas, torna-se evidente que o gás natural emite menos CO<sub>2</sub> 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 2016. 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).

---

## 1.2. Emissões CO<sub>2</sub> dos automóveis

Para melhor compreender a dimensão das poupanças em emissões de CO<sub>2</sub>, estas serão quantificadas em toneladas mas também em número de automóveis necessários para uma emissão anual equivalente.

Considera-se que um automóvel percorre em média 15.000km/ano, e que é responsável pela emissão de 109 gCO<sub>2</sub>/km (valor médio para automóveis novos em Portugal no ano de 2014, de acordo com a Agência Europeia do Ambiente, EEA).

Assim, um automóvel emite, em média, 1,64 toneladas de CO<sub>2</sub> por ano.

## 2. Mix alternativo

Com base na experiência da Portgás foram computados os mix energéticos que os clientes usariam como alternativa ao gás natural para cada concelho da concessão, permitindo então comparar as emissões de CO<sub>2</sub> esperadas com e sem gás natural.

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).

---

### 2.1. Segmento doméstico

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.

## 2.2. Segmento dos grandes consumos

No segmento dos 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 gás natural 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

Tabela 2: Mix alternativo por concelho, grandes consumos

## 2.3. 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	-	77	-	23

Tabela 3: Mix alternativo médio da concessão por segmento

### 3. Consumos e emissões

#### 3.1. Gás natural

Em 2017 foram veiculados cerca de 7.160 GWh de gás natural (valor estimado), correspondendo a emissões de CO<sub>2</sub> num total de 1.317.412 toneladas. A desagregação por concelho está patente na tabela seguinte.

Concelho	Volumes (GWh)			Emissões CO <sub>2</sub> GN (ton)
	Doméstico	Grande Consumo	Total	
BARCELOS	23,26	520,03	543,28	99 964
BRAGA	127,35	239,06	366,41	67 420
CAMINHA	0,91	0,18	1,09	201
ESPOSENDE	12,32	35,22	47,53	8 746
FAFE	11,74	144,38	156,11	28 725
FELGUEIRAS	8,75	4,04	12,80	2 355
GONDOMAR	62,88	69,29	132,17	24 319
GUIMARÃES	62,45	1 288,75	1 351,20	248 622
LOUSADA	5,70	6,11	11,81	2 174
MAIA	92,08	411,49	503,57	92 658
MATOSINHOS	106,05	339,80	445,84	82 035
PAÇOS DE FERREIRA	6,51	9,67	16,18	2 977
PAREDES	11,99	8,63	20,63	3 795
PENAFIEL	7,17	35,37	42,54	7 828
PONTE DE LIMA	5,01	2,50	7,50	1 381
PORTO	171,80	505,02	676,82	124 535
PAREDES DE COURA	-	-	-	-
PÓVOA DE VARZIM	24,02	11,31	35,33	6 501
SANTO TIRSO	16,01	399,36	415,37	76 429
TROFA	13,46	107,22	120,68	22 206
VALENÇA	2,98	3,02	6,00	1 104
VALONGO	39,69	19,94	59,63	10 972
VIANA DO CASTELO	29,78	101,30	131,08	24 119
VILA DO CONDE	34,96	129,06	164,02	30 180
VILA NOVA DE CERVEIRA	1,27	20,08	21,35	3 928
VILA NOVA DE FAMALICÃO	45,03	783,40	828,44	152 432
VILA NOVA DE GAIA	149,46	618,59	768,06	141 322
VILA VERDE	6,79	1,60	8,39	1 544
VIZELA	6,32	259,67	265,99	48 942
<b>Total</b>	<b>1 085,73</b>	<b>6 074,12</b>	<b>7 159,85</b>	<b>1 317 412</b>

Tabela 4: Volumes veiculados e CO<sub>2</sub> emitido por concelho

### 3.2. Mix alternativo e CO<sub>2</sub> evitado

Calculando as emissões de CO<sub>2</sub> na situação alternativa sem gás natural, usando os mix referentes a cada concelho, os valores das emissões são significativamente mais elevados.

Emissões CO <sub>2</sub> GN (ton)	Emissões CO <sub>2</sub> Mix sem GN (ton)	Emissões CO <sub>2</sub> evitadas (ton)
99 964	144 472	44 508
67 420	86 943	19 524
201	240	39
8 746	11 945	3 198
28 725	41 292	12 567
2 355	2 952	598
24 319	31 402	7 083
248 622	365 843	117 221
2 174	2 646	472
92 658	124 886	32 228
82 035	107 511	25 476
2 977	3 632	655
3 795	4 606	811
7 828	9 798	1 970
1 381	1 671	290
124 535	155 811	31 277
-	-	-
6 501	7 469	969
76 429	111 345	34 917
22 206	30 941	8 735
1 104	1 397	293
10 972	13 382	2 410
24 119	32 091	7 972
30 180	41 070	10 890
3 928	5 248	1 320
152 432	223 202	70 769
141 322	183 665	42 342
1 544	1 843	299
48 942	72 332	23 390
<b>1 317 412</b>	<b>1 819 634</b>	<b>502 222</b>

Tabela 5: Emissões de CO<sub>2</sub> com gás natural e mix alternativo

Para o total da concessão, as emissões de CO<sub>2</sub> são 38% mais elevadas para o mix alternativo em relação à situação com gás natural, num total de mais de 500 mil toneladas. Este valor corresponde aproximadamente ao CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> do fuelóleo.

O concelho de Guimarães assegura por si só 23% do CO<sub>2</sub> 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 CO2 evitadas (ton)		Emissões CO2 evitadas, total (ton)
	Doméstico	Grande Consumo	
BARCELOS	- 788	- 43 720	- 44 508
BRAGA	- 4 316	- 15 208	- 19 524
CAMINHA	- 31	- 8	- 39
ESPOSENDE	- 417	- 2 781	- 3 198
FAFE	- 429	- 12 138	- 12 567
FELGUEIRAS	- 320	- 278	- 598
GONDOMAR	- 1 258	- 5 825	- 7 083
GUIMARÃES	- 2 282	- 114 939	- 117 221
LOUSADA	- 208	- 264	- 472
MAIA	- 1 842	- 30 386	- 32 228
MATOSINHOS	- 2 121	- 23 354	- 25 476
PAÇOS DE FERREIRA	- 238	- 417	- 655
PAREDES	- 438	- 373	- 811
PENAFIEL	- 262	- 1 707	- 1 970
PONTE DE LIMA	- 170	- 121	- 290
PORTO	- 1 732	- 29 545	- 31 277
PAREDES DE COURA	- -	- -	- -
PÓVOA DE VARZIM	- 480	- 488	- 969
SANTO TIRSO	- 320	- 34 597	- 34 917
TROFA	- 269	- 8 466	- 8 735
VALENÇA	- 101	- 192	- 293
VALONGO	- 1 345	- 1 065	- 2 410
VIANA DO CASTELO	- 1 009	- 6 963	- 7 972
VILA DO CONDE	- 699	- 10 191	- 10 890
VILA NOVA DE CERVEIRA	- 43	- 1 277	- 1 320
VILA NOVA DE FAMALICÃO	- 901	- 69 869	- 70 769
VILA NOVA DE GAIA	- 2 990	- 39 352	- 42 342
VILA VERDE	- 230	- 69	- 299
VIZELA	- 231	- 23 159	- 23 390
<b>Total</b>	<b>- 25 471</b>	<b>- 476 751</b>	<b>- 502 222</b>

Tabela 6: CO<sub>2</sub> evitado por segmento e concelho

# Anexo 3

*World Economic Outlook,*  
Fundo Monetário  
Internacional



Fonte

*World Economic Outlook, October 2017: Seeking Sustainable Growth: Short-Term Recovery, Long-Term Challenges*





World Economic and Financial Surveys

# World Economic Outlook

October 2017

## **Seeking Sustainable Growth** **Short-Term Recovery, Long-Term Challenges**

.....



I N T E R N A T I O N A L M O N E T A R Y F U N D



# Anexo 4

Projeções para  
a Economia  
Portuguesa:  
2018-2020,  
Banco de Portugal







# Projeções para a economia portuguesa: 2018-2020

## Continuação da expansão da atividade económica

Esta nota apresenta as projeções macroeconómicas do Banco de Portugal para o período de 2018 a 2020. A economia portuguesa deverá manter uma trajetória de expansão ao longo do horizonte de projeção, apresentando um ritmo de crescimento em linha com o atualmente projetado pelo Banco Central Europeu (BCE) para o conjunto da área do euro<sup>1</sup>. Após um aumento de 2,7% em 2017, o produto interno bruto (PIB) português deverá crescer 2,3% em 2018, 1,9% em 2019 e 1,7% em 2020 (Quadro 1)<sup>2</sup>.

A economia portuguesa continuará a beneficiar de um enquadramento económico e financeiro favorável, incluindo um crescimento robusto da procura externa, em torno de 4%, uma orientação acomodatória da política monetária da área do euro – num quadro de redução gradual dos estímulos não convencionais adotados nos últimos anos –, bem como uma manutenção das condições de financiamento dos agentes económicos (Caixa 1).

**Quadro 1 • Projeções do Banco de Portugal: 2018-2020 | Taxa de variação anual, em percentagem**

	Pesos 2017	Projeções março 2018				BE dezembro 2017			
		2017	2018 <sup>(a)</sup>	2019 <sup>(a)</sup>	2020 <sup>(a)</sup>	2017 <sup>(a)</sup>	2018 <sup>(a)</sup>	2019 <sup>(a)</sup>	2020 <sup>(a)</sup>
Produto interno bruto	100,0	2,7	2,3	1,9	1,7	2,6	2,3	1,9	1,7
Consumo privado	65,0	2,2	2,1	1,9	1,7	2,2	2,1	1,8	1,7
Consumo público	17,6	0,1	0,5	0,4	0,5	0,1	0,6	0,4	0,2
Formação bruta de capital fixo	16,1	9,0	6,5	5,6	5,4	8,3	6,1	5,9	5,4
Procura interna	99,0	2,8	2,7	2,3	2,2	2,7	2,5	2,2	2,1
Exportações	43,1	7,9	7,2	4,8	4,2	7,7	6,5	5,0	4,1
Importações	42,1	7,9	7,7	5,4	5,0	7,5	6,7	5,5	4,8
Contributo para o crescimento do PIB, líquido de importações (em pp) <sup>(b)</sup>									
Procura interna		1,2	1,1	1,1	1,0	1,2	1,2	1,0	1,0
Exportações		1,5	1,2	0,8	0,7	1,5	1,2	0,9	0,7
Emprego <sup>(b)</sup>		3,3	1,9	1,3	0,9	3,1	1,6	1,3	0,9
Taxa de desemprego		8,9	7,3	6,3	5,6	8,9	7,8	6,7	6,1
Balança corrente e de capital (% PIB)		1,4	2,1	2,1	1,9	1,5	2,3	2,2	2,2
Balança de bens e serviços (% PIB)		1,8	1,5	1,6	1,3	1,8	1,6	1,6	1,5
Índice harmonizado de preços no consumidor		1,6	1,2	1,4	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6

Fontes: Banco de Portugal e INE. | Notas: (p) – projetado, pp – pontos percentuais. Para cada agregado apresenta-se a projeção correspondente ao valor mais provável condicional ao conjunto de hipóteses consideradas. (a) Os agregados da procura em termos líquidos de importações são obtidos deduzindo uma estimativa das importações necessárias para satisfazer cada componente. O cálculo dos conteúdos importados foi feito com base em informação relativa ao ano de 2013. Para mais informações, ver a Caixa “O conteúdo importado da procura global em Portugal”, Boletim Económico de dezembro de 2017. Eventuais diferenças entre a taxa de crescimento do PIB e a soma dos contributos deve-se a arredondamentos. (b) Emprego total em número de indivíduos de acordo com o conceito de Contas Nacionais.

1. Ver “Projeções macroeconómicas para a área do euro elaboradas por especialistas do BCE”, março de 2018.

2. Estas projeções englobam a informação disponível até 16 de março, assim como o conjunto de hipóteses de enquadramento consistente com o exercício de projeção do BCE (Caixa 1).



# Anexo 5

Programa Operacional  
Regional do Norte  
2014-2020





**PROGRAMA OPERACIONAL AO ABRIGO DO  
OBJETIVO DE INVESTIMENTO NO CRESCIMENTO E  
NO EMPREGO**

CCI	2014PT16M2OP001
Título	Programa Operacional Regional do Norte 2014-2020
Versão	1.8
Primeiro ano	2014
Último ano	2020
Elegível de	1/Jan/2014
Elegível até	31/Dez/2023
Número da decisão CE	
Data da decisão CE	
Número da decisão de alteração do EM	
Data da decisão de alteração do EM	
Data da entrada em vigor da decisão de alteração do EM	
Regiões NUTS abrangidas pelo programa operacional	PT11 - Norte

**PT**

**PT**



# Anexo 6

Relatório Trimestral  
Norte Conjuntura,  
CCDRN  
4º Trimestre 2017





☞ O Produto Interno Bruto português cresceu 2,4% em volume, em termos homólogos, no 4º trimestre de 2017, repetindo o registo do trimestre anterior e superando ligeiramente o crescimento da União Europeia (2,3%).

☞ O emprego na Região Norte cresceu 3,2% em termos homólogos no 4º trimestre de 2017. Este resultado, mesmo sendo o menor de 2017, continua a superar o melhor dos resultados dos anos de 1999 a 2016. No 4º trimestre, o crescimento do emprego na Região Norte voltou a ser impulsionado sobretudo pela indústria transformadora. A taxa de desemprego estabilizou em 9,3% e a taxa de emprego dos 20 aos 64 anos fixou-se em 72,5% (seis décimas de ponto percentual acima do registo do trimestre anterior).

☞ Os indicadores relacionados com o consumo privado mantiveram tendência positiva, na Região Norte, no 4º trimestre de 2017. O ritmo de crescimento praticamente estabilizou no crédito ao consumo, abrandou nas importações de bens de consumo e acelerou nos levantamentos com cartões nacionais em caixas Multibanco.

☞ Em relação ao investimento, a importação de bens de capital inverteu a tendência, que passou a negativa no 4º trimestre de 2017, as obras licenciadas mantiveram tendência positiva com desaceleração e o crédito à habitação atenuou a queda. O emprego na construção cresceu em termos homólogos, ao contrário do ocorrido no trimestre anterior.

☞ O valor das mercadorias exportadas por empresas com sede na Região Norte registou, no 4º trimestre de 2017, uma aceleração do respetivo ritmo de crescimento, a contrariar o abrandamento observado nos dois trimestres anteriores. O principal contributo para o crescimento das exportações do Norte em termos homólogos voltou a ser dado pelos produtos do grupo "veículos automóveis, tratores, ciclos e outros veículos terrestres, suas partes e acessórios". Do lado das importações, a procura de *inputs* destinados à atividade industrial voltou a ser o principal fator de crescimento.

☞ A atividade turística voltou a acelerar na Região do Norte, no 4º trimestre de 2017.

☞ O crédito às empresas continuou a reduzir-se e o crédito às famílias estabilizou, na Região Norte, no 4º trimestre de 2017.

- 02 Enquadramento Nacional
- 03 Mercado de Trabalho
- 11 Consumo Privado
- 12 Investimento
- 14 Procura Externa
- 18 Indústria
- 20 Turismo
- 21 Preços no Consumo
- 22 Crédito
- 24 NORTE 2020
- 25 Fontes e Notas

INDICADORES Região do Norte	2017	2017	2016
	4ºTri	3ºTri	4ºTri
Emprego <i>vh</i> (%) (variação homóloga %)	3,2	3,5	2,2
Taxa de desemprego (%)	9,3	9,3	11,5
Levantamentos nacionais em caixas MB <i>vh</i> (%)	3,0	1,2	2,9
Bens de consumo duradouros importados <i>vh</i> (%)	8,8	22,0	17,8
Máq e bens de capital (exc. acessório) importados <i>vh</i> (%)	-2,0	7,4	13,4
Construção: edifícios (obras) licenciados <i>vh</i> (%)	3,4	5,1	19,9
Exportações de bens <i>vh</i> (%)	7,8	5,6	3,9
Inputs industriais não aliment. importados <i>vh</i> (%)	13,2	15,8	3,6
Turismo: dormidas <i>vh</i> (%)	10,8	4,6	12,9
Preços no consumidor <i>vh</i> (%)	1,6	1,1	0,7
Crédito às empresas e às famílias <i>vh</i> (%)	-0,9	-1,7	-2,7
Rácio de crédito às empresas vencido (%)	10,6	11,8	12,6

**NORTE 2020**  
PROGRAMA OPERACIONAL REGIONAL NORTE

 PORTUGAL  
**2020**

 UNIAO EUROPEIA  
 Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional


## Enquadramento Nacional

O Produto Interno Bruto (PIB) português cresceu 2,4% em volume, em termos homólogos, no 4º trimestre de 2017, repetindo assim o registo do trimestre anterior. Deste modo, o ritmo de crescimento da economia portuguesa igualou o da zona euro (também 2,4% no 4º trimestre) e superou ligeiramente o da União Europeia (2,3%).

A procura interna sofreu uma desaceleração no 4º trimestre de 2017, registando um crescimento homólogo de 2,3% em volume (que compara com um aumento de 3,4% no trimestre precedente). O abrandamento foi comum a todas as componentes da procura interna. O consumo privado conheceu no 4º trimestre de 2017 um crescimento real de 2,0% em termos homólogos, depois de ter aumentado 2,6% no trimestre precedente. O investimento registou uma desaceleração ainda mais acentuada. A formação bruta de capital fixo (FBCF) viu o seu ritmo de crescimento em volume passar de 10,0% em termos homólogos no 3º trimestre para 5,3% no 4º trimestre. O maior contributo para a desaceleração do ritmo de crescimento da FBCF total proveio da FBCF em outras máquinas e equipamentos, a qual registou uma variação homóloga de 6,1% em volume no 4º trimestre, depois de ter crescido 15,8% no 3º trimestre. Deve referir-se também o contributo da FBCF em equipamento de transporte, onde se verificou mesmo uma inversão de tendência, com uma variação homóloga negativa (-2,1% em volume no 4º trimestre) a contrastar com o crescimento anterior (+14,4% no 3º trimestre). Quanto à FBCF em construção, observou-se também um abrandamento, mas menos acentuado (variação homóloga de 7,9% em volume no 4º trimestre, que compara com 9,4% no trimestre anterior).

A compensar a desaceleração observada na procura interna, há a registar o facto de as exportações de bens e serviços

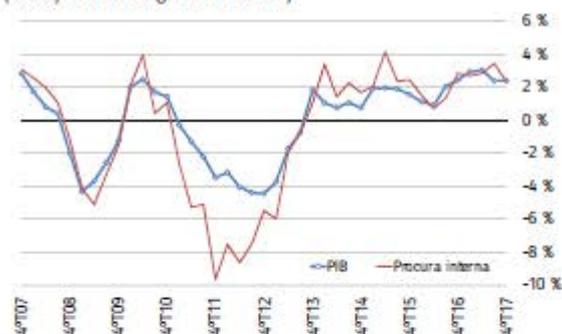
terem beneficiado de uma aceleração de crescimento (com uma variação homóloga de 7,2% no 4º trimestre, que compara com 6,2% no trimestre precedente), enquanto do lado das importações se assistiu a uma desaceleração (variação homóloga de 6,9% no 4º trimestre, face a 8,4% no trimestre anterior).

Em termos anuais, o PIB português alcançou em 2017 um crescimento real de 2,7%, em aceleração face ao crescimento de 1,6% apurado em 2016.

A taxa de desemprego registou, ao nível nacional, uma nova queda no 4º trimestre de 2017, cifrando-se em 8,1% (valor que compara com 8,5% no trimestre anterior e com 10,5% no período homólogo de 2016). Em termos médios anuais, a taxa de desemprego para Portugal fixou-se em 8,9% em 2017 (abaixo dos 11,1% registados em 2016).

A taxa de inflação observada no consumo, a nível nacional, cifrou-se em 1,5% em termos homólogos na média do 4º trimestre de 2017, ficando quatro décimas de ponto percentual acima do registo do trimestre anterior.

**Portugal: Produto Interno Bruto e Procura Interna**  
(variações homólogas em volume)



ENQUADRAMENTO NACIONAL	Anos		Trimestres				
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17
Contas Nacionais: PIB <i>vh</i> em volume (%)	1,6	2,7	2,4	2,9	3,0	2,4	2,4
Procura Interna	1,6	2,8	2,8	2,7	2,8	3,4	2,3
Consumo Final	1,8	1,7	2,3	1,8	1,4	2,1	1,6
Consumo Privado	2,1	2,2	2,9	2,4	2,0	2,6	2,0
Consumo Público	0,6	0,1	0,1	-0,2	-0,4	0,4	0,3
Formação Bruta de Capital (Investimento)	0,8	8,4	5,8	7,4	10,0	10,3	5,9
Formação Bruta de Capital Fixo	1,5	9,0	5,8	9,6	11,3	10,0	5,3
Exportações (Bens e Serviços)	4,4	7,9	6,8	10,1	8,1	6,2	7,2
Importações (Bens e Serviços)	4,2	7,9	7,5	9,1	7,4	8,4	6,9
VAB	1,2	2,2	1,7	2,5	2,3	2,2	2,0
Taxa de Desemprego (%)	11,1	8,9	10,5	10,1	8,8	8,5	8,1
Inflação no consumo (%)	0,6	1,4	0,8	1,4	1,4	1,1	1,5

## Mercado de Trabalho / ATIVIDADE e EMPREGO

O ritmo de crescimento do emprego na Região do Norte voltou a abrandar, em termos homólogos, no 4º trimestre de 2017. A população empregada residente no Norte do país aumentou em 3,2% face ao período homólogo de 2016 (o equivalente a mais cerca de 52 mil pessoas empregadas), depois de no trimestre anterior ter crescido 3,5%, também em termos homólogos. O crescimento homólogo do emprego da Região do Norte no 4º trimestre foi o menor observado ao longo do ano de 2017, mas mesmo assim supera o melhor dos resultados do período de 1999 a 2016. Em termos médios anuais, o emprego do Norte cresceu 3,8% em 2017 (compara com 1,3% em 2016). Ao nível nacional, ocorreu, pelo contrário, uma aceleração do crescimento do emprego, com uma variação homóloga de 3,5% no 4º trimestre (que compara com 3,0% no trimestre anterior). Em termos médios anuais, o crescimento da população empregada ao nível nacional ficou abaixo do apurado para a Região do Norte, com um ganho de 3,3% em 2017 (depois de ter crescido 1,2% em 2016).

A taxa de emprego (que representa a população empregada dos 20 aos 64 anos em percentagem da população residente do mesmo grupo etário) voltou a aumentar no 4º trimestre de 2017, tanto na Região do Norte como ao nível nacional. Na Região do Norte, este indicador atingiu 72,5% (resultado que compara com 71,9% no trimestre anterior e com 69,0% no período homólogo de 2016). Ao nível nacional, o mesmo indicador cifrou-se em 74,6% no 4º trimestre (compara com 74,1% no trimestre anterior e com 71,3% um ano antes). Em termos médios anuais, em 2017 a taxa de emprego dos 20 aos 64 anos fixou-se em 71,5% na Região do Norte (3,4 pontos percentuais acima do resultado de 2016) e em 73,4% a nível nacional (+2,8 p.p. que em 2016).

No 4º trimestre de 2017, o ramo de atividade que, em termos homólogos, mais contribuiu para o crescimento do emprego na Região do Norte foi a indústria transformadora, com mais cerca de 27 mil pessoas empregadas, equivalendo a uma variação homóloga de 6,5%. Refira-se também o contributo do comércio, com mais cerca de 9 mil pessoas empregadas do que há um ano (variação homóloga de 3,9%). O conjunto dos serviços (excepto comércio), empregavam, no 4º trimestre, mais cerca de 18 mil pessoas do que um ano antes, enquanto a construção empregava mais cerca de 5 mil trabalhadores. Em sentido contrário, destaca-se sobretudo o sector primário, com menos cerca de 11 mil pessoas empregadas do que um ano antes (variação homóloga de -10,9%).

Em termos homólogos, o crescimento do emprego na Região do Norte no 4º trimestre de 2017 foi mais acentuado entre as mulheres do que entre os homens (+4,6% e +1,9%,

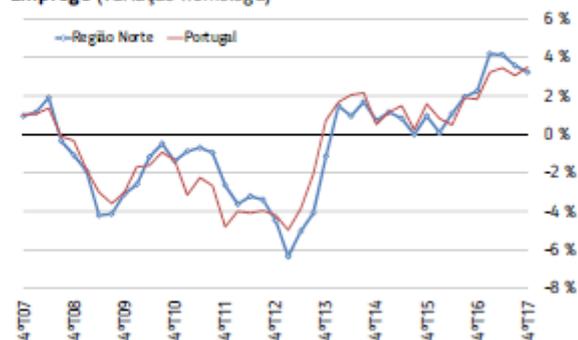
respectivamente). Por situação na profissão, destaca-se sobretudo o aumento do número de trabalhadores por conta de outrem com contrato sem termo (mais cerca de 57 mil do que um ano antes) e de empregadores (mais 11 mil), enquanto o número de trabalhadores por conta própria isolados diminuiu em cerca de 13 mil.

### Tendências por sub-regiões

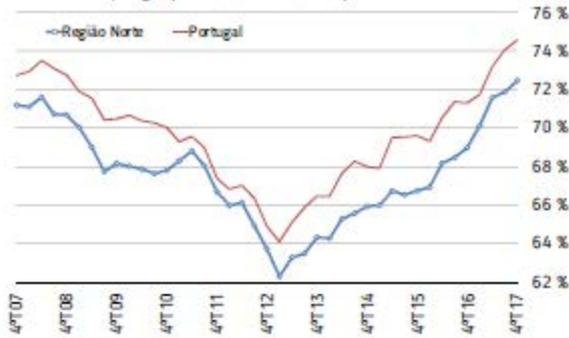
De acordo com os dados disponíveis, sujeitos a atualização, o crescimento do número de ativos a descontar para a Segurança Social (pessoas singulares com registo de remunerações ou com registo de contribuições pagas) residentes na Região do Norte terá abrandado no início do 4º trimestre de 2017, com uma variação homóloga de 3,6% na média do bimestre outubro-novembro (que compara com 4,1% no 3º trimestre).

A sub-região do Cávado destaca-se por registar, em termos homólogos, o maior crescimento do número de ativos a descontar para a Segurança Social, tanto no 3º trimestre (4,8%), como na média dos dois meses iniciais do 4º trimestre de 2017 (4,2%). No Alto Minho e no Alto Tâmega, esta variável apresentou, no 3º trimestre, um crescimento homólogo coincidente com a média da Região do Norte, mas no bimestre outubro-novembro praticamente não desacelerou, alcançando desse modo resultados superiores à média do Norte (variações homólogas de 4,1% e 4,0%, respetivamente). Nas sub-regiões do Ave, da Área Metropolitana do Porto e do Tâmega e Sousa, o mesmo indicador observa, tanto no 3º trimestre como na média dos meses de outubro e novembro, variações homólogas muito próximas da média da Região do Norte. Finalmente, o Douro e as Terras de Trás-os-Montes observam os crescimentos mais modestos do número de ativos a descontar para a Segurança Social, tanto no 3º trimestre como na média dos dois meses iniciais do 4º trimestre de 2017. A Área Metropolitana do Porto, dado o seu peso relativo, continua a assegurar um contributo que explica cerca de metade do crescimento observado em toda a Região do Norte.

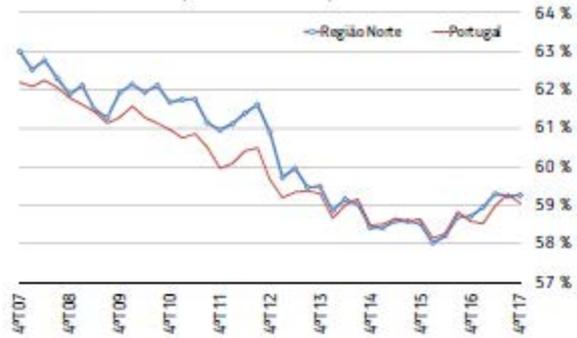
### Emprego (variação homóloga)



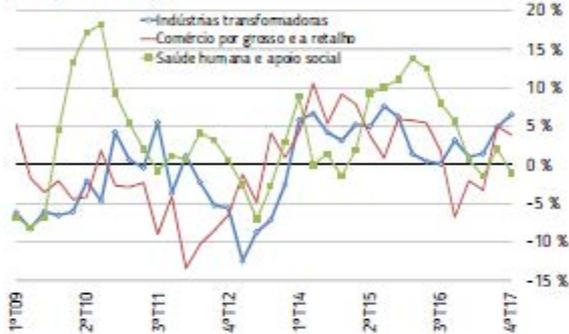
**Taxa de Emprego (dos 20 aos 64 anos)**



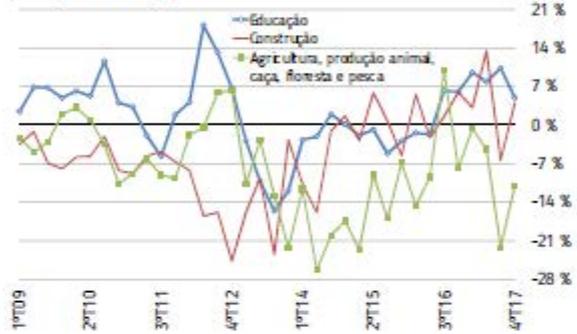
**Taxa de Atividade (15 ou mais anos)**



**Emprego na Região do Norte, por ramo de atividade (variação homóloga)**



**Emprego na Região do Norte, por ramo de atividade (variação homóloga)**



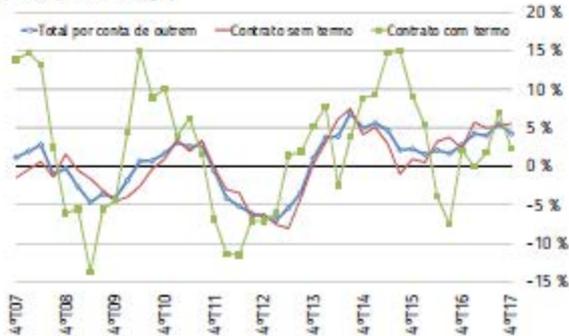
**Emprego na Região do Norte, por ramo de atividade (variação homóloga)**



**Emprego a tempo parcial, na Região do Norte (total e por conta de outrem)**



**Emprego na Região do Norte, por conta de outrem (variação homóloga)**



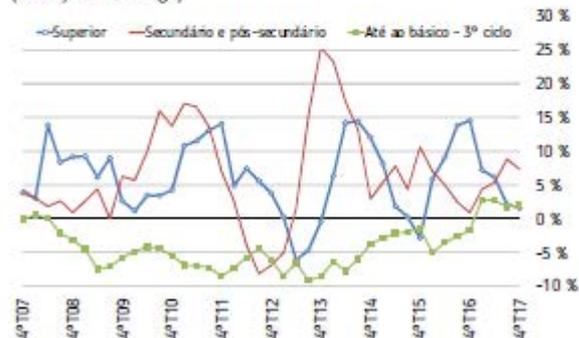
**Emprego na Região do Norte, por conta própria (variação homóloga)**



**Emprego na Região do Norte, por género**  
(variação homóloga)

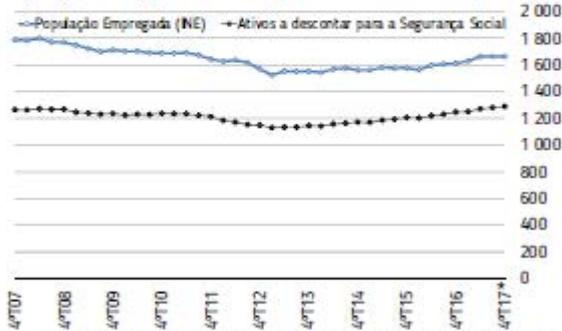


**Emprego na Região do Norte, por escolaridade completa**  
(variação homóloga)



ATIVIDADE e EMPREGO	Anos		Trimestres				
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17
<b>Portugal</b>							
Taxa de Atividade (15 ou mais anos) (%)	58,5	59,0	58,6	58,5	59,0	59,3	59,0
Taxa de Emprego (20 aos 64 anos) (%)	70,6	73,4	71,3	71,7	73,2	74,1	74,6
Emprego (população empregada, 15 ou mais anos) vh(%)	1,2	3,3	1,8	3,2	3,4	3,0	3,5
<b>Região Norte</b>							
Taxa de Atividade (15 ou mais anos) (%)	58,4	59,2	58,7	58,9	59,3	59,2	59,3
Taxa de Emprego (20 aos 64 anos) (%)	68,1	71,5	69,0	70,1	71,6	71,9	72,5
Emprego (população empregada, 15 ou mais anos) vh(%)	1,3	3,8	2,2	4,2	4,1	3,5	3,2
por género: Homens vh(%)	1,8	2,5	1,5	4,7	2,4	1,2	1,9
Mulheres	0,9	5,1	3,1	3,6	6,0	6,1	4,6
Empregados por conta de outrem vh(%)	2,0	4,5	2,7	4,2	4,0	5,5	4,2
contrato sem termo	2,4	5,4	2,3	5,7	4,9	5,3	5,6
contrato com termo	-1,2	2,7	2,1	0,0	1,8	7,0	2,2
Empregados por conta própria vh(%)	-2,9	1,7	-1,3	5,8	5,4	-3,0	-0,8
Empregadores	-3,9	12,9	0,7	17,5	7,7	13,7	13,2
Isolados	-2,5	-2,7	-2,1	1,1	4,4	-9,1	-6,8
por ramo: Agricultura, produção animal, caça, floresta e pesca vh(%)	-5,6	-10,1	-7,9	-0,6	-4,4	-22,2	-10,9
Indústrias transformadoras	1,3	3,5	3,2	1,0	1,4	4,9	6,5
Construção	2,7	3,5	6,0	3,2	13,5	-6,4	4,0
Comércio por grosso e a retalho, reparação de veículos	1,4	0,8	-6,8	-2,1	-3,3	5,0	3,9
Transportes e armazenagem	6,6	18,0	22,4	37,4	11,0	22,3	5,3
Alojamento, restauração e similares	5,0	22,7	29,8	21,1	39,9	29,1	3,5
Actividades de consultoria, científicas e técnicas	12,4	11,5	33,8	24,1	22,4	6,1	-2,7
Actividades administrativas e dos serviços de apoio	-2,5	9,9	-7,8	23,6	-2,4	18,1	3,5
Administração pública, defesa e segurança social obrigatória	-5,8	-5,5	-11,3	-8,4	-12,0	-9,3	9,0
Educação	2,1	8,1	6,0	9,6	7,9	10,3	4,9
Saúde humana e apoio social	9,9	0,0	5,7	0,6	-1,5	2,1	-1,1
por escolaridade completa: Até ao básico-3º ciclo vh(%)	-3,2	2,3	-1,7	2,8	2,7	1,8	2,0
Secundário e Pós-secundário	3,8	6,5	0,9	4,4	5,4	8,8	7,3
Superior	10,8	4,2	14,5	7,2	6,1	2,1	1,6
Emprego a tempo parcial (proporção face ao total) (%)	11,5	10,8	11,5	10,8	11,4	10,5	10,6
por conta de outrem a tempo parcial (face ao total por conta de outrem)	8,1	7,5	8,3	7,5	7,8	7,2	7,6

**Emprego na Região do Norte (milhares de indivíduos)**



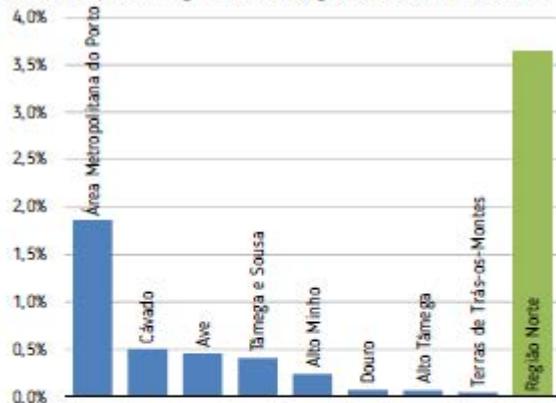
\* Bimestre Out-Nov. 2017 para o nº de ativos a descontar para a Segurança Social

**Emprego na Região do Norte (variação homóloga)**

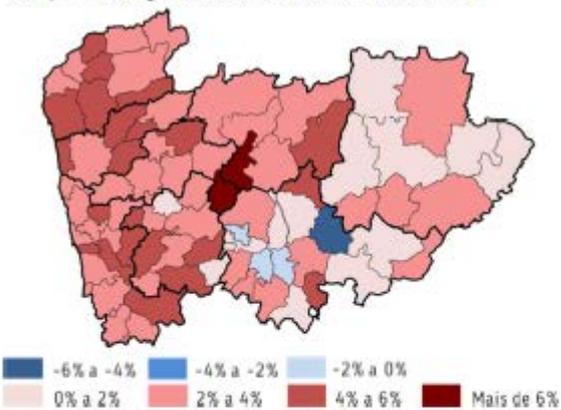


\* Bimestre Out-Nov. 2017 para o nº de ativos a descontar para a Segurança Social

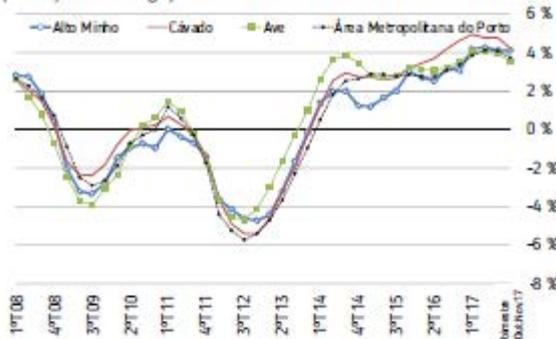
**Contributos para a variação homóloga do nº de ativos a descontar para a Seg. Social na Região Norte, Out-Nov. 2017**



**Ativos a descontar para a Segurança Social, por concelho variação homóloga na média do bimestre Out-Nov.2017**



**Ativos a descontar para a Segurança Social, por NUTS III (variação homóloga)**



**Ativos a descontar para a Segurança Social, por NUTS III (variação homóloga)**



Ativos a descontar para a Segurança Social, por NUTS III	Anos		Trimestres				Bimestre	Meses		
	2015	2016	4ºT 16	1ºT 17	2ºT 17	3ºT 17	Out. Nov. 17	Set. 17	Out. 17	Nov. 17
Região Norte (vh(%))	2,6	3,0	3,4	4,0	4,2	4,1	3,6	3,9	3,7	3,6
Alto Minho	2,0	2,9	3,1	4,2	4,3	4,1	4,1	3,9	4,2	4,0
Cávado	2,8	4,0	4,6	4,9	4,8	4,8	4,2	4,7	4,4	4,0
Ave	2,9	3,2	3,5	4,1	4,1	4,0	3,5	3,8	3,7	3,3
Área Metropolitana do Porto	2,8	3,0	3,4	3,9	4,1	4,1	3,7	4,0	3,8	3,6
Alto Tâmega	-0,2	1,5	1,6	3,0	4,0	4,1	4,0	4,1	3,5	4,5
Tâmega e Sousa	3,0	3,1	3,4	4,6	4,4	4,1	3,5	3,9	3,6	3,4
Douro	0,1	1,8	1,9	2,8	3,6	3,7	1,8	2,9	1,2	2,4
Terras de Trás-os-Montes	0,4	1,9	1,0	2,1	3,0	2,3	2,0	2,0	1,9	2,2

## Mercado de Trabalho / DESEMPREGO

No 4º trimestre de 2017, a taxa de desemprego na Região Norte voltou a cifrar-se em 9,3%, igualando o valor do trimestre imediatamente anterior e ficando abaixo do registo do trimestre homólogo de 2016 (11,5%). No plano nacional, a taxa de desemprego desceu no 4º trimestre de 2017, fixando-se em 8,1% (resultado que compara com 8,5% no trimestre precedente e com 10,5% há um ano).

A estabilidade da taxa de desemprego da Região do Norte entre o 3º e o 4º trimestre de 2017 resulta de um agravamento do desemprego masculino (cujas taxas passaram de 8,7% para 9,0%), a par de uma descida da taxa feminina de desemprego (de 10,0% para 9,6%).

A taxa de desemprego de jovens (menos de 25 anos) aumentou pela primeira vez em 2017 na Região do Norte, cifrando-se em 27,7% no 4º trimestre (valor que compara com 24,4% no trimestre precedente e com 28,8% no período homólogo de 2016).

A população desempregada residente na Região do Norte, estimada pelo INE, totalizava, no 4º trimestre de 2017, cerca de 170 mil indivíduos, o que significa aproximadamente menos 38 mil pessoas (ou -18,3%) do que no trimestre homólogo de 2016. No confronto entre trimestres consecutivos, a estimativa de população desempregada residente na Região do Norte manteve-se praticamente estável (variação em cadeia de -0,6%, representando aproximadamente menos mil pessoas desempregadas).

A diminuição observada, em termos homólogos, da população desempregada foi particularmente acentuada entre aqueles que já contavam com alguma anterior experiência profissional (-25,1% para os desempregados provenientes da indústria; -20,7% para os oriundos dos serviços), mas também ocorreu entre os que procuravam o primeiro emprego (-6,5%).

A incidência do desemprego de longa duração diminuiu no 4º trimestre. Ainda assim, 58,5% dos desempregados da Região do Norte estavam em situação de desemprego há mais de um ano, enquanto quase dois quintos do total (39,3%) permaneciam nessa situação há pelo menos dois anos.

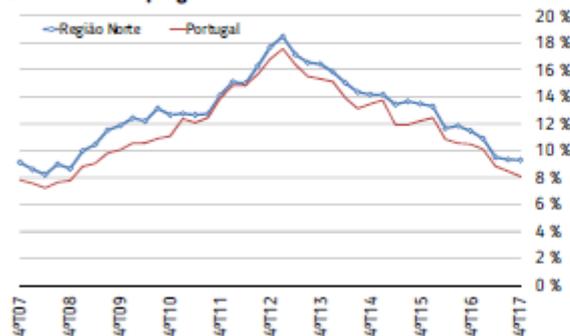
### Tendências por sub-regiões

O desemprego registado (média trimestral dos valores em fim de mês do número de desempregados inscritos nos Centros de Emprego do IEFP da Região do Norte, apurado por concelho de residência) atingiu no 4º trimestre de 2017 um valor próximo de 171 mil indivíduos (cerca de -34 mil do que no trimestre homólogo de 2016, ou -16,5%).

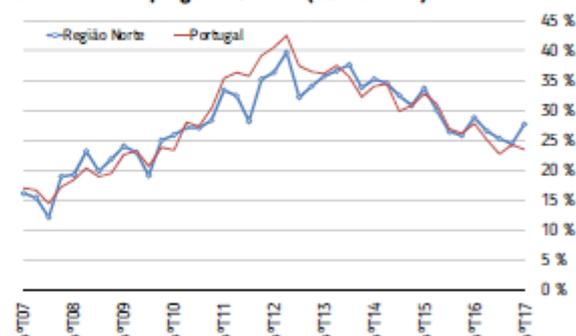
No 4º trimestre de 2017, o Alto Minho voltou a ser (à semelhança do que já ocorrera no dois trimestres anteriores) a sub-região do Norte com a descida relativamente mais acentuada do desemprego registado, ao observar uma variação homóloga de -27,3%. No extremo oposto, o Douro e o Tâmega e Sousa foram, no 4º trimestre, as sub-regiões com descidas menos acentuadas do desemprego registado (com variações homólogas de -11,1% e -12,4%, respetivamente). Embora com uma variação homóloga próxima da média da Região do Norte, a Área Metropolitana do Porto assegura, dado o seu peso relativo, um contributo que explica, por si só, mais de metade da redução observada, em termos homólogos, no desemprego registado da Região do Norte.

A tendência, em termos homólogos, para a diminuição do desemprego registado foi comum, no 4º trimestre de 2017, a 81 dos 86 concelhos da Região do Norte, sendo que em 26 desses concelhos foi mesmo observada uma diminuição superior a -20%. No pólo oposto, Castelo de Paiva e Resende foram os concelhos do Norte a observar, no 4º trimestre, os crescimentos mais acentuados do desemprego registado (com variações homólogas de 6,5% e 6,1%, respetivamente).

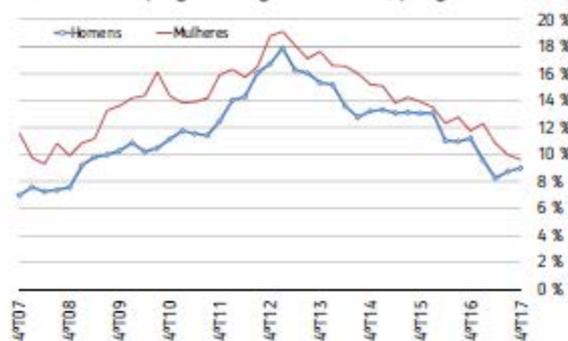
Taxa de Desemprego



Taxa de Desemprego de Jovens (15-24 anos)



Taxa de Desemprego na Região do Norte, por género

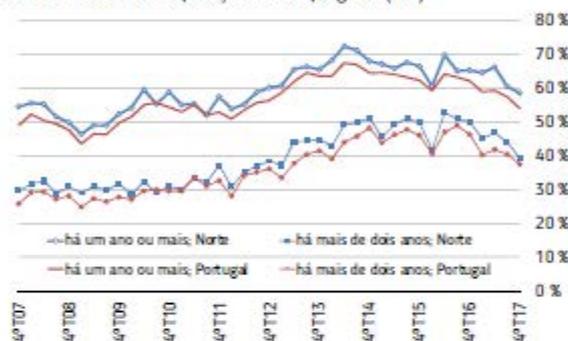


Taxa de Desemprego na Região do Norte, por escolaridade

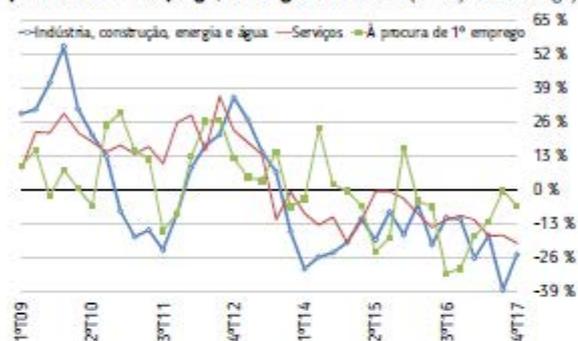


Desemprego de Longa Duração

em % do total da População Desempregada (INE)



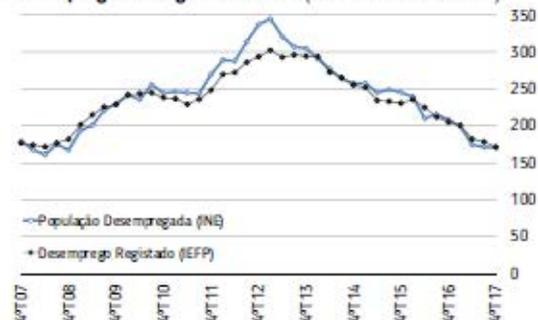
Pop. Desempregada (INE) por ramo de atividade anterior ou à procura do 1º emprego, na Região do Norte (variação homóloga)



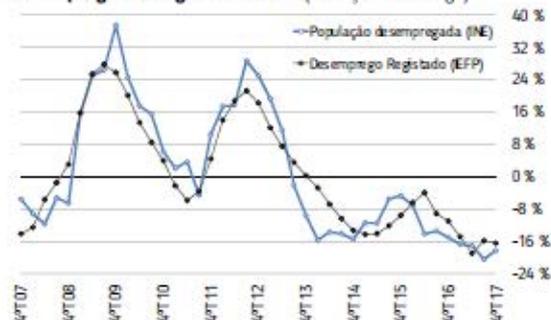
## DESEMPREGO

	Anos		Trimestres				
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17
<b>Portugal</b>							
Taxa de Desemprego (%)	11,1	8,9	10,5	10,1	8,8	8,5	8,1
<b>Região Norte</b>							
Taxa de Desemprego (%)	12,0	9,8	11,5	10,9	9,5	9,3	9,3
Homens	11,6	8,9	11,2	9,6	8,2	8,7	9,0
Mulheres	12,6	10,7	11,7	12,3	10,8	10,0	9,6
Jovens (15-24 anos)	27,8	25,9	28,8	26,5	25,3	24,4	27,7
Até ao 3º ciclo do EB	12,5	10,0	11,9	11,0	10,1	10,0	8,9
Secundário e pós-secundário	13,0	10,6	12,3	12,3	9,7	8,9	11,7
Superior	9,9	8,2	9,4	9,0	7,9	8,4	7,4
População desempregada (INE) (milhares)	218,3	178,8	208,4	199,0	174,4	171,3	170,3
População desempregada (INE) vh(%)	-12,4	-18,1	-15,0	-16,8	-17,1	-20,5	-18,3
Homens	-12,1	-23,4	-14,8	-26,1	-25,7	-21,2	-20,1
Mulheres	-12,7	-12,8	-15,1	-7,0	-8,4	-19,8	-16,5
À procura do 1º emprego	-19,4	-10,1	-30,5	-17,8	-12,7	-0,4	-6,5
Por ramo da última actividade: Indústria, construção, energia e água	-12,3	-27,4	-11,5	-26,5	-17,7	-38,6	-25,1
Serviços	-11,5	-16,9	-10,0	-11,8	-18,0	-17,6	-20,7
Proporção de Desemprego de Longa Duração (INE): há 1 ano ou mais (%)	65,0	62,5	65,3	64,5	66,2	60,4	58,5
há mais de 2 anos	48,6	43,8	50,0	45,0	46,7	43,9	39,3
Desemprego Registado na Região Norte (IEFP) (milhares)	219,4	183,1	205,2	200,7	182,1	178,2	171,4
Desemprego Registado na Região Norte (IEFP) vh(%)	-7,6	-16,5	-11,0	-14,9	-19,0	-15,8	-16,5

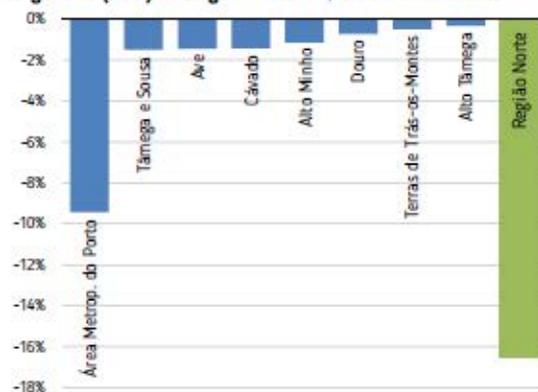
**Desemprego na Região do Norte (milhares de indivíduos)**



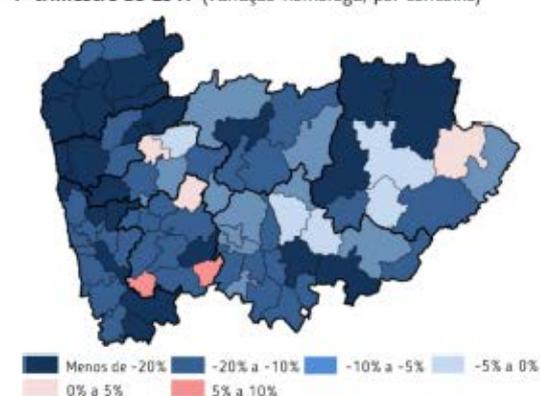
**Desemprego na Região do Norte (variação homóloga)**



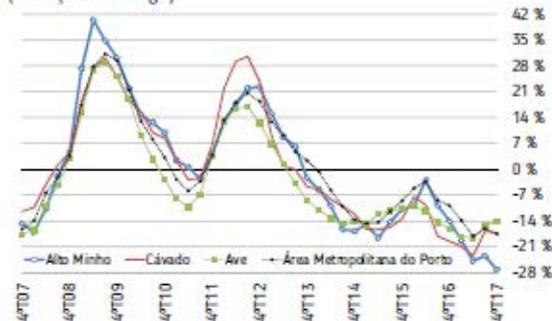
**Contributos para a variação homóloga do Desemprego Registrado (IEFP) na Região do Norte, 4º Trimestre de 2017**



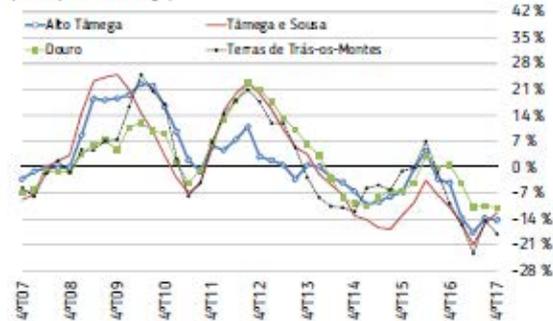
**Desemprego Registrado 4º trimestre de 2017 (variação homóloga, por concelho)**



**Desemprego Registrado (IEFP), por NUTS III (variação homóloga)**



**Desemprego Registrado (IEFP), por NUTS III (variação homóloga)**



Desemprego Registrado, por NUTS III	Anos		Trimestres					Meses		
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
Região Norte vh(%)	-7,6	-16,5	-11,0	-14,9	-19,0	-15,8	-16,5	-17,2	-16,4	-15,7
Alto Minho	-9,2	-23,5	-14,1	-19,3	-24,8	-23,5	-27,3	-26,9	-27,3	-27,6
Cávado	-13,6	-19,8	-19,6	-21,0	-23,4	-16,8	-17,4	-18,9	-15,4	-17,8
Ave	-12,9	-16,7	-16,2	-18,3	-18,7	-15,5	-14,1	-16,3	-14,0	-11,7
Área Metropolitana do Porto	-6,7	-16,3	-9,9	-13,8	-18,2	-16,0	-17,5	-17,7	-17,7	-17,2
Alto Tâmega	-1,0	-15,0	-4,4	-13,9	-17,7	-13,9	-14,4	-13,0	-16,2	-14,0
Tâmega e Sousa	-8,0	-16,1	-10,8	-15,2	-21,0	-15,3	-12,4	-14,2	-12,7	-10,1
Douro	-0,3	-9,3	0,6	-4,5	-10,9	-10,6	-11,1	-11,9	-10,7	-10,6
Terras de Trás-os-Montes	-1,1	-18,0	-9,9	-15,6	-23,4	-14,5	-18,2	-21,7	-16,5	-16,1

## Mercado de Trabalho / CUSTO DA MÃO-DE-OBRA

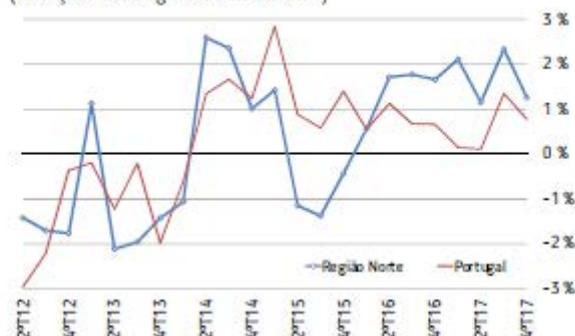
No 4º trimestre de 2017, o salário médio mensal líquido dos trabalhadores por conta de outrem da Região do Norte cifrou-se em 798€ e observou, em termos homólogos, um crescimento real de 1,3% (tendo a variação nominal sido de 2,8%). No trimestre anterior, o crescimento real do salário médio na Região do Norte tinha sido de 2,3%.

Ao nível nacional, o salário médio mensal líquido (865€) registou no 4º trimestre de 2017 um ganho real de 0,8%.

No 4º trimestre de 2017, o índice de custo de trabalho (custo médio total por hora trabalhada, aferido para o total da economia, exceto Administração Pública; série corrigida pelo número de dias úteis) registou na Região do Norte uma variação homóloga positiva da ordem de 0,7% (valor que compara com 3,3% no trimestre anterior). Ao nível nacional, o mesmo indicador aumentou 0,6% em termos homólogos no 4º trimestre (compara com 0,5% no trimestre precedente). No caso da Região do Norte, o aumento no índice de custo do

trabalho no 4º trimestre de 2017 resulta, em termos homólogos, do aumento de 2,1% no custo médio por trabalhador, conjugado com um crescimento de 1,4% no número de horas efetivamente trabalhadas, por trabalhador.

### Salário médio dos trabalhadores por conta de outrem (variação homóloga em termos reais)



### Índice de Custo do Trabalho - Corrigido pelos dias úteis (Total, excluindo Administração Pública) (variação homóloga)



### Índice de Custo do Trabalho na Região Norte

Total, exc. Adm. Pública; Corrigido pelos dias úteis; (v. homól.)



## CUSTO DA MÃO-DE-OBRA

	Anos		Trimestres				
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17
<b>Portugal</b>							
Salário médio mensal líquido (trabalhadores por conta de outrem): euros (€)	839	856	846	846	851	861	865
variação homóloga nominal vh(%)	1,4	2,0	1,4	1,6	1,6	2,5	2,2
variação homóloga real vh(%)	0,8	0,6	0,7	0,1	0,1	1,3	0,8
<b>Índice de Custo do Trabalho (série corrigida pelos dias úteis) vh(%)</b>							
Total	1,4	2,5	0,9	3,1	3,2	-0,9	4,9
Total, excluindo Administração Pública	-0,2	1,6	-1,0	4,1	1,5	0,5	0,6
<b>Região Norte</b>							
Salário médio mensal líquido (trabalhadores por conta de outrem): euros (€)	771	796	776	792	794	799	798
variação homóloga nominal vh(%)	2,1	3,2	2,4	3,7	2,7	3,5	2,8
variação homóloga real vh(%)	1,4	1,7	1,7	2,1	1,1	2,3	1,3
<b>Índice de Custo do Trabalho (série corrigida pelos dias úteis) vh(%)</b>							
Total, excluindo Administração Pública	-0,7	2,2	-2,0	3,7	0,9	3,3	0,7
Custo médio por trabalhador	1,2	2,1	0,7	0,7	2,1	3,4	2,1
Horas efectivamente trabalhadas, por trabalhador	1,7	0,0	2,6	-2,9	1,2	0,2	1,4

## Consumo Privado

Os indicadores relacionados com o consumo privado mantiveram, no 4º trimestre, de 2017, uma dinâmica de crescimento na Região do Norte, embora com enquadramentos distintos face à tendência do trimestre anterior. Assim, o crédito ao consumo praticamente estabilizou o seu ritmo de crescimento, as importações de bens de consumo sofreram um abrandamento e os levantamentos nacionais em caixas Multibanco, pelo contrário, aceleraram o seu crescimento.

No final do 4º trimestre de 2017, a dívida das famílias da Região do Norte ao sistema bancário e financeiro residente relativa a crédito ao consumo e outros fins (excluindo habitação) ascendia a 7.586 milhões de euros (ME) e apresentava, em termos homólogos, um crescimento de 4,9% (muito próximo das variações apuradas nos anteriores trimestres de 2017). Ao nível nacional, o crédito ao consumo observava, no final do 4º trimestre, uma variação homóloga de 4,1% (compara com 4,3% no trimestre anterior), continuando a crescer abaixo do registado na Região do Norte.

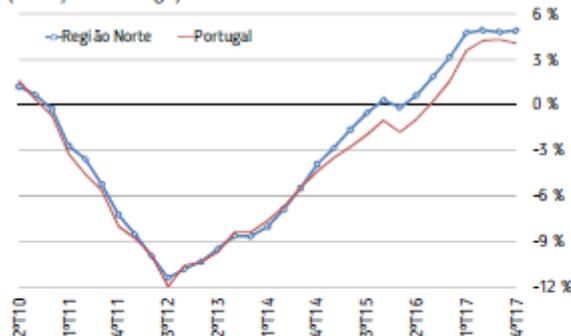
Os indicadores de incumprimento das famílias da Região do Norte no âmbito do crédito ao consumo registaram nova melhoria no 4º trimestre, com o rácio de crédito vencido a descer para 8,8% (compara com 9,5% no trimestre anterior) e

a proporção de devedores com crédito ao consumo vencido a cifrar-se em 11,8% (era de 12,6% no trimestre precedente).

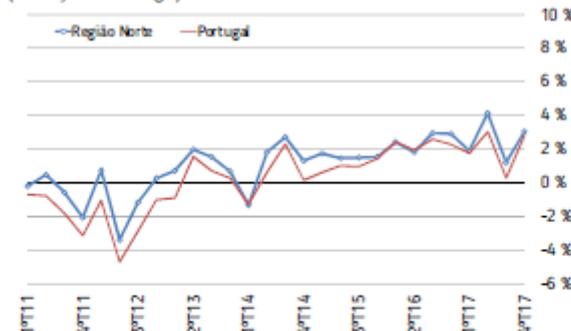
O valor das importações de bens de consumo (com exclusão de alimentos e bebidas, combustíveis e material de transporte) realizadas por empresas da Região do Norte cresceu 6,5%, em termos homólogos, no 4º trimestre de 2017 (compara com 7,8% no trimestre anterior). Esta desaceleração foi motivada sobretudo pela evolução das importações de bens de consumo duradouros, cuja variação homóloga nominal se reduziu de 22,0% no trimestre anterior para 8,8% no 4º trimestre. Entre os bens de consumo não duradouros ocorreu uma inversão de tendência (variação homóloga de -1,8% em valor, no 4º trimestre, a contrastar com o crescimento de 1,6% no trimestre anterior), enquanto a importação de bens de consumo semi-duradouros registou uma aceleração.

O valor dos levantamentos nacionais em caixas Multibanco (apenas cartões emitidos em Portugal) observou, na Região do Norte, um crescimento de 3,0%, em termos homólogos, no 4º trimestre de 2017 (compara com 1,2% no trimestre anterior). Também em aceleração, as compras em terminais de pagamento automático (todos os cartões) cresceram 11,2% em termos homólogos (compara com 9,9% no trimestre anterior).

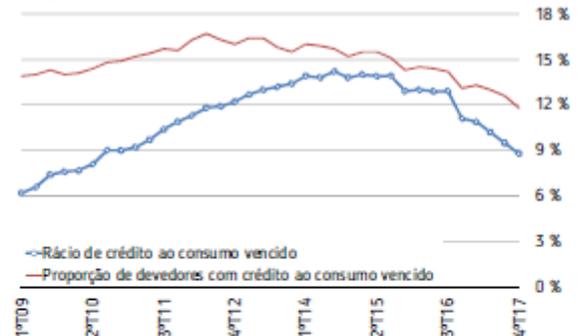
### Crédito ao consumo e outros fins (excluindo habitação) (variação homóloga)



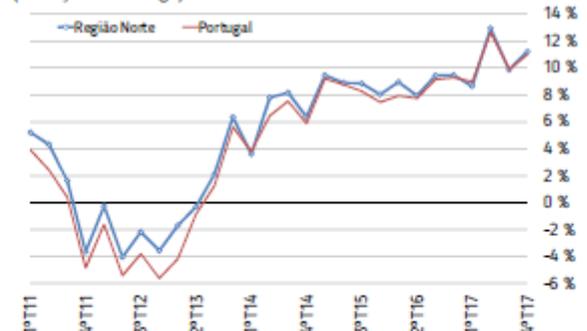
### Levantamentos nacionais em caixas Multibanco (variação homóloga)



### Crédito ao consumo vencido na Região Norte em %



### Compras em terminais de pagamento automático (variação homóloga)

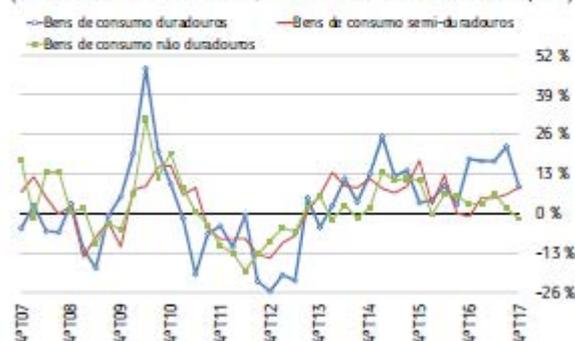


**Importações de bens de consumo**

(variação homóloga)

**Importações de Outros bens de consumo (variação homóloga)**

(excluindo alimentos e bebidas, combustíveis e material de transporte)



CONSUMO PRIVADO	Anos		Trimestres				Meses			
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
<b>Portugal</b>										
Crédito ao Consumo (e outros fins, exc. Habitação) vh(%)	1,6	4,1	1,6	3,6	4,2	4,3	4,1	x	x	x
Levantamentos nacionais em caixas Multibanco vh(%)	2,3	2,0	2,3	1,7	3,0	0,3	2,8	0,8	4,9	2,9
Compras em terminais de pagamento automático vh(%)	8,6	10,6	9,3	9,0	12,6	9,9	11,0	8,8	13,4	10,8
<b>Região Norte</b>										
Crédito ao Consumo (e outros fins, exc. Habitação) vh(%)	3,1	4,9	3,1	4,7	4,9	4,8	4,9	x	x	x
Rácio de crédito ao consumo vencido (%)	11,1	8,8	11,1	10,9	10,2	9,5	8,8	x	x	x
Proporção de devedores com crédito ao consumo vencido (%)	13,1	11,8	13,1	13,3	13,0	12,6	11,8	x	x	x
Levantamentos nacionais em caixas Multibanco vh(%)	2,5	2,6	2,9	1,9	4,1	1,2	3,0	1,1	5,7	2,5
Compras em terminais de pagamento automático vh(%)	9,0	10,7	9,5	8,6	12,9	9,9	11,2	8,3	14,0	11,3
Importações de bens de consumo vh(%)										
Alimentos e bebidas, destinados principalmente a particulares	5,9	2,7	10,0	6,4	8,2	0,7	-3,1	3,1	-1,3	-11,0
Outros bens de consumo (exc. combustíveis e material de transporte)	4,1	7,1	3,1	6,7	7,5	7,8	6,5	9,7	6,6	3,1
Duradouros	8,8	15,8	17,8	17,2	17,1	22,0	8,8	15,7	0,1	11,4
Semi-duradouros	3,0	6,2	-1,1	5,3	4,8	6,2	8,5	6,6	12,5	5,8
Não duradouros	3,6	2,3	3,0	3,2	6,6	1,6	-1,8	13,0	-5,1	-13,8

**Investimento**

Alguns dos principais indicadores disponíveis relacionados com o investimento apresentaram, para a Região do Norte, dinâmicas contraditórias no 4º trimestre de 2017. Assim, a importação de máquinas e outros bens de capital (excluindo material de transporte) terá, de acordo com resultados ainda preliminares, sofrido uma inversão de tendência, passando a exibir uma variação homóloga negativa; a atividade de licenciamento de obras manteve tendência positiva, apesar de observar, ao longo de 2017, uma forte desaceleração; e o volume global de crédito à habitação manteve tendência negativa, embora cada vez mais atenuada.

O valor das importações de "máquinas, outros bens de capital (exceto material de transporte) e seus acessórios" por parte de empresas da Região do Norte registou, segundo os dados preliminares disponíveis, uma variação homóloga nominal de -0,5% no 4º trimestre, em contraste com o crescimento até

então verificado (+9,4% no 3º trimestre). Excluindo a componente de "partes, peças separadas e acessórios", a variação nominal no 4º trimestre foi de -2,0% em termos homólogos (compara com +7,4% no trimestre anterior).

O crescimento do número de obras licenciadas voltou a abrandar na Região do Norte, com uma variação homóloga de 3,4% no 4º trimestre (compara com 5,1% no trimestre anterior). A nível nacional, a desaceleração foi mais acentuada e deu mesmo lugar a uma inversão de tendência, com uma variação homóloga de -2,3% (compara com 7,4% no trimestre anterior). Na Região do Norte, é apenas nos edifícios para fins não habitacionais que se observam variações homólogas negativas do número de licenças emitidas (-5,9% no 4º trimestre, que compara com -0,7% no trimestre anterior e contrasta com o crescimento observado até ao 2º trimestre).

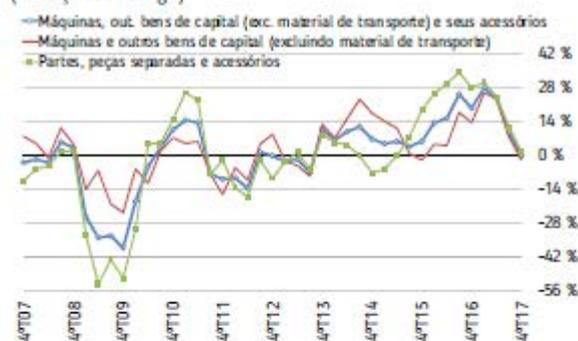
O emprego na construção cresceu 4,0%, em termos homólogos, na Região do Norte, no 4º trimestre de 2017, não confirmando a inversão de tendência sugerida pela variação observada no 3º trimestre (-6,4%).

No 4º trimestre de 2017, os bancos continuaram a reduzir a sua carteira de crédito à habitação. No final do 4º trimestre, a dívida das famílias da Região do Norte ao sistema bancário e financeiro residente relativa a crédito à habitação ascendia a cerca de 28.062 ME e apresentava uma variação de -1,2% em termos homólogos (compara com -2,1% no trimestre anterior).

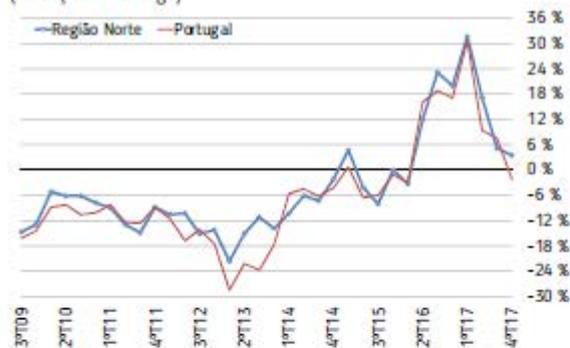
Quanto aos indicadores de incumprimento das famílias da Região do Norte no crédito à habitação, o rácio de crédito vencido manteve um valor estável ao longo de todo o ano de 2017 (2,4%), enquanto a percentagem de devedores com crédito à habitação vencido tem vindo a descer (4,2% no 4º trimestre, que compara com 4,4% no trimestre precedente).

No 4º trimestre de 2017, os valores médios de avaliação bancária de habitação continuaram a aumentar na Região do Norte (+5,8%, em termos homólogos, um valor que compara com 6,1% no trimestre anterior).

**Importações de Bens de Capital por empresas da Região Norte**  
(variação homóloga)



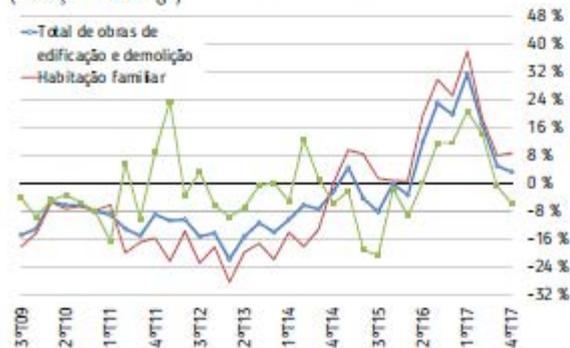
**Edifícios licenciados (Total de obras)**  
(variação homóloga)



**Edifícios licenciados na Região Norte, por tipo de obra**  
(variação homóloga)



**Edifícios licenciados na Região Norte, por destino da obra**  
(variação homóloga)



**Fogos em construções novas para habitação na Região Norte**  
(variação homóloga)



**Valores médios por m² na avaliação bancária de habitação**  
(variação homóloga)



**Crédito à habitação**  
(variação homóloga)**Crédito à habitação vencido na Região Norte**  
em %

INVESTIMENTO	Anos		Trimestres				Meses			
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
<b>Portugal</b> <i>vh(%)</i>										
Edifícios licenciados (Total de obras)	11,9	10,7	17,0	30,6	9,3	7,4	-2,3	-11,4	0,2	6,2
Valor médio m <sup>2</sup> de avaliação bancária de habitação	3,8	5,0	4,8	5,6	4,4	5,5	4,5	x	x	x
Crédito à Habitação	-3,2	-1,6	-3,2	-3,1	-2,9	-2,5	-1,6	x	x	x
<b>Região Norte</b>										
Edifícios licenciados (Total de obras) <i>vh(%)</i>	12,5	13,6	19,9	31,6	17,1	5,1	3,4	-5,7	4,8	12,5
para habitação	18,6	17,6	25,3	38,1	18,6	8,1	8,8	0,3	7,2	21,6
para outros fins	3,2	6,7	11,7	20,8	14,3	-0,7	-5,9	-16,4	0,8	-2,6
Obras de construções novas	10,3	19,3	23,0	36,9	24,5	12,1	6,2	-3,6	8,3	15,7
para habitação	18,1	23,3	30,3	46,8	26,5	12,0	12,1	-0,7	10,5	31,8
número de fogos licenciados em constr. novas para habit.	30,2	28,1	31,6	63,7	27,6	1,1	29,7	56,7	14,5	17,3
para outros fins	-3,7	10,3	10,1	17,8	20,1	12,3	-6,1	-10,4	3,9	-14,8
Outras obras	16,9	3,0	14,1	21,0	3,3	-6,8	-2,4	-10,4	-2,8	6,6
para habitação	19,8	3,9	14,0	17,6	0,3	-0,9	0,3	3,0	-1,7	0,0
para outros fins	13,5	2,0	14,2	25,3	7,1	-13,8	-5,5	-24,5	-3,9	15,4
Obras concluídas: nº de fogos em constr. novas para habit. <i>vh(%)</i>	7,6	11,0	45,8	3,1	34,3	15,5	-1,7	x	x	x
Valor médio m <sup>2</sup> de avaliação bancária de habitação: Total <i>vh(%)</i>	4,7	5,6	5,2	5,2	5,3	6,1	5,8	x	x	x
Apartamentos	5,2	6,0	5,6	4,9	5,9	7,4	5,7	x	x	x
Moradias	4,0	5,1	4,6	5,5	4,6	4,5	6,0	x	x	x
Crédito à Habitação <i>vh(%)</i>	-2,8	-1,2	-2,8	-2,7	-2,5	-2,1	-1,2	x	x	x
Rácio de crédito à habitação vencido (%)	2,3	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	x	x	x
Proporção de devedores com crédito à habitação vencido (%)	4,6	4,2	4,6	4,8	4,6	4,4	4,2	x	x	x
Importações de bens de capital (exc. mat. transporte) e acessór. <i>vh(%)</i>	18,3	13,9	19,4	27,7	23,7	9,4	-0,5	21,8	-8,4	-10,7
Máquinas e outros bens de capital (exc. material de transporte)	10,0	12,1	13,4	25,7	23,2	7,4	-2,0	21,5	-13,8	-8,2
Partes, peças separadas e acessórios	29,2	15,8	27,7	30,0	24,1	11,6	1,3	22,1	-1,7	-13,9

**Procura Externa**

O valor das exportações de mercadorias por parte das empresas com sede na Região do Norte beneficiou, no 4º trimestre de 2017, de uma aceleração do respetivo ritmo de crescimento, depois de este ter abrandado nos dois trimestres anteriores. Ao longo de 2017, a Região do Norte observou sempre ritmos de crescimento das exportações inferiores, em

termos homólogos, aos observados para o total das exportações nacionais de bens.

A informação preliminar disponível indica que as exportações de bens por parte das empresas do Norte registaram, no 4º trimestre de 2017, um crescimento nominal de 7,8% em termos homólogos (resultado que compara com 5,6% no trimestre anterior). Esta aceleração foi motivada pelo

comportamento das exportações da região para a União Europeia (UE28), as quais no 4º trimestre observaram também uma variação homóloga nominal de 7,8% (acelerando face ao resultado de 3,4% no trimestre precedente). Por seu turno, as vendas da Região do Norte para fora da UE28 observaram no 4º trimestre um crescimento homólogo nominal de 7,5%, resultado que compara com 15,4% no trimestre anterior.

O total das exportações portuguesas de bens registou no 4º trimestre de 2017 um crescimento nominal de 8,2% em termos homólogos (valor que compara com 7,6% no 3º trimestre). O deflator das exportações portuguesas de bens cresceu 3,0%, em termos homólogos, no 4º trimestre.

Por produtos (capítulos da Nomenclatura Combinada), o principal contributo, em termos homólogos, para o crescimento nominal das exportações da Região do Norte no 4º trimestre de 2017 foi, tal como no trimestre anterior, assegurado pela evolução das exportações do grupo "veículos automóveis, tratores, ciclos e outros veículos terrestres, suas partes e acessórios", as quais registaram uma variação homóloga de 32,5% (valor que sucede a 15,7% no trimestre anterior) e desse modo asseguraram por si só um contributo de 2,7 pontos percentuais (p.p.) para a variação homóloga do total das exportações de bens da Região do Norte. Merecem também destaque os contributos assegurados pelas exportações de instrumentos de precisão (incluindo aparelhos de óptica, de fotografia e cinema, de medida, de controlo e médico-cirúrgicos) e de ferro fundido, ferro e aço, com contributos de 1,3 p.p. e de 0,6 p.p., respectivamente.

Os grupos de produtos referidos no parágrafo anterior, não só foram os que no 4º trimestre mais contribuíram para o crescimento homólogo do total das exportações de bens da Região do Norte, como foram também aqueles que, de entre os principais produtos de exportação da Região do Norte, observaram as maiores variações homólogas - coincidência que nem sempre sucede. Pelo contrário, registaram-se variações homólogas nominais negativas nas exportações de

máquinas, aparelhos e materiais elétricos (-5,1%), de vestuário de malha (-0,5%), de borracha e suas obras (-1,4%) e de artefactos têxteis confeccionados (-3,5%), sendo que, nos três primeiros casos, tal correspondeu a uma inversão da tendência positiva que anteriormente vinha sendo observada.

Quanto às importações de mercadorias por empresas com sede no Norte, elas registaram, no 4º trimestre de 2017, um crescimento nominal de 6,9% em termos homólogos (compara com 11,7% no trimestre anterior). A nível nacional, as importações de bens observaram, no 4º trimestre, um aumento nominal de 10,1% face ao período homólogo de 2016 (abaixo do crescimento de 11,5% apurado no trimestre anterior).

Na Região do Norte, no 4º trimestre de 2017, o crescimento das importações de bens, em termos homólogos, continuou a ser impulsionado sobretudo pela atividade industrial (aumento da importação de *inputs* destinados à indústria). Estas importações são analisadas mais em detalhe no capítulo dedicado à indústria.

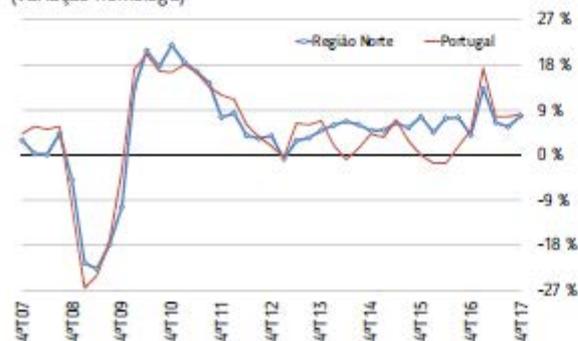
**Nota:** A análise da participação da Região do Norte no comércio internacional de mercadorias baseia-se em dados apurados pelo Instituto Nacional de Estatística tendo como critério de afetação regional a localização da sede do operador responsável por cada fluxo de mercadorias. Assim, as exportações e importações de bens atribuídas à Região do Norte são as realizadas por empresas com sede nesta região.

Os resultados analisados correspondem a dados definitivos até 2015, provisórios para 2016 e preliminares para 2017. Os resultados de 2016 e 2017 ficam, portanto, sujeitos a revisão. Todas as variações são apresentadas em valor (variações nominais).

Em 2017, o comércio intra-UE representou cerca de 80,1% das exportações e 81,0% das importações de bens da Região do Norte. Os quinze grupos de produtos (capítulos da Nomenclatura Combinada) referidos no quadro da página 17 foram, em 2017, responsáveis por cerca de 77,5% das exportações de bens da Região do Norte e são apresentados por ordem decrescente da respetiva importância relativa face ao total de exportações de bens da região no mesmo ano.

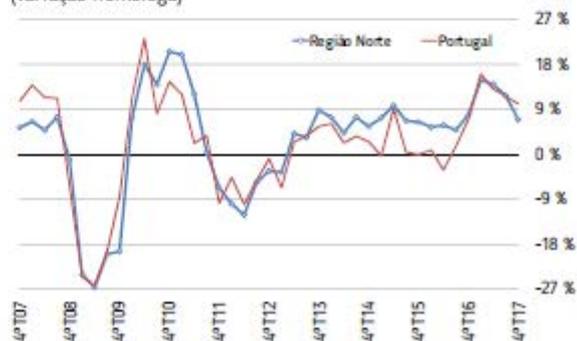
#### Exportações de mercadorias

(variação homóloga)



#### Importações de mercadorias

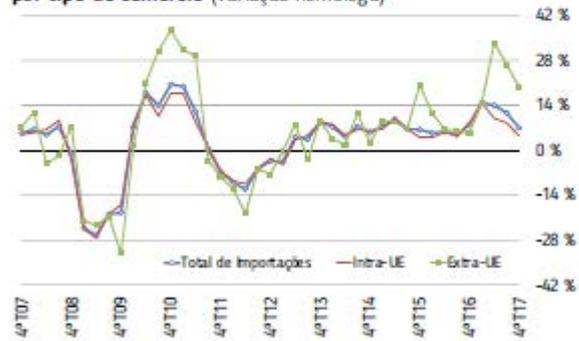
(variação homóloga)



**Exportações de mercadorias da Região do Norte, por tipo de comércio (variação homóloga)**



**Importações de mercadorias da Região do Norte, por tipo de comércio (variação homóloga)**



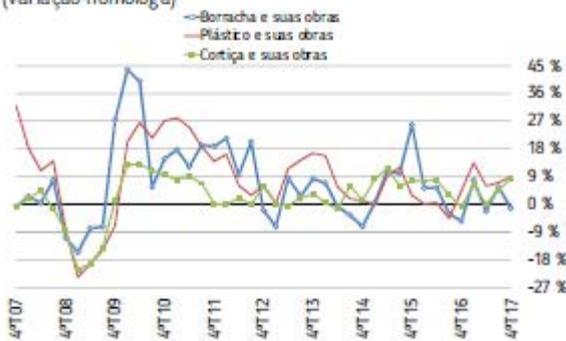
**Exportações da Região do Norte: produtos selecionados (variação homóloga)**



**Exportações da Região do Norte: produtos selecionados (variação homóloga)**



**Exportações da Região do Norte: produtos selecionados (variação homóloga)**



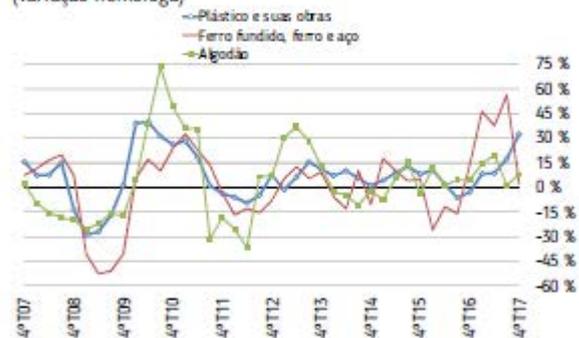
**Exportações da Região do Norte: produtos selecionados (variação homóloga)**



**Importações da Região do Norte: produtos selecionados (variação homóloga)**



**Importações da Região do Norte: produtos selecionados (variação homóloga)**



COMÉRCIO INTERNACIONAL DE MERCADORIAS	Anos		Trimestres					Meses		
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
Portugal										
Exportações <i>vh</i> (%)	0,8	10,1	4,9	17,3	7,7	7,6	8,2	12,3	11,5	0,0
Importações <i>vh</i> (%)	1,5	12,6	6,9	15,9	13,0	11,5	10,1	20,9	10,4	-0,5
Região Norte										
Exportações <i>vh</i> (%)	5,8	8,2	3,9	13,2	6,5	5,6	7,8	16,6	8,9	-3,5
Intra-UE	8,3	6,7	4,0	10,9	5,0	3,4	7,8	13,8	10,6	-2,6
Extra-UE	-3,8	14,7	3,8	24,5	13,0	15,4	7,5	28,4	2,3	-6,7
Importações <i>vh</i> (%)	6,0	11,7	7,9	14,8	13,9	11,7	6,9	16,4	4,7	-0,5
Intra-UE	5,7	9,2	8,4	14,8	9,9	8,5	4,4	11,1	3,4	-1,3
Extra-UE	7,3	23,6	5,5	14,9	33,5	26,6	19,7	46,2	11,7	3,8
Taxa de Cobertura das importações pelas exportações (%)	139,3	134,9	132,2	139,3	131,1	136,1	133,3	136,2	142,3	119,3

COMÉRCIO INTERNACIONAL DE MERCADORIAS DA REGIÃO NORTE	Anos		Trimestres					Meses		
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
<b>EXPORTAÇÕES, por capítulo da Nomenclatura Combinada <i>vh</i>(%)</b>										
Automóveis; outros veículos terrestres; partes e acessórios (...)	6,6	15,8	-3,9	7,8	10,2	15,7	32,5	46,5	31,0	15,9
Máquinas, aparelhos e materiais eléctricos; som e imagem (...)	17,6	9,7	25,0	30,0	11,3	7,0	-5,1	7,9	-3,2	-23,3
Vestuário e seus acessórios, de malha	12,2	2,8	9,7	6,5	3,2	2,0	-0,5	4,4	0,3	-6,3
Calçado, polainas e artefactos semelhantes e suas partes	2,6	3,4	0,9	10,2	3,9	-1,3	1,6	8,5	4,0	-7,8
Móveis; colchões; aparelhos de iluminação; pré-fabricados (...)	9,0	5,6	4,4	7,0	3,9	5,7	6,0	7,1	6,0	4,4
Caldeiras, máquinas e aparelhos mecânicos e suas partes (...)	-0,8	5,7	1,0	18,7	3,2	-1,1	2,9	15,1	7,0	-13,1
Borracha e suas obras	0,4	2,3	-5,6	7,7	-2,4	5,5	-1,4	8,0	-3,2	-12,9
Plástico e suas obras	0,0	8,7	4,2	13,4	5,8	7,0	8,8	17,0	12,5	-4,4
Cortiça e suas obras	4,4	4,5	-0,9	6,1	-0,1	4,6	8,2	8,2	12,3	3,1
Obras de ferro fundido, ferro ou aço	5,3	9,8	8,5	16,6	4,4	9,9	8,8	13,3	7,6	4,8
Vestuário e seus acessórios, excepto de malha	3,5	-1,0	4,3	6,2	-3,8	-6,9	0,3	1,8	7,3	-8,6
Bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres	-5,5	7,4	2,3	8,3	13,9	4,1	4,9	18,6	-4,7	3,3
Outros artefactos têxteis confeccionados; sortidos; trapos (...)	2,4	-0,1	0,8	8,0	0,2	-3,7	-3,5	2,5	-4,6	-8,7
Ferro fundido, ferro e aço	-3,5	22,2	29,9	43,7	7,1	15,6	29,0	99,6	14,7	-7,0
Instrumentos de ótica, fotografia, controlo ou precisão (...)	22,8	98,7	1,5	73,2	84,7	114,1	120,6	102,3	135,3	122,3
<b>IMPORTAÇÕES, por capítulo da Nomenclatura Combinada <i>vh</i>(%)</b>										
Automóveis; outros veículos terrestres; partes e acessórios (...)	4,9	12,0	12,4	9,4	9,4	21,3	9,9	19,5	7,7	3,1
Máquinas, aparelhos e materiais eléctricos; som e imagem (...)	31,7	16,4	30,4	34,3	25,0	9,7	2,1	23,9	-4,6	-10,6
Vestuário e seus acessórios, de malha	-2,2	-0,5	-25,1	6,8	6,9	-3,4	-9,7	-7,5	-13,3	-8,3
Calçado, polainas e artefactos semelhantes e suas partes	8,4	2,3	16,9	6,8	7,7	-4,3	-1,4	-2,0	-4,2	2,6
Móveis; colchões; aparelhos de iluminação; pré-fabricados (...)	19,6	18,2	23,8	35,5	22,6	15,0	2,3	17,3	6,6	-18,5
Caldeiras, máquinas e aparelhos mecânicos e suas partes (...)	6,7	10,6	10,2	16,9	20,8	9,8	-1,7	19,1	-11,0	-8,8
Borracha e suas obras	-4,3	14,4	-7,7	13,1	22,7	6,4	15,1	25,4	23,0	-7,0
Plástico e suas obras	0,6	16,1	-2,9	8,2	8,6	17,5	32,4	24,5	39,9	32,8
Cortiça e suas obras	5,2	-1,7	-0,2	-1,9	-8,1	0,8	3,4	-11,5	22,1	-1,1
Obras de ferro fundido, ferro ou aço	-1,3	15,9	0,2	11,3	13,9	13,5	24,6	43,2	23,0	7,1
Vestuário e seus acessórios, excepto de malha	3,9	1,5	15,8	-2,8	1,6	4,1	3,3	9,1	22,7	-18,1
Bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres	-9,6	9,1	-12,8	-20,6	9,2	17,3	23,7	28,8	50,8	-1,0
Outros artefactos têxteis confeccionados; sortidos; trapos (...)	-9,6	9,1	-12,8	-20,6	9,2	17,3	23,7	28,8	50,8	-1,0
Ferro fundido, ferro e aço	-10,8	33,4	13,7	46,3	37,7	56,4	2,2	20,2	10,1	-19,5
Instrumentos de ótica, fotografia, controlo ou precisão (...)	11,5	-1,4	0,2	1,5	-6,0	7,6	-7,0	-1,4	-10,1	-8,5

## Indústria

No 4º trimestre de 2017, a procura de *inputs* importados destinados à atividade industrial da Região do Norte manteve um nível de crescimento elevado, embora abaixo do registado no trimestre anterior. As indústrias tradicionais do Norte (têxteis, vestuário e calçado) beneficiaram de uma melhoria no comportamento do volume de negócios no mercado externo.

No 4º trimestre de 2017, o valor dos *inputs* destinados à atividade industrial (excluindo produtos alimentares e combustíveis) importados por empresas com sede na Região do Norte registou, segundo dados preliminares, uma variação nominal de 13,2% em termos homólogos (resultado que compara com 15,8% no trimestre precedente). Ao nível nacional, o mesmo indicador registou no 4º trimestre uma variação homóloga de 13,9% (valor que compara com 13,7% no trimestre anterior).

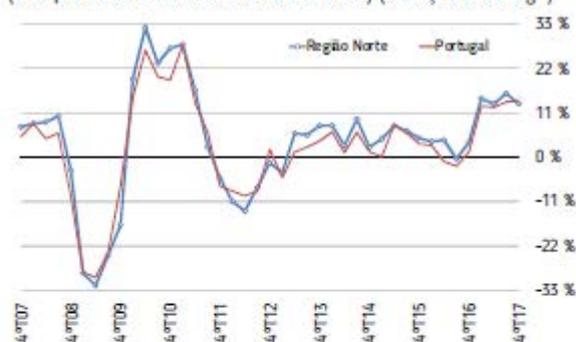
O emprego na indústria transformadora na Região do Norte alcançou no 4º trimestre de 2017 o crescimento mais acentuado dos últimos dois anos (variação homóloga de 6,5%, a que já fizemos referência).

Em relação às indústrias transformadoras com forte concentração na Região do Norte, os dados disponíveis a nível

nacional mostram uma aceleração do crescimento da faturação no 4º trimestre. Na fabricação de têxteis e no couro e calçado, tal ficou a dever-se unicamente ao comportamento do volume de negócios no mercado externo, já que no mercado nacional a tendência foi negativa (ao contrário do observado no trimestre anterior). Na indústria do vestuário, a faturação acelerou também no mercado nacional, mas foi ainda no mercado externo que o volume de negócios mais cresceu. Quanto à produção, observam-se tendências distintas. O índice de produção acelerou o seu crescimento na fabricação de têxteis; praticamente estagnou, com um crescimento homólogo de 0,8%, na indústria do vestuário (em forte desaceleração face à tendência anterior); e registou mesmo uma variação nula no ramo do couro e calçado, neste caso recuperando da tendência negativa apurada no trimestre precedente. Quanto aos indicadores ligados à utilização de mão-de-obra (índices de emprego, de horas trabalhadas e de remunerações), observaram, no 4º trimestre de 2017, tendência positiva nos três sectores analisados, com a única exceção do índice de horas trabalhadas no ramo do couro e calçado.

### Importações de *inputs* destinados à indústria

(exc. produtos alimentares e combustíveis) (variação homóloga)

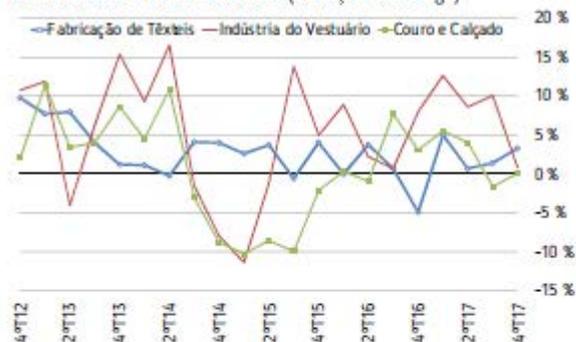


### Índices de Volumes de Negócios na Indústria - Total

(variação homóloga)



### Índices de Produção Industrial, corrigidos dos efeitos de calendário e da sazonalidade (variação homóloga)



### Índices de Volumes de Negócios na Indústria - Mercado Nacional

(variação homóloga)



**Índices de Volumes de Negócios na Indústria - Mercado Externo**  
(variação homóloga)



**Índices de Emprego na Indústria**  
(variação homóloga)



**Índices de Horas Trabalhadas na Indústria**  
(variação homóloga)



**Índices de Remunerações na Indústria**  
(variação homóloga)



<b>IMPORTAÇÃO DE INPUTS DESTINADOS À ATIVIDADE INDUSTRIAL</b>	<b>Anos</b>		<b>Trimestres</b>					<b>Meses</b>		
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
<b>Portugal</b> vh(%)										
Fornecimentos industriais (excepto produtos alimentares)	0,2	13,1	1,3	12,7	12,3	13,7	13,9	22,8	11,4	7,2
<b>Região Norte</b> vh(%)										
Fornecimentos industriais (excepto produtos alimentares)	2,9	14,1	3,6	14,5	13,2	15,8	13,2	19,3	13,8	5,4
Produtos primários	-3,1	28,9	21,1	42,4	39,4	27,2	9,3	16,0	23,4	-8,1
Produtos transformados	3,4	12,9	2,3	12,5	11,1	14,8	13,6	19,6	13,1	7,0
Alimentos e bebidas, destinados principalmente à indústria	-0,3	-1,2	-6,3	-1,7	7,9	-2,2	-8,9	-11,2	-23,6	11,8

<b>INDÚSTRIAS TRADICIONAIS: Fabricação de Têxteis</b>	<b>Anos</b>		<b>Trimestres</b>					<b>Meses</b>		
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
<b>Fabricação de Têxteis</b> vh(%)										
Índice de Produção (corr. dias úteis e sazonalidade)	-0,2	2,5	-4,9	5,0	0,7	1,4	3,3	7,7	4,8	-2,6
Índice de Preços na Produção	0,3	1,7	1,0	1,4	2,5	1,6	1,1	1,7	1,0	0,7
Índice de Volumes de Negócios Total	2,1	-2,0	-4,5	5,9	0,6	2,0	3,9	9,4	5,0	-4,4
Índice de Volumes de Negócios Nacional	4,3	0,4	1,8	6,7	-1,8	2,8	-5,1	-1,1	-7,5	-7,3
Índice de Volumes de Negócios Externo	0,2	5,4	-10,0	5,3	2,7	1,4	12,9	20,4	17,2	-1,7
Índice de Emprego	2,9	4,3	3,7	4,7	4,0	4,3	4,1	4,5	3,8	4,0
Índice de Horas Trabalhadas	2,2	2,9	0,8	6,8	2,1	1,3	1,2	4,2	1,3	-2,1
Índice de Remunerações	6,0	8,1	7,5	8,3	8,6	6,8	8,7	10,1	6,3	9,5

**Nota:** Toda a informação apresentada para as Indústrias Tradicionais é de âmbito nacional.

INDÚSTRIAS TRADICIONAIS: Indústria do Vestuário; Couro e Calçado	Anos		Trimestres					Meses		
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
<b>Indústria do Vestuário</b> <i>vh(%)</i>										
Índice de Produção (corr. dias úteis e sazonalidade)	4,8	8,0	8,0	12,6	8,6	10,1	0,8	14,1	-3,2	-8,5
Índice de Preços na Produção	5,3	-0,2	1,2	0,2	0,6	-0,3	-1,1	-0,2	-1,2	-1,8
Índice de Volumes de Negócios Total	3,4	1,7	1,0	8,7	8,3	1,9	10,8	25,0	10,2	-1,6
Índice de Volumes de Negócios Nacional	1,6	6,9	0,3	6,7	17,8	1,7	3,0	11,0	-2,5	1,4
Índice de Volumes de Negócios Externo	4,3	7,7	1,5	9,8	4,0	2,0	15,3	33,8	17,6	-3,2
Índice de Emprego	0,3	2,1	-0,2	1,3	1,8	2,7	2,6	2,5	2,5	2,9
Índice de Horas Trabalhadas	-0,5	1,7	-3,2	3,5	0,4	1,6	1,1	3,7	1,8	-2,5
Índice de Remunerações	4,5	6,4	5,3	5,4	7,3	6,2	6,6	3,3	4,3	9,9
<b>Couro e Calçado</b> <i>vh(%)</i>										
Índice de Produção (corr. dias úteis e sazonalidade)	2,4	1,9	3,0	5,5	4,0	-1,7	0,0	2,2	-0,9	-1,1
Índice de Preços na Produção	1,2	0,0	-0,3	-0,2	0,2	-0,3	0,2	-0,3	0,8	0,0
Índice de Volumes de Negócios Total	-3,8	2,0	-2,1	3,1	-0,7	0,6	1,3	5,1	2,0	-3,7
Índice de Volumes de Negócios Nacional	-2,1	1,7	4,4	6,6	3,4	3,9	-6,0	-4,8	-3,6	-11,1
Índice de Volumes de Negócios Externo	-5,0	0,6	-7,3	0,8	-3,8	-1,1	8,0	15,9	7,2	1,7
Índice de Emprego	-2,7	1,7	-1,6	1,5	1,8	1,1	2,3	2,4	1,7	2,9
Índice de Horas Trabalhadas	-2,8	-0,6	-4,1	3,0	-2,3	-2,6	-0,7	2,6	-0,1	-5,2
Índice de Remunerações	0,2	5,0	2,4	6,4	5,9	3,8	4,7	4,5	5,1	4,4

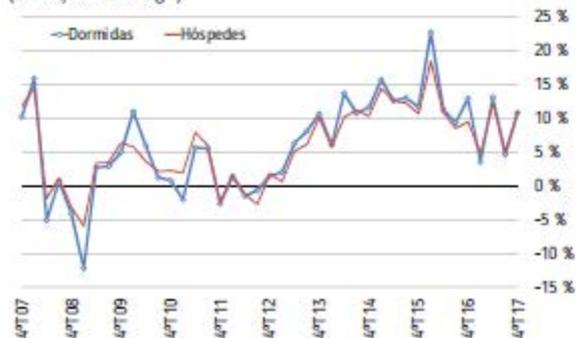
**Nota:** Toda a informação apresentada para as Indústrias Tradicionais é de âmbito nacional.

## Turismo

Os indicadores de atividade dos estabelecimentos hoteleiros da Região do Norte beneficiaram no 4º trimestre de 2017 de uma aceleração do respetivo ritmo de crescimento, contrariando o abrandamento sentido no trimestre anterior. O número de dormidas cresceu 10,8% em termos homólogos (contra 4,6% no trimestre anterior) e o número de hóspedes aumentou 11,0% (compara com 5,0% no trimestre precedente). Ao mesmo tempo, os proveitos totais cresceram 18,6% e os proveitos de aposento aumentaram 19,3% (valores que comparam com 16,2% e 17,9%, respetivamente, no trimestre anterior). A taxa líquida de ocupação-cama, corrigida da sazonalidade, cresceu de 43,1% para 46,5%, entre o 3º e o 4º trimestre de 2017.

A capacidade de alojamento dos estabelecimentos hoteleiros da Região do Norte, cresceu 4,8%, em termos homólogos, no 4º trimestre (compara com 3,4% no trimestre anterior).

### Número de Dormidas e de Hóspedes (Região Norte) (variação homóloga)



O emprego no ramo de atividade "alojamento, restauração e similares" registou no 4º trimestre de 2017 um acréscimo de 3,5% em termos homólogos (em forte desaceleração face aos 29,1% apurados no trimestre precedente).

### Taxa líquida de ocupação-cama na hotelaria na Região Norte



### Proveitos Totais e de Aposento (Região Norte) (variação homóloga)



TURISMO: Estabelecimentos Hoteleiros	Anos		Trimestres					Meses		
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17
Portugal										
Dormidas <i>vh</i> (%)	9,6	7,4	12,6	5,2	12,1	4,5	7,9	6,5	8,8	10,0
Região Norte										
Dormidas <i>vh</i> (%)	12,8	8,0	12,9	3,5	13,1	4,6	10,8	7,1	11,4	15,9
Hóspedes <i>vh</i> (%)	11,1	8,2	9,5	4,8	12,2	5,0	11,0	8,3	11,2	14,6
Proveitos Totais <i>vh</i> (%)	21,7	18,8	21,3	13,0	25,7	16,2	18,6	17,0	18,7	20,9
Proveitos de Aposento <i>vh</i> (%)	23,5	20,5	23,8	12,8	29,5	17,9	19,3	18,9	16,3	23,1
Capacidade de Alojamento <i>vh</i> (%)	3,2	3,0	1,2	2,6	1,2	3,4	4,8	2,6	6,7	5,3
Taxa líquida de ocupação-cama (efectiva) (%)	43,3	45,5	37,9	31,2	51,3	58,3	40,0	49,7	35,0	35,1
Taxa líquida de ocupação-cama (corrigida da sazonalidade) (%)	n.a.	n.a.	43,7	44,3	47,6	43,1	46,5	46,1	44,8	48,6

## Preços no Consumo

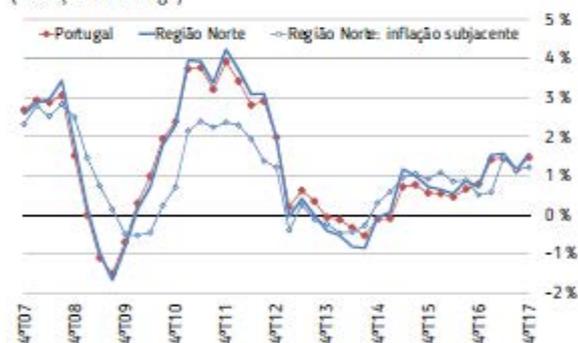
Na Região do Norte, a inflação (medida pela variação homóloga dos preços no consumidor) foi de 1,6% na média do 4º trimestre de 2017. Deste modo, o nível de inflação aumentou em 0,5 p.p. face ao resultado do 3º trimestre e igualou o registo do 2º trimestre. A nível nacional a inflação também aumentou, fixando-se em 1,5% na média do 4º trimestre de 2017 (compara com 1,1% no trimestre anterior).

O indicador de inflação subjacente (total, exceto produtos alimentares não transformados e produtos energéticos) fixou-se em 1,2% na Região do Norte, estabilizando em relação ao valor do trimestre precedente. Assim, o agravamento do nível de inflação no 4º trimestre foi motivado pelo comportamento dos preços dos produtos alimentares não transformados (cuja variação homóloga passou de 0,3% para 2,4%) e dos produtos energéticos (com uma variação homóloga de 3,6%, que compara com 2,3% no trimestre anterior).

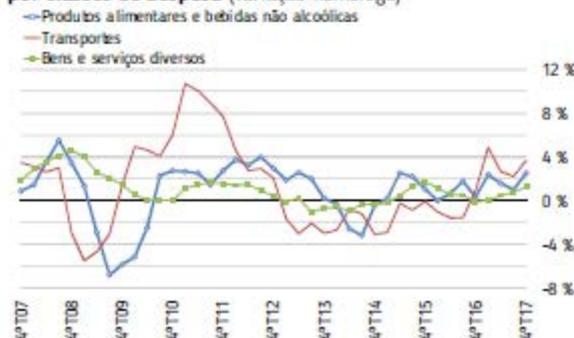
Por classes de despesa, o crescimento dos preços no consumidor na Região do Norte no 4º trimestre de 2017 foi particularmente acentuado, em termos homólogos, nos transportes (3,7%), nos restaurantes e hotéis (3,1%), e nos produtos alimentares e

bebidas não alcoólicas (2,5%). No sentido oposto, destaca-se sobretudo a redução dos preços do vestuário e calçado (-2,7%). Também com variação negativa, devem referir-se os preços da classe de despesa em lazer, recreação e cultura (-0,6%), bem como os da classe de despesa com acessórios lar, equipamentos doméstico e manutenção da habitação (-0,1%).

### Índice de Preços no Consumidor (variação homóloga)

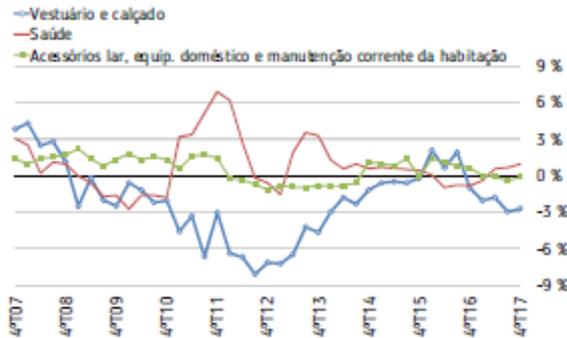
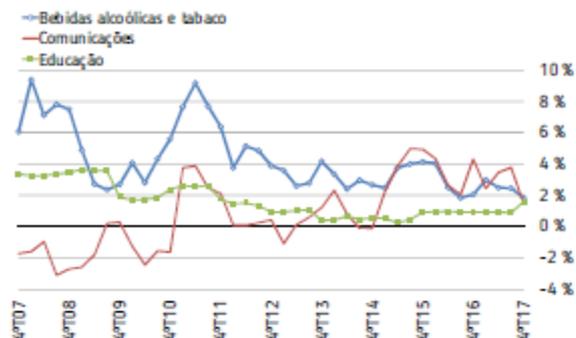


### Índice de Preços no Consumidor na Região Norte, por classes de despesa (variação homóloga)



### Índice de Preços no Consumidor na Região Norte, por classes de despesa (variação homóloga)



**Índice de Preços no Consumidor na Região Norte, por classes de despesa (variação homóloga)****Índice de Preços no Consumidor na Região Norte, por classes de despesa (variação homóloga)**

PREÇOS NO CONSUMO	Anos		Trimestres					Meses			
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17	Out.17	Nov.17	Dez.17	Jan.18
Portugal <i>vh</i> (%)											
Índice de Preços no Consumidor: Total	0,6	1,4	0,8	1,4	1,4	1,1	1,5	1,4	1,5	1,5	1,0
Região Norte <i>vh</i> (%)											
Índice de Preços no Consumidor: Total	0,7	1,4	0,7	1,5	1,6	1,1	1,6	1,3	1,7	1,7	0,9
Produtos alimentares e bebidas não alcoólicas	0,7	1,9	0,3	2,4	1,6	1,0	2,5	1,5	3,0	3,1	1,8
Bebidas alcoólicas e tabaco	2,6	2,4	2,0	3,0	2,5	2,4	1,8	1,8	2,0	1,7	2,2
Vestuário e calçado	0,8	-2,4	-1,0	-2,1	-1,8	-3,0	-2,7	-3,4	-2,4	-2,4	-2,8
Habituação, água, eletricidade, gás e outros combustíveis	-0,2	0,2	-0,3	-0,2	-0,6	0,5	1,3	1,2	1,3	1,4	1,5
Acessórios lar, equipamento doméstico, manutenção habitação	1,0	-0,2	0,7	0,0	0,0	-0,5	-0,1	-0,3	0,1	-0,1	-0,8
Saúde	-0,6	0,4	-0,8	-0,4	0,6	0,7	0,9	0,9	1,0	1,0	0,8
Transportes	-0,8	3,4	1,0	4,9	2,7	2,2	3,7	3,0	4,1	4,0	2,6
Comunicações	3,3	2,8	4,3	2,4	3,5	3,8	1,5	2,6	1,6	0,2	0,7
Lazer, recreação e cultura	1,1	1,1	1,7	1,0	2,1	2,0	-0,6	-0,8	-0,4	-0,5	-0,9
Educação	0,9	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6
Restaurantes e hotéis	2,5	4,0	3,3	3,1	6,2	3,7	3,1	3,9	2,4	3,0	1,4
Bens e serviços diversos	0,5	0,6	-0,1	0,0	0,5	0,8	1,2	1,4	1,1	1,1	1,3
Índice de Preços no Consumidor: agregados especiais											
Inflação subjacente (total, exc. prod. aliment. não transf. e prod. energét.)	0,8	1,1	0,5	0,6	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	0,8
Produtos alimentares não transformados	1,6	2,1	1,1	3,9	2,0	0,3	2,4	0,6	3,2	3,4	1,2
Produtos energéticos	-1,8	3,6	2,1	6,9	1,7	2,3	3,6	2,9	4,6	3,2	2,4
Índice de Preços de Manutenção e Reparação Regular da Habitação	1,2	1,8	2,2	2,6	2,4	1,6	0,4	0,7	0,3	0,4	0,3

**Crédito**

O montante global do crédito concedido pelo sistema bancário e financeiro residente à economia da Região do Norte (valores em final de período) voltou a reduzir-se no 4º trimestre de 2017, ainda que prosseguindo o desagravamento da tendência. A redução do crédito à economia continuou a ser menos acentuada na Região do Norte do que ao nível nacional.

No final do 4º trimestre de 2017, o valor total do crédito às famílias e às sociedades não financeiras da Região do Norte registava uma variação homóloga de -0,9% (resultado que

compara com -1,7 % no final do trimestre anterior e que é a quebra menos acentuada desde que esta variável começou a registar variações homólogas negativas, no 2º trimestre de 2011). Ao mesmo tempo, reduziu-se o rácio total de crédito vencido à economia (de 6,8% no final do 3º trimestre, para 6,3% no final do 4º), bem como a proporção de devedores com crédito vencido (de 11,9%, para 11,3%).

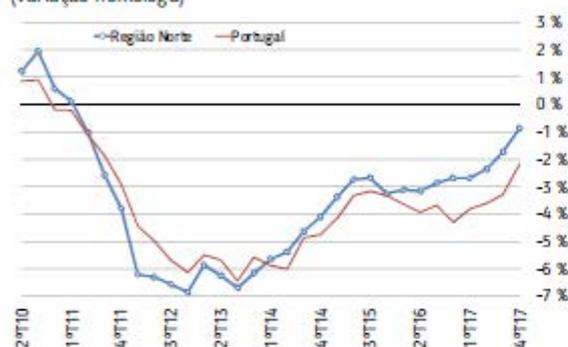
A redução no crédito é, em termos homólogos, totalmente explicada pela evolução do crédito às empresas (sociedades não financeiras). No final do 4º trimestre de 2017, a dívida

das empresas ao sistema bancário e financeiro residente ascendia, na Região do Norte, a 20.609 ME e apresentava uma variação homóloga de -2,4% (compara com -3,4% no trimestre anterior). O rácio de crédito às empresas vencido diminuiu de 11,8% para 10,6%, enquanto a proporção de empresas devedoras que possuem crédito vencido desceu de 25,3% para 24,1%.

Em relação ao crédito às famílias, na Região do Norte, o seu valor global (habitação + consumo e outros fins) ascendia a

cerca de 35.648 ME no final do 4º trimestre de 2017, representando uma variação homóloga nula face ao período homólogo de 2016. O rácio de crédito às famílias vencido voltou a registar uma ligeira redução entre o final do 3º trimestre (3,9%) e o final do 4º trimestre de 2017 (3,8%), uma evolução que foi acompanhada pela diminuição da proporção de famílias devedoras que possuíam crédito vencido, a qual passou de 11,2% para 10,6%.

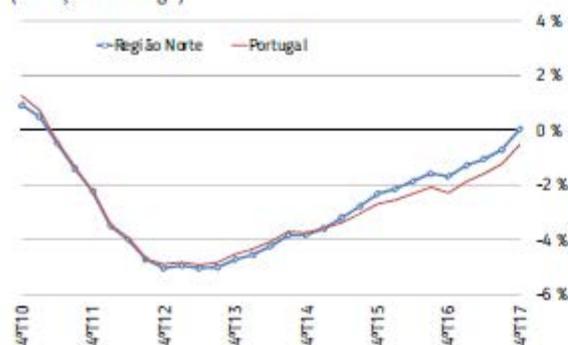
**Crédito à economia (sociedades não financeiras + famílias)**  
(variação homóloga)



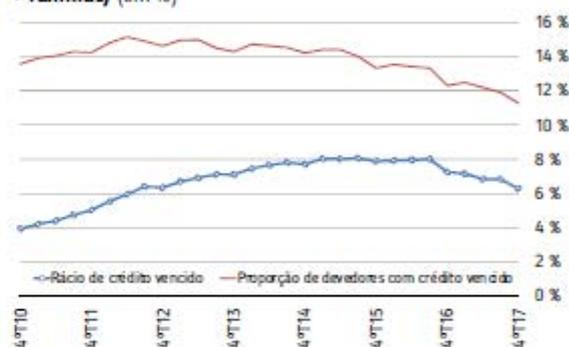
**Crédito às empresas (sociedades não financeiras)**  
(variação homóloga)



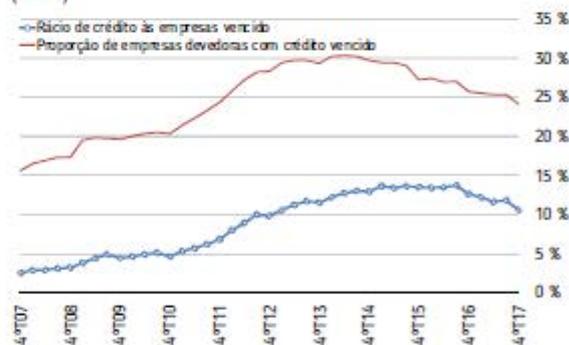
**Crédito às famílias**  
(variação homóloga)



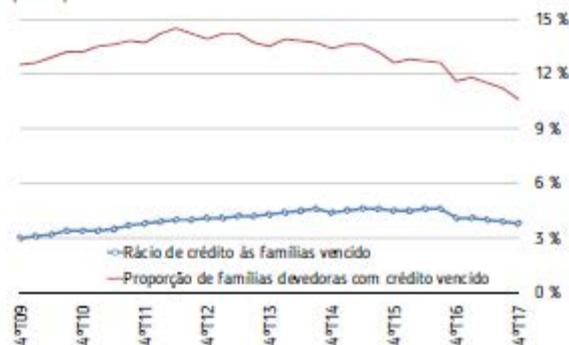
**Crédito vencido na Região Norte (sociedades não financeiras + famílias) (em %)**



**Crédito às sociedades não financeiras vencido na Região Norte (em %)**



**Crédito às famílias vencido na Região Norte (em %)**



CRÉDITO	Anos		Trimestres				
	2016	2017	4ºT16	1ºT17	2ºT17	3ºT17	4ºT17
<b>Portugal</b> <i>vh(%)</i>							
Crédito à economia (sociedades não financeiras + famílias)	-4,3	-2,2	-4,3	-3,8	-3,6	-3,3	-2,2
Crédito às empresas (sociedades não financeiras)	-7,4	-4,9	-7,4	-6,8	-6,8	-6,5	-4,9
Crédito às famílias (habitação + consumo e outros fins)	-2,3	-0,5	-2,3	-1,9	-1,6	-1,2	-0,5
<b>Região Norte</b>							
Crédito à economia (sociedades não financeiras + famílias) <i>vh(%)</i>	-2,7	-0,9	-2,7	-2,7	-2,4	-1,7	-0,9
Rácio de crédito vencido (%)	7,2	6,3	7,2	7,2	6,8	6,8	6,3
Proporção de devedores com crédito vencido (%)	12,3	11,3	12,3	12,5	12,2	11,9	11,3
Crédito às empresas (sociedades não financeiras) <i>vh(%)</i>	-4,3	-2,4	-4,3	-4,9	-4,5	-3,4	-2,4
Rácio de crédito às empresas vencido (%)	12,6	10,6	12,6	12,2	11,6	11,8	10,6
Proporção de empresas devedoras com crédito vencido (%)	25,7	24,1	25,7	25,5	25,3	25,3	24,1
Crédito às famílias (habitação + consumo e outros fins) <i>vh(%)</i>	-1,7	0,0	-1,7	-1,3	-1,1	-0,7	0,0
Rácio de crédito às famílias vencido (%)	4,1	3,8	4,1	4,1	4,0	3,9	3,8
Proporção de famílias devedoras com crédito vencido (%)	11,6	10,6	11,6	11,8	11,5	11,2	10,6

## Norte 2020

A execução do Programa Operacional Norte 2020 voltou a beneficiar de um novo impulso durante o 4º trimestre de 2017, levando a que o montante de fundo comunitário correspondente a despesa já validada tivesse crescido 30,2% em relação à situação observada no final do 3º trimestre de 2017.

A despesa já validada envolvia, no final do 4º trimestre de 2017, cerca de 361,3 ME de fundo comunitário (valor que compara com 277,4 ME três meses antes). Este montante de fundo comunitário correspondia a investimentos já executados

no valor global (custo elegível) de 536,2 ME (+28,1% do que três meses antes).

A taxa de realização de fundo do Norte 2020 subiu de 18,5% no final do 3º trimestre de 2017, para 23,5% no final do 4º trimestre. Este indicador exprime o valor de fundo comunitário já executado (validado) em percentagem do valor de fundo comunitário implicado no total de operações já aprovadas.

NORTE 2020	Informação reportada a:				
	31-dez-16	31-mar-17	30-jun-17	30-set-17	31-dez-17
<b>Operações aprovadas (AP)</b>					
Número de operações	2 823	3 766	4 146	4 914	4 895
Investimento: custo total (ME)	1 560,1	1 896,1	2 177,5	2 617,4	2 667,7
Investimento: custo elegível (ME)	1 414,5	1 704,5	1 953,8	2 307,6	2 335,0
Fundo comunitário (ME)	902,4	1 091,3	1 275,9	1 500,1	1 537,0
<b>Despesa validada (VAL) (ME)</b>					
Investimento: custo elegível	141,4	221,7	309,1	418,6	536,2
Fundo comunitário	92,9	145,3	203,3	277,4	361,3
Taxa de realização de fundo (VAL/AP) (%)	10,3	13,3	15,9	18,5	23,5

**FONTES**Enquadramento Nacional

Contas Nacionais Trimestrais; Inquérito ao Emprego; Índice de Preços no Consumidor; Síntese Económica de Conjuntura (INE)

Mercado de Trabalho

Inquérito ao Emprego; Índice de Custo do Trabalho (INE)

Ativos a descontar para a Segurança Social (Segurança Social)

Desemprego Registado (IEFP)

Consumo Privado

Empréstimos concedidos às famílias (Banco de Portugal)

Levantamentos nacionais em caixas MB; Compras em terminais de pagamento automático; Importações de bens de consumo (INE)

Investimento

Licenciamento de Obras; Obras concluídas; Inquérito à Avaliação Bancária de Habitação; Importações de bens de capital (INE)

Empréstimos concedidos às famílias (Banco de Portugal)

Procura Externa

Exportações e Importações de Mercadorias: apuramentos do Comércio Internacional para Portugal (total) e para a Região do Norte (total e por capítulos da Nomenclatura Combinada) (INE).

15 Capítulos selecionados da Nomenclatura Combinada:

- Cap. 22: Bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres
- Cap. 39: Plástico e suas obras
- Cap. 40: Borracha e suas obras
- Cap. 45: Cortiça e suas obras
- Cap. 61: Vestuário e seus acessórios, de malha
- Cap. 62: Vestuário e seus acessórios, exceto de malha
- Cap. 63: Outros artefactos têxteis confeccionados; sortidos; artefactos de matérias têxteis, calçado, chapéus e artefactos de uso semelhante, usados; trapos
- Cap. 64: Calçado, polainas e artefactos semelhantes, e suas partes
- Cap. 72: Ferro fundido, ferro e aço
- Cap. 73: Obras de ferro fundido, ferro ou aço
- Cap. 84: Reatores nucleares, caldeiras, máquinas, aparelhos e instrumentos mecânicos, e suas partes
- Cap. 85: Máquinas, aparelhos e materiais elétricos, e suas partes; aparelhos de gravação ou de reprodução de som, aparelhos de gravação ou de reprodução de imagens e de som em televisão e suas partes e acessórios
- Cap. 87: Veículos automóveis, tratores, ciclos e outros veículos terrestres, suas partes e acessórios
- Cap. 90: Instrumentos e aparelhos de ótica, fotografia ou cinematografia, de medida, de controlo ou de precisão; instrumentos e aparelhos médico-cirúrgicos; suas partes e acessórios
- Cap. 94: Móveis; mobiliário médico-cirúrgico; colchões, almofadas e semelhantes; aparelhos de iluminação não

especificados nem compreendidos noutros capítulos; anúncios, tabuletas ou cartazes e placas indicadoras, luminosos e artigos semelhantes; construções pré-fabricadas.

Indústria

Importações de fornecimentos (*inputs*) industriais (INE)

Índices de Produção, de Volume de Negócios, de Emprego, de Horas Trabalhadas, de Remunerações e de Preços na Produção na indústria (INE)

Turismo

Hóspedes, Dormidas, Proveitos, Capacidade de alojamento e Taxa líquida de ocupação-cama dos estabelecimentos hoteleiros (INE)

Taxa líquida de Ocupação-cama corrigida da sazonalidade: cálculos próprios

Preços no Consumo

Índice de Preços no Consumidor; Índice de Preços de Manutenção e Reparação Regular de Habitação (INE)

Crédito

Empréstimos concedidos às famílias e às sociedades não financeiras (Banco de Portugal)

NORTE 2020

Boletim Informativo dos Fundos da União Europeia, Agência para o Desenvolvimento e Coesão, I.P. ([www.portugal2020.pt](http://www.portugal2020.pt))

**SIGLAS**

IEFP: Instituto de Emprego e Formação Profissional

INE: Instituto Nacional de Estatística

vh(%): variação homóloga; corresponde à variação percentual observada face ao período (mês ou trimestre) equivalente do ano anterior.

M€: milhões de euros

p.p.: pontos percentuais

x = não disponível

n.a. = não aplicável

**CONTACTOS**

Gabinete de Estudos e Avaliação de Políticas Regionais (Eduardo Pereira) - [eduardo.pereira@ccdr-n.pt](mailto:eduardo.pereira@ccdr-n.pt)

Imprensa: Gabinete de Marketing e Comunicação - [gabinete.comunicacao@ccdr-n.pt](mailto:gabinete.comunicacao@ccdr-n.pt)

**Documento preparado com a informação disponível até ao dia 19 de março de 2017.**



# Anexo 7

Projeto  
de Abastecimento  
de Paredes  
de Coura



**portgal**  
energia



## Projeto de Abastecimento de Paredes de Coura

Prosseguindo a estratégia de abastecimento de todos os concelhos da área de concessão, a REN Portgás dará início em 2021 ao projeto da chegada do gás natural ao concelho de Paredes de Coura.

Paredes de Coura será, portanto, o 29º e último concelho da área de concessão a ser abastecido com gás natural.

O projeto contemplará a instalação de uma Unidade Autónoma de Gás (UAG) em 2021, e nos anos seguintes será iniciada a construção da rede secundária na zona urbana do concelho. A esse processo seguir-se-á a captação de pontos de abastecimento e sua infraestruturação.

O projeto contempla a construção de cerca de 12.500 mts de rede secundária e prevê a captação de cerca de 500 pontos de abastecimento num total de investimento próximo de 1,5 M€.

<b>Indicadores Operacionais (#)</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Total</b>
<b>UAG - #</b>	<b>1</b>			<b>1</b>
<b>Rede Secundária - mts</b>		<b>7 750</b>	<b>4 750</b>	<b>12 500</b>
<b>Ramais - #</b>		<b>177</b>	<b>109</b>	<b>286</b>
<b>Pontos de Abastecimento - #</b>		<b>310</b>	<b>191</b>	<b>501</b>
Conversão		264	162	426
Reconversão		34	21	55
Pequeno Terciário		12	8	20
<b>Contadores / Redutores</b>		<b>342</b>	<b>211</b>	<b>554</b>

<b>Indicadores Financeiros (m€)</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Total</b>
<b>UAG</b>	<b>300</b>			<b>300</b>
<b>Rede Secundária</b>		<b>464</b>	<b>284</b>	<b>748</b>
<b>Ramais</b>		<b>51</b>	<b>31</b>	<b>83</b>
<b>Mercado Existente</b>	<b>0</b>	<b>160</b>	<b>98</b>	<b>258</b>
Conversão		143	88	231
Reconversão		10	6	17
Pequeno Terciário		6	4	11
<b>Contadores/Redutores</b>		<b>14</b>	<b>8</b>	<b>22</b>
<b>Capitalização de Encargos de estrutura</b>	<b>20</b>	<b>43</b>	<b>27</b>	<b>91</b>
<b>Total Investimento</b>	<b>320</b>	<b>732</b>	<b>450</b>	<b>1501</b>

Considerando os consumos previstos no estudo de viabilidade de projeto considerou-se uma UAG com capacidade de armazenamento de 80 m<sup>3</sup> e um caudal volúmico de 1000 m<sup>3</sup>/h com um vaporizador.

A empresa desenvolveu uma análise custo benefício para as opções técnicas de abastecimento do concelho, nomeadamente, por via da instalação de UAG ou por via da ligação à rede de distribuição. A instalação de UAG aparece atualmente como a opção

economicamente mais viável, com TIR de 3,25% face a 2,66% da opção por ligação à rede de distribuição.

Nos quadros seguintes é apresentado resumo da análise efetuada para cada uma das opções:

### Abastecimento UAG

	Período PDIRDGN		Período Projecto	
	Até 2023		Até 2030	
Investimento	m€	km/#	m€	#
<b>Rede</b>	<b>831</b>		<b>1771</b>	
Rede secundária - km	748	13	1526	25,491
Ramais - #	83	286	245	849
<b>PAs</b>	<b>280</b>		<b>806</b>	
Pas - #	251	501	734	1486
Contadores e Red.	30		73	
<b>UAG</b>	<b>300</b>	<b>1</b>	<b>300</b>	<b>1</b>
<b>Outros</b>	<b>91</b>	<b>n.a.</b>	<b>145</b>	<b>n.a.</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1501</b>		<b>3023</b>	
<b>Energia Veiculada (MWh)</b>		<b>1318</b>		<b>6741</b>
<b>TIR</b>	<b>0,33%</b>		<b>3,25%</b>	

### Abastecimento por Rede

	Período PDIRDGN		Período Projecto	
	Até 2023		Até 2030	
Investimento	m€	km/#	m€	#
<b>Rede</b>	<b>1664</b>		<b>2604</b>	
Rede secundária - km	1523	28	2301	40
Ramais - #	140	486	303	1049
<b>PAs</b>	<b>396</b>		<b>922</b>	
Pas - #	366	701	849	1686
Contadores e Red.	30		73	
<b>UAG</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Outros</b>	<b>91</b>	<b>n.a.</b>	<b>145</b>	<b>n.a.</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2150</b>		<b>3671</b>	
<b>Energia Veiculada (MWh)</b>		<b>1844</b>		<b>7267</b>
<b>TIR</b>	<b>0,26%</b>		<b>2,66%</b>	

De reforçar, conforme referido no documento (capítulo 7.2.4 – pág. 84), o princípio subjacente ao desenvolvimento do projeto de gás natural, nomeadamente, de equidade de tratamento das várias regiões e de garantia de igual acesso à fonte de energia gás natural, que constitui um requisito basilar salvaguardado sistematicamente pela concessionária, e que suporta o SNGN como sistema solidário a nível nacional.

Esta premissa permite assumir rentabilidades menores em concelhos/regiões social e economicamente menos favorecidas, pois mais do que compensadas por outras, não penalizando o contributo para o SNGN que se apresenta, do ponto de vista global, como positivo.



É importante ressaltar que para dar continuidade ao desenvolvimento do projeto de abastecimento a Paredes de Coura, a Portgás tem em curso a elaboração do plano diretor e posterior projeto de execução da infraestrutura programada para o final de 2021, pelo que a solução final de abastecimento e correspondentes características técnicas serão ajustadas em função dos desenvolvimentos registados no concelho, das reuniões promovidas com a autarquia e com outras entidades de planeamento e coordenação regional.

Face aos levantamentos exaustivos no terreno e ao planeamento futuro de desenvolvimento do concelho será garantida a implementação da solução de abastecimento tecnicamente capaz e com o racional mais sustentável para o SNGN. A solução que daí resulte será apresentada no próximo PDIRD, sempre em respeito por racionais de viabilidade económica que melhor garantam o cumprimento do dever da concessionária.



# Anexo 8

Projeto  
"Vila Nova  
de Cerveira  
- Caminha"



**portgal**  
energia





## Projeto “Vila Nova de Cerveira – Caminha”

A construção do eixo “Vila Nova de Cerveira – Caminha”, tem o principal objetivo assegurar a continuidade de serviço, garantir uma alimentação a Caminha pelo Norte, garantindo redundância de abastecimento quer por Viana do Castelo, quer por Valença e, por esta via, aumentar a garantia da continuidade de serviço.

O abastecimento a Caminha, é realizado atualmente via Viana do Castelo, sendo que esta mesma rede assegura o abastecimento aos dois Concelhos (Viana do Castelo e Caminha). Apesar de assegurar os níveis de pressão e os caudais necessários, devido à sua extensão significativa, apresenta uma grande sensibilidade a acidentes causados por terceiros com impacto muito significativo sobre os clientes dos dois Concelhos. A construção do Eixo Vila Nova de Cerveira – Caminha, permite suportar a totalidade dos Consumos de Caminha e parte dos consumos de Viana do Castelo, melhorando, face à situação atual, as condições de segurança do abastecimento.

A extensão total prevista é de 20,5 Km, sendo que no PDIRD está refletida a previsão de início de construção para o ano de 2023 num total de cerca de 3,2km.



# Anexo 9

Detalhe dos "outros investimentos em infraestruturas" e "outros investimentos"





## Detalhe dos “Outros Investimento em Infraestruturas” e “Outros Investimentos”

No capítulo 1. Sumário Executivo deste documento são apresentados os valores totais projetados para cada uma das tipologias de investimento e a sua comparação face ao anterior PDIRD (quadro 1), evidenciando-se também as principais linhas de desenvolvimento que sustentam a projeção para os cinco anos de plano.

No capítulo 7 é apresentado o Plano de Investimento proposto com detalhe de cada uma das naturezas de investimento associadas a cada uma das tipologias, bem como a explicação e justificação dos projetos e investimentos apresentados. Especificamente nos subcapítulos 7.2.2. Outros Investimentos de Infraestruturas e 7.2.3. Outros Investimentos, são apresentados e detalhados os investimentos propostos em cada uma das referidas tipologias, bem como a justificação da necessidade/urgência da sua concretização.

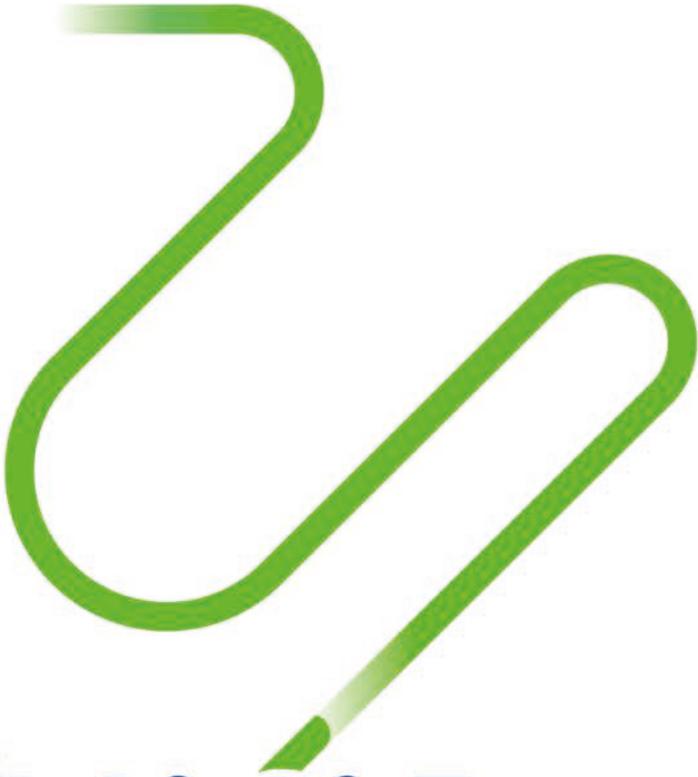
<b>Investimento em outras infraestruturas</b>	<b>PDIRDGN 2016</b>	<b>PDIRDGN 2018</b>	<b>%</b>
Reestruturação de infraestruturas	0	<b>1 860</b>	-
Resiliência da Rede	1 335	<b>1 192</b>	-11%
Contadores - reativações por rotação de clientes	0	<b>1 649</b>	-
Smart Gas Grid	0	<b>705</b>	-
Estudos e Equipamento Técnicos	2 198	<b>1 330</b>	-39%
Capitalização de Encargos	3 331	<b>3 658</b>	10%
<b>Investimento Infraestrutura Existente</b>	<b>6864</b>	<b>10 394</b>	<b>51%</b>

<b>Investimento em outras infraestruturas</b>	<b>PDIRDGN 2016</b>	<b>PDIRDGN 2018</b>	<b>%</b>
Contadores - Renovação por imposição legal	3 154	3 656	16%
Sistemas de Informação	3 385	9 935	194%
Edifícios e Equip. Transporte	847	2 000	136%
<b>TOTAL</b>	<b>7 386</b>	<b>15 591</b>	<b>111%</b>



# Anexo 10

Evolução  
do custo unitário  
por ponto de  
abastecimento



portugal  
energia



## Evolução do custo unitário por ponto de abastecimento

A evolução do custo unitário por ponto de abastecimento face ao anterior PDIRD (PDIRDGN 2016) evidencia um crescimento de 12%, quando observado o valor de investimento por ponto de abastecimento indicado em cada projeção: 1.438€/PA em PDIRDGN 2018 versus 1.282€/PA em PDIRDGN 2016.

Contudo, o crescente rigor e detalhe na preparação e análise dos projetos levou a empresa a alterar o critério de construção deste indicador, impedindo a sua comparação direta face à anterior projeção. De facto, a empresa evoluiu neste PDIRDGN para uma alocação total de despesa a cada tipologia de investimento, sejam os custos técnicos externos, já associados, seja também pela alocação dos custos internos diretamente relacionados, nomeadamente, pela afetação do respetivo valor da capitalização de encargos a cada tipologia.

No quadro abaixo é apresentada a respetiva alocação do valor capitalização de encargos de estrutura em cada um dos PDIRDGN, bem como a referência da informação em cada um dos documentos de PDIRD.

Capitalização de encargos	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	Σ 2019-2023	Ref. PDIRD
<b>PDIRDGN 2018</b>									
Investimento de Expansão	1 138	1 249	1 203	1 221	1 239	1 259	1 278	6 200	Quadro 26
Outros investimentos em infraestruturas	671	737	694	706	738	754	766	3 658	Quadro 30
<b>TOTAL</b>	<b>1 809</b>	<b>1 985</b>	<b>1 897</b>	<b>1 927</b>	<b>1 978</b>	<b>2 013</b>	<b>2 044</b>	<b>9 858</b>	
<b>PDIRDGN 2016</b>									
Outros investimentos	1 795	1 795	1 795	1 795	1 795	-	-	8 977	Quadro 29
<b>TOTAL</b>	<b>1 795</b>	-	-	<b>8 977</b>					
% Crescimento								9,82%	

Assim, o valor de investimento por ponto de abastecimento apresentado neste PDIRDGN de 1.438€ (quadro 29) inclui, no total dos 5 anos de previsão, 86,6€/PA relativos a capitalização de encargos (trabalhos para a própria empresa) associados ao investimento de expansão, que não estavam direta e individualmente imputados a esta tipologia de investimento no anterior PDIRD, pois alocados na totalidade à tipologia de "outros investimentos".

Individualizando a componente de custos técnicos externos, de forma a tornar o indicador comparável com o anterior PDIRD, o investimento/PA fixa-se em 1.352€, traduzindo um crescimento de 5%, conforme é apresentado no quadro seguinte.

Investimento/PA	2017 (R)	2018 (O)	2019 (P)	2020 (P)	2021 (P)	2022 (P)	2023 (P)	2019-2023
<b>PDIRDGN 2018</b>								
<b>Investimento/PA</b>	<b>1229</b>	<b>1264</b>	<b>1348</b>	<b>1399</b>	<b>1453</b>	<b>1486</b>	<b>1508</b>	<b>1438</b>
Investimento técnico/PA	1153	1184	1266	1314	1365	1399	1417	1352
Capit. Encargos/PA	76,59	80,33	82,12	85,13	87,65	87,03	91,01	86,55
<b>PDIRDGN 2016</b>								
<b>Investimento/PA</b>	<b>1238</b>	<b>1258</b>	<b>1272</b>	<b>1299</b>	<b>1354</b>	-	-	<b>1282</b>
Investimento técnico/PA	1238	1258	1272	1272	1354	-	-	1282
% Crescimento Invest. Técnico/PA								5%

Conforme adiantado no capítulo 7.2.1, página 78 deste documento, esta evolução é justificada pelos seguintes efeitos complementares:

- 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 29 pela evolução do indicador metro rede/PA);

- incremento do custo unitário de construção de rede, suportado na previsão de aumento dos custos de operação como a mão de obra e materiais;
- aumento dos custos de taxas de licenciamento e taxas de policiamento impostas pelas entidades gestoras do subsolo (em 2017 estes custos correspondem a mais de 3€/mt, traduzindo um aumento de 78% face ao ano anterior).



Rua Linhas de Torres, 41  
4350-214 Porto  
[www.portgas.pt](http://www.portgas.pt)

