

# CONSULTA PÚBLICA 109

## PARECER

### PROPOSTAS DE PDIRD-G 2022

Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de  
Distribuição de Gás para o período de 2023 a 2027  
(PDIRD-G 2022)





ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PARECER</b> .....	<b>2</b>
	<b>ANEXO AO PARECER DA ERSE ÀS PROPOSTAS DE PDIRD-G 2022</b> .....	<b>9</b>
<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO E ESTRATÉGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS</b> .....	<b>11</b>
1.1	PDIRD-GN 2018 aprovado .....	11
1.2	Propostas de PDIRD-GN 2020 não aprovadas .....	13
1.3	Declarações de interesse de desenvolvimento de outras redes de distribuição de gás.....	14
1.4	Quadro Legislativo e Estratégia Europeia para a Energia .....	15
1.5	Quadro Legislativo e Estratégia Nacional para a Energia.....	17
1.6	O Atual Quadro de Transição Energética.....	20
1.7	Estratégia de Desenvolvimento das Redes e Fundamentação do Investimento proposto pelos operadores das redes de distribuição .....	22
<b>2</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DAS CONCESSÕES E LICENÇAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>24</b>
2.1	Contexto socioeconómico da atividade de distribuição de gás.....	24
2.2	Procura de gás nas redes de distribuição .....	30
2.3	Estrutura de custos das empresas.....	34
<b>3</b>	<b>ANÁLISE DAS PROPOSTAS SUBMETIDAS PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>41</b>
3.1	Contexto atual e propostas de PDIRD-G 2022 .....	41
3.2	Caracterização do investimento das propostas de PDIRD-G 2022 .....	43
3.3	Previsões para a evolução da procura de gás dos ORD .....	50
3.3.1	Pressupostos subjacentes às previsões das empresas .....	50
3.3.2	Comparação das previsões das empresas com a evolução histórica da procura .....	51
3.4	Apreciação do Investimento Proposto .....	58
3.4.1	Apreciação Global.....	58
3.4.1.1	Investimento em “desenvolvimento do negócio” .....	58
3.4.1.2	Investimento para facilitar a “Descarbonização”.....	59
3.4.2	Apreciação do Investimento da GGND .....	61
3.4.3	Apreciação do Investimento da REN Portgás.....	64
3.4.4	Apreciação do Investimento da Sonorgás .....	67
3.5	Proposta de alteração à Estratégia de Desenvolvimento das Redes em resposta à atual conjuntura .....	69
3.6	Cenários de investimento para impactes tarifários .....	72
<b>4</b>	<b>IMPACTES TARIFÁRIOS DAS PROPOSTAS DE PDIRD-G 2022</b> .....	<b>75</b>

4.1	Cenários de procura para a análise de impactes tarifários.....	75
4.2	Impacte do cenário base Proposto pelos Operadores das Redes de Distribuição.....	80
4.2.1	Impacte nos proveitos .....	80
4.2.2	Impacte nas tarifas .....	92

## 1 ENQUADRAMENTO

Em 28 de agosto foi publicado o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que procedeu à décima segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e alargou a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), agora Sistema Nacional de Gás (SNG), estabelecendo o regime jurídico aplicável à produção e injeção de outros gases para além do gás natural.

No cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 89.º do referido Decreto-Lei, os operadores das redes de distribuição de gás<sup>1</sup> (ORD) apresentaram à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE, propostas de planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás, para o período 2023-2027 (PDIRD-G 2022).

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 89.º do mesmo Decreto-Lei, a ERSE submeteu a Consulta Pública as propostas recebidas de planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição para o período de 2023 a 2027, que decorreu entre os dias 8 de junho e 22 de julho do corrente ano.

Na sequência da respetiva Consulta Pública, nos termos do n.º 3 do artigo 89.º do referido Decreto-Lei, cumpre agora à ERSE emitir um parecer sobre as propostas de PDIRD-G 2022. Este processo é bienal, permitindo uma análise contínua e atenta sobre a evolução das principais condicionantes justificativas dos planos de investimentos de cada um dos operadores das redes de distribuição.

No enquadramento do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, o planeamento da agora Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG) deve ser efetuado de forma a assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do mercado interno de gás, e ainda um contributo para as metas estabelecidas a nível nacional no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e na Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

É, ainda, de salientar como relevante para o processo em curso, que as propostas de PDIRD-G 2022 correspondem à primeira edição colocada em consulta pública e sujeita a parecer da ERSE, nos termos do estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. Caracterizam-se, também, como o segundo exercício de planeamento das redes de distribuição de gás após uma aprovação de um PDIRD-G, mais concretamente do PDIRD-GN 2018, o que ocorreu a 16 de março de 2020.

---

<sup>1</sup> REN Portgás Distribuição, Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás, Setgás, Sonorgás e Tagusgás.

## 2 PARECER

1. No contexto atual pós-pandémico, agravado por mais de sete meses de guerra devido à invasão da Ucrânia pela Rússia e com todos os sinais de abrandamento da economia ou início de uma recessão, cujos enormes efeitos na procura de gás natural são particularmente visíveis, é fundamental que se adotem todas as cautelas e seja evitado todo o investimento que não seja comprovadamente urgente ou considerado estratégico.

Naturalmente, os operadores das redes de distribuição na preparação das suas propostas de PDIRD-G 2022 não poderiam antecipar a gravidade da situação atual e a incerteza que vivemos quanto ao curto e médio prazo.

Por esta razão, a **primeira recomendação** que se faz é que os operadores das redes de distribuição aproveitem a oportunidade que têm de rever as respetivas propostas de PDIRD-G 2022 para **reduzir substancialmente os montantes de investimento** que se propõem concretizar até 2027 (412,1 milhões de euros <sup>2</sup>), de modo a incorporar o essencial dos contributos recebidos no âmbito da Consulta Pública n.º 109 da ERSE e dos pareceres que, para além deste da ERSE, irão receber.

2. Apesar de todas as vicissitudes e das necessidades de adaptação, o atual contexto tem vindo a demonstrar a correção do caminho, de uma transição energética rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050, em que Portugal e a União Europeia apostaram. O reforço da utilização dos recursos energéticos endógenos de origem renovável, que a evolução tecnológica tem permitido, contribui para uma redução da dependência energética de países terceiros.

Parece ser claro que a transição energética passa por uma forte eletrificação da sociedade, já que a evolução tecnológica reforçou essa tendência devido às características da generalidade das fontes renováveis de energia e ao facto das aplicações elétricas parecerem ser mais eficientes energeticamente.

No entanto, também é evidente que existem consumos industriais que serão muito difíceis de eletrificar, devido às elevadas temperaturas de alguns dos seus processos. É neste contexto, de necessidades de combustível para esses processos industriais, que se perspetiva a utilização dos gases renováveis, alinhada com um dos eixos fundamentais para a descarbonização da sociedade, que aposta na Economia Circular de Energia e na integração dos diversos vetores energéticos. De recordar que os restantes dois eixos para essa descarbonização, identificados pela regulação, são

---

<sup>2</sup> Vide Ponto 3.6 do anexo a este Parecer.

o aprofundamento do Mercado Interno da Energia, com o consequente reforço dos mercados de dimensão europeia, e a Descentralização e flexibilidade de dimensão local, que serão base de uma futura Economia Local de Energia, permitida pelos recursos energéticos distribuídos e pela participação ativa dos clientes.

3. No futuro próximo, o gás natural continuará a ser fundamental na matriz de produção elétrica centralizada devido ao papel que assume e assumirá, quer do ponto de vista da segurança de abastecimento como pela flexibilidade que representa para a segurança da operação do setor elétrico. Disso dependerá o sucesso da penetração cada vez mais acentuada da produção de eletricidade de origem renovável, que apresenta elevada variabilidade. No entanto, esta importante função do gás natural no processo da transição energética não afeta nem afetará o essencial do planeamento e desenvolvimento das redes de distribuição de gás, em análise neste Parecer, já que a veiculação do gás natural para os centros eletroprodutores ocorre através da Rede Nacional de Transporte de gás.

As atuais propostas de PDIRD-G 2022, em análise, apontam para que os consumidores domésticos, que hoje utilizam gás butano ou propano, irão fazer uma transição direta para o gás natural. Os operadores das redes de distribuição de gás centraram nessa tónica uma parte substancial dos projetos de investimento apresentados no âmbito do “Desenvolvimento do Negócio”.

Recordando que investimentos aprovados no âmbito das atuais propostas de PDIRD-G irão ser construídos ao longo dos próximos cinco anos e amortizados ao longo dos trinta anos seguintes, um erro de avaliação que venha a ser feito hoje terá como consequência possíveis “custos afundados” futuros.

Em 2050, o papel do gás natural na matriz energética deverá ser residual se o sequestro do carbono nele inerente não consiga fazer com que o gás descarbonizado que daí resulte tenha um preço que o torne competitivo face às restantes soluções de fornecimento energético que, na altura, venham a existir.

Nesse sentido, a **segunda recomendação** do presente Parecer vai no sentido da **revisão profunda das propostas de investimento no âmbito do “Desenvolvimento do Negócio”** que os operadores das redes de distribuição venham a considerar nas versões finais das propostas de PDIRD-G 2022 que irão submeter para aprovação pelo Concedente. A informação que foi disponibilizada leva a **questionar todos os projetos de investimento de expansão para outras áreas geográficas**, para além daquelas que hoje já são servidas por gás natural, com exceção de projetos que já tiveram o seu início e que irão fornecer efetivamente indústrias de consumo intensivo. Mesmo na área de influência desses projetos que efetivamente têm indústrias como “âncora”, deverão ser

**questionadas decisões de expansão da rede para fornecer determinados clientes domésticos, cujo custo unitário de ligação é claramente desproporcionado** como se apresenta no anexo a este parecer e que dele faz parte integrante<sup>3</sup>.

4. No que se refere aos projetos referentes à transição energética e às metas de descarbonização (a seguir referidos como no âmbito da “Descarbonização”), de acordo com a legislação, o papel dos operadores das redes é limitado no que diz respeito à produção de gases, quer descarbonizados quer renováveis. Os operadores das redes de distribuição de gás têm o papel, nomeadamente, de disponibilizar informação atualizada relativa às possibilidades de ligação de novas instalações de produção e injeção de outros gases nas redes, bem como o controlo das composições esperadas do gás nas suas redes decorrentes da injeção de outros gases (controlo de fluxos e da qualidade do gás) e, em última análise, assegurar a adaptação das redes para receberem gases de origem renovável. Neste sentido, assinala-se que nem todos os projetos apresentados pelos operadores das redes de distribuição no âmbito da “Descarbonização” têm estes objetivos.

No atual quadro de transição energética, a sustentabilidade económica do setor de gás enfrenta diversos desafios a médio prazo, tanto fruto da competição de outras fontes de energia, como dos objetivos de descarbonização decorrentes da política energética e climática. Pelo que é fundamental o desenvolvimento de uma visão integrada do setor energético e o contributo do gás para a transição terá de ser assegurado nas propostas de investimento dos diferentes operadores das redes de distribuição, tendo estas que garantir uma evolução das redes de gás eficiente, adequada e compatível com a meta de neutralidade carbónica.

5. Um aspeto relevante é o papel que os biogases vão desempenhar numa sociedade neutra em carbono em 2050. Sendo fundamental assegurar que se aproveitem todos os recursos energéticos endógenos no quadro da Economia Circular de Energia já referida, os biogases de diferentes proveniências são um combustível renovável que, no contexto dos atuais elevados preços do gás natural, podem passar a ser competitivos no quadro do Sistema Nacional de Gás.

Devido ao seu carácter descentralizado, a importância e desafio que coloca a sua injeção nas redes é um dos temas que é proposto ser analisado pelos operadores das redes de distribuição em alguns dos projetos de investimento associados à “Descarbonização” das propostas de PDIRD-G 2022,

---

<sup>3</sup> Vide pontos 3.4.3 e 3.4.4

apesar das explicações do seu enquadramento serem relativamente incipientes e o seu propósito muitas vezes ser pouco claro.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a legislação vigente é clara que cabe aos produtores de gases renováveis todos os custos associados à ligação e reforços de rede necessários para assegurar a injeção dos respetivos gases nas redes de gás. Não parece também existirem dificuldades técnicas de maior que resultem da injeção dos biogases e da sua diluição com o gás natural que atualmente é veiculado nas redes de distribuição de gás. O desafio surge do facto do recurso que permite produzir biogases estar disperso no território e também pelo facto de as redes de distribuição de gás terem sido concebidas para responder à localização do consumo podendo estar longe dos locais de produção. Estando muito dependente da apetência dos promotores da produção de biogases quanto à localização e quantidades a injetar, a **terceira recomendação** deste Parecer da ERSE vai no sentido de **clarificar, fundamentar e documentar todos os projetos de investimento que pretendam facilitar a injeção de biogases nas atuais redes de distribuição de gás** e que surgem associados à “Descarbonização” nas propostas de PDIRD-G 2022. Deverá ser assegurado que os montantes propostos não incluem qualquer rubrica que a legislação e a regulamentação específica identificam como da responsabilidade dos produtores. Em complemento com outros documentos de caracterização a serem periodicamente publicados pelos operadores das redes de distribuição, as futuras propostas de PDIRD-G deverão assegurar toda a transparência na disponibilização de informação sobre a localização e capacidades disponíveis de injeção de biogases nas redes.

6. Um outro vetor com elevado potencial é o associado ao hidrogénio de origem renovável, que também é referido em alguns dos projetos associados à “Descarbonização” nas propostas de PDIRD-G 2022 em análise. A **quarta recomendação** reafirma a necessidade de **separação dos papéis e dos contributos que cabem ao operador da rede de distribuição de gás e ao produtor de hidrogénio renovável** que a legislação e a regulamentação também já clarificam. Para que essa separação de papéis seja clara é, pois, necessário fundamentar e documentar todos os projetos de investimento que surgem associados a este vetor nas versões finais das propostas de PDIRD-G 2022. Enquanto a injeção e diluição de biogases nas atuais redes, onde é veiculado o gás natural parecem não trazer grandes dificuldades técnicas, parece também provado que será mais limitada a possibilidade de injeção e diluição de hidrogénio renovável nessas redes. No futuro, como alternativa e se a sua localização facilitar a ligação entre produtores e consumidores, parece comprovado que as atuais redes, que foram concebidas para veicular gás natural, poderão ser facilmente convertidas para veicular 100% hidrogénio renovável. No entanto, sendo um tema pouco consolidado, em que o

enquadramento legal e regulamentar dessa atividade ainda se encontra em fase de discussão a nível europeu e existindo dúvidas de que serão os consumidores atuais de gás natural a suportar os custos de conversão, complementa-se o quadro da quarta recomendação com a sugestão de precaução face aos custos que possam ser aceites com projetos de investimento inovadores neste domínio. Estes projetos de investimento inovadores deverão permitir que os operadores de rede de distribuição adquiram experiência na injeção e diluição limitada de hidrogénio renovável nas suas redes que veiculam maioritariamente gás natural e lhes permitam ter confiança que as mesmas estão preparadas para o futuro (*"future proof"*).

7. Como resultado das recomendações anteriores, o montante inicial de investimento deverá ser reduzido. Contudo destaca-se que, mesmo num cenário que considera um nível de investimento mais baixo no conjunto das propostas de PDIRDG-2022, perspectiva-se um acréscimo de proveitos permitidos por unidade de gás distribuído e a consequente variação tarifária em alta. Esta pressão tarifária resulta da diminuição do consumo de gás por pontos de abastecimento ligados às redes de distribuição, que se verifica há já vários anos e que se acentuou mais recentemente.

O incremento dos proveitos permitidos unitários poderá ser ainda substancialmente agravado, num contexto de aumento das taxas de remuneração dos ativos decorrente da manutenção da atual pressão inflacionista. As análises de sensibilidade que evidenciam este efeito constam do Parecer à presente proposta. Nota-se que as avaliações dos impactos tarifários das propostas de PDIRD-G 2022 foram efetuadas no pressuposto de que a tendência de diminuição do consumo de gás por ponto de abastecimento se manteria. Não se efetuou qualquer análise no pressuposto de que esta tendência se agrave.

Note-se que as previsões de consumo de gás por ponto de abastecimento subjacentes às propostas de PDIRD-G 2022, apresentadas pelos operadores de rede de distribuição são mais otimistas do que as evoluções verificadas até à data nas suas áreas de operação.

Em termos de grupos empresariais, à exceção da Sonorgás, em todos os cenários apresentados regista-se um aumento do proveito permitido por unidade distribuída entre 2022 e 2027.

Nos pressupostos considerados pela ERSE para a evolução da procura, os proveitos unitários aumentam, com uma ordem grandeza semelhante, nos casos da REN Portgás e da GGND, enquanto no caso da Sonorgás verificam-se variações negativas em resultado do decréscimo que propõe para os investimentos a partir de 2025 e dos novos consumos previstos.

No entanto, sublinhe-se que as variações dos proveitos unitários apresentadas dependem da evolução da procura, que no contexto atual apresenta uma grande incerteza, e se as variações forem inferiores, poderão levar a um incremento substancial do proveito permitido unitário.

8. Os diferentes cenários possíveis para a dimensão futura do setor dos gases renováveis, sejam eles biogases ou hidrogénio renovável, são fundamentais para que a preparação das propostas de PDIRD-G se enquadrem na estratégia da transição energética rumo uma sociedade neutra em carbono em 2050. É necessário que esse debate ocorra e envolva efetivamente todos os intervenientes que constituem o setor energético. Apesar de se reconhecer que não será possível realizar esse debate a tempo da preparação das versões finais das propostas de PDIRD-G 2022, apresenta-se a **quinta recomendação que consiste em aproveitar a oportunidade da revisão dos Planos Nacionais de Energia e Clima**, prevista ocorrer durante 2023, **para, previamente, se lançar um debate público alargado sobre cenários possíveis para o futuro do setor energético** de modo a integrar a visão dos vários interessados, designadamente dos operadores de redes independentemente do vetor energético, agentes de mercado, produtores, incorporadores e consumidores, entre outros. Num quadro acordado de cenários possíveis para o futuro do setor energético integrando os vários vetores energéticos e bem como uma visão calibrada entre as necessidades de recursos energéticos centralizados e recursos energéticos descentralizados, será mais fácil chamar os operadores de redes a identificar as necessidades do sistema energético.
9. O presente Parecer beneficiou dos comentários recebidos no âmbito da Consulta Pública n.º 109 da ERSE e, existindo algumas posições contrárias, espelha os pontos de vista da generalidade dos intervenientes.



**ANEXO AO PARECER DA ERSE ÀS PROPOSTAS DE PDIRD-G 2022**



## 1 ENQUADRAMENTO E ESTRATÉGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

### 1.1 PDIRD-GN 2018 APROVADO

De modo sumário as principais recomendações do Parecer da ERSE às propostas de PDIRD-GN 2018, emitido a 29 de março de 2019 na sequência da Consulta Pública da ERSE n.º 69, foram as seguintes:

- É aconselhável que a aprovação dos planos seja acompanhada da definição de critérios claros para a realização de investimentos e para as decisões de expansão da rede, que permita aos operadores de rede estarem conscientes dos objetivos estabelecidos pelo Estado para o SNGN. Este objetivo refletir-se-á numa maior harmonização das opções assumidas pelos ORD na preparação das futuras propostas de PDIRD-GN e a sua concretização deverá permitir evitar situações díspares em termos de equidade no acesso ao gás natural, e, principalmente, que seja assegurada a sustentabilidade económica do SNGN num contexto de uniformidade tarifária;
- É prudente garantir a neutralidade tarifária das propostas de PDIRD-GN 2018 que vierem a ser aprovadas, num contexto de garantia de equidade tarifária entre os novos consumidores das diversas áreas de concessão ou de licença face aos atuais consumidores, tendo em conta as incógnitas da evolução de consumo de gás natural associadas ao atual período de transição energética, relevadas anteriormente e sublinhadas no documento levado a Consulta Pública, que poderão ser agravadas com a introdução de alternativas ao gás natural distribuído;
- O investimento previsto nas propostas de PDIRD-GN 2018 deverá ser revisto em baixa em, pelo menos, 17 milhões de euros (6% do investimento total), devendo esta redução de investimento ser orientada pelas prioridades de política energética de médio/longo prazo.

Na sequência, os ORD reformularam as respetivas propostas de PDIRD-GN 2018 que vieram a ser as primeiras (e até agora únicas) a serem aprovadas. Essa aprovação pelo Secretário de Estado Adjunto e da Energia (SEAE) ocorreu em 16 de março de 2020.

Salientando a importância da articulação com as novas metas para gases renováveis a fixar na Estratégia e Planos de Ações para o Hidrogénio, que, entretanto, viria a ser aprovada, o Despacho de aprovação dos PDIRD-GN 2018 pelo SEAE apresenta como anexo um documento elaborado pelo Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia sobre o parecer da ERSE, onde é referido que:

- “Face às principais recomendações da ERSE à proposta de PDIRD-GN 2018 do grupo Galp Gás Natural Distribuição, nomeadamente no que respeita à revisão em baixa em, pelo menos, 6% do investimento total proposto, não é cumprida uma vez que os ORD do Grupo Galp Gás Natural Distribuição não alteraram o investimento previsto na proposta inicial.”
- “Face às principais recomendações da ERSE à proposta de PDIRD-GN 2018 da REN Portgás Distribuição, nomeadamente no que respeita à revisão em baixa em, pelo menos, 6% do investimento total proposto, é cumprida parcialmente uma vez que o investimento previsto na proposta final é inferior ao da proposta inicial em 5,5%.”
- “Face às principais recomendações da ERSE à proposta de PDIRD-GN 2018 da Sonorgás, salientam-se as seguintes:
  - Deverá ser apresentada uma fundamentação para os valores limite dos indicadores utilizados como critérios de seleção dos projetos. A recomendação é cumprida, uma vez que a Sonorgás incluiu na proposta final a fundamentação solicitada.
  - O investimento que envolve um posto de enchimento de GNL para veículos rodoviários previsto para o polo de Mirandela deverá ser retirado da proposta (DGEG concorda com esta recomendação). A recomendação não é cumprida, uma vez que o investimento não foi retirado da proposta.
  - O investimento adicional da rubrica "Outros", que concentra as principais diferenças face ao investimento aprovado com a atribuição, em 2015, das licenças relativas aos 18 novos polos, não deverá ser aprovado. A recomendação não é cumprida, uma vez que o investimento adicional não foi retirado da proposta.
  - O projeto de expansão adicional denominado "Expansão de rede nos polos novos", com o valor de 4 milhões de euros, não deverá ser aprovado pelo Estado Concedente. A recomendação não é cumprida, uma vez que o investimento não foi retirado da proposta.
  - A transferência para o polo de Valpaços de uma das duas UAG previstas na licença para o polo de Vila Flor não deverá ser aprovada pelo Estado Concedente (DGEG concorda com esta recomendação). A recomendação não é cumprida, uma vez a Sonorgás manteve na proposta a transferência para o polo de Valpaços de uma das duas UAG previstas na licença para o polo de Vila Flor.
  - A ERSE considera que o investimento da totalidade das propostas dos vários ORD deverá ser revisto em baixa em, pelo menos, 6% do Investimento total proposto. A recomendação

é cumprida, uma vez que o Investimento previsto na proposta final é inferior ao da proposta inicial em 6,2%.”

Adicionalmente, consta a seguinte proposta que foi aprovada pelo já referido Despacho de 16 de março de 2020:

- “Para efeitos do Plano de Desenvolvimento e Investimento do Rede de Distribuição 2020, os ORD deverão ter em consideração as metas e objetivos para o horizonte 2030, assim como a evolução do setor do gás natural e outros pressupostos relevantes de acordo com a versão final do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), devidamente articulado com a DGEG. Com particular, deverá ser dada especial atenção às perspetivas para os gases renováveis.”

## 1.2 PROPOSTAS DE PDIRD-GN 2020 NÃO APROVADAS

Posteriormente e tal como legalmente previsto, a DGEG comunicou à ERSE, em 28 de julho e 13 de agosto de 2020, as propostas de PDIRD-GN 2020 recebidas, que foram alvo da Consulta Pública da ERSE n.º 98. Beneficiado dos comentários recebidos na referida Consulta Pública, as principais recomendações do Parecer da ERSE, emitido a 24 de maio de 2021, podem ser resumidas em:

- A ERSE recomendou uma maior harmonização das opções assumidas pelos ORD na preparação das futuras propostas de PDIRD-GN, no sentido de que a sua concretização permita evitar situações díspares em termos de equidade no acesso ao gás natural, e, principalmente, assegure a sustentabilidade económica do SNG num contexto de uniformidade tarifária.
- As análises efetuadas aos impactes tarifários associados a montante, demonstravam que, de forma conjunta, os investimentos propostos não resultavam em acréscimos tarifários em 2025, mesmo na situação de estagnação da procura ao nível verificado em 2019. Apesar desta situação global, verificavam-se níveis de risco bastante diferenciados entre as propostas de PDIRD-GN 2020 dos diferentes ORD. A ERSE recomendou que essas diferenças fossem ponderadas pelo Concedente no momento da tomada de decisão, quanto à aprovação ou não da totalidade dos projetos de investimento propostos por cada um dos ORD.
- Sobre os projetos piloto a ERSE recomendou que, na versão final de propostas de PDIRD-GN 2020, os ORD clarifiquem como pretendem utilizar os montantes para projetos-piloto sobre a injeção de gases descarbonizados, nomeadamente hidrogénio, nas suas redes de distribuição, e que

fundamentem adequadamente essa opção, e demonstrem o mérito da sua concretização, de modo a permitir a sua aprovação pelo Concedente.

- Por fim, a ERSE recomendou que as futuras propostas de PDIRD-GN, devessem passar a incluir um capítulo onde, explicitamente, fosse demonstrado o modo como os ORD se comprometem a assegurar que: i) são minimizadas situações futuras de ativos ociosos e, conseqüentemente, de possíveis «custos afundados» para o setor energético. ii) são maximizadas situações de ativos que, sendo relevantes e valiosos para o futuro do setor energético, garantam preços razoáveis e acessíveis para os consumidores de gás natural, na atualidade e no curto/médio prazo.

O facto de não haver conhecimento de qualquer aprovação das propostas finais de PDIRD-GN 2020 que foram eventualmente alteradas e submetidas pelos operadores das redes de distribuição ORD para decisão final, faz com que os PDIRD-GN 2018 sejam os únicos planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás que se encontram efetivamente aprovados.

Como os referidos PDIRD-GN 2018 aprovados abrangem o período de 2019 a 2023, carecem ainda de aprovação quaisquer projetos de investimento e de desenvolvimento de redes a serem concretizados pelos diferentes operadores das redes de distribuição em 2024 e anos seguintes. De igual modo, importa referir que só se aceitarão os investimentos até 2023 aprovados no PDIRD 2018, salvo qualquer decisão complementar explícita que venha a ocorrer por parte do Concedente.

### **1.3 DECLARAÇÕES DE INTERESSE DE DESENVOLVIMENTO DE OUTRAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS**

No contexto do desenvolvimento e planeamento das redes de distribuição de gás e sobre a atribuição de licenças de distribuição local para novos polos de consumo, importa destacar que a Direção-Geral de Energia e Geologia publicou o Aviso n.º 17290/2020 em Diário da República, a 28 de outubro, com o sumário, “Declarações de interesse para a obtenção de licenças de distribuição local de gás natural”.

No seguimento deste processo, mais recentemente, a ERSE, teve conhecimento do Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (SEAE), de 6 de outubro de 2021, com o seguinte conteúdo:

- “No contexto em que Portugal assumiu o compromisso de transitar para uma economia neutra em carbono até 2025, e por força da política energética em curso, não se configura benéfico para o país a atribuição local de gás, pelo que não deve ser iniciado nenhum processo de atribuição de licenças de distribuição local para os 20 novos polos de consumo de gás solicitados.”

## 1.4 QUADRO LEGISLATIVO E ESTRATÉGIA EUROPEIA PARA A ENERGIA

A 11 de setembro de 2019, a União Europeia aprofundou o seu compromisso com criação de uma sociedade neutra em carbono em 2050, com a apresentação do «Pacto Ecológico Europeu»<sup>4</sup> e do respetivo «Plano de Ação»<sup>5</sup>. Continuando este processo, em 2020 foram desenvolvidos um conjunto de propostas, de iniciativas, planos e estratégias<sup>6</sup> para concretizar o Pacto Ecológico Europeu.

A União Europeia, com o Pacto Ecológico Europeu pretende transformar a sua economia para um futuro sustentável, moderno, eficiente na utilização dos recursos e competitivo, garantindo que: a) as emissões líquidas de gases com efeito de estufa sejam nulas em 2050; b) o crescimento económico esteja dissociado da utilização de recursos; c) ninguém nem nenhuma região seja deixado para trás.

Para atingir esses objetivos a UE estabeleceu a Lei Europeia do Clima<sup>7</sup> e a Comissão Europeia adotou um conjunto de propostas legislativas com o objetivo de tornar as suas políticas em matéria de clima, energia, transportes e fiscalidade aptas para alcançar uma meta intermédia de redução das emissões líquidas de gases com efeito de estufa de, pelo menos, 55 % até 2030, em comparação com os níveis de 1990, lançando o designado «Pacote Objetivo 55»<sup>8</sup>. Sendo esta uma meta ambiciosa, implica a transição para um sistema energético neutro em carbono, abrangendo eficiência energética, produção descentralizada renovável, digitalização, papel ativo dos consumidores, mobilidade elétrica, armazenamento, captura de carbono e hidrogénio verde.

---

<sup>4</sup> A Comunicação «Pacto Ecológico Europeu» da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, de 11 de dezembro de 2019, está acessível neste [endereço de página de internet](#).

<sup>5</sup> O Anexo da Comunicação relativa ao Pacto Ecológico Europeu está acessível neste [endereço de página de internet](#).

<sup>6</sup> «[Plano de Investimento do Pacto Ecológico Europeu](#)», de 14 de janeiro de 2020.

«[Mecanismo para uma Transição Justa](#)», de 14 de janeiro de 2020.

«[Estratégia Industrial Europeia](#)», a 10 de março de 2020.

«[Plano de Ação para a Economia Circular](#)», de 11 de março de 2020.

«[Plano Meta Climática 2030](#)», de 17 de setembro de 2020.

«[Vaga de Renovação](#)», de 14 de outubro de 2020.

«[Estratégia para o Metano](#)», de 14 de outubro de 2020.

«[Energia renovável marítima](#)», de 19 de novembro de 2020.

«[Aliança Europeia para as Baterias](#)», de 10 de dezembro de 2020.

<sup>7</sup> «[Lei Europeia do Clima](#)», de 4 de março de 2021.

<sup>8</sup> Disponível em <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>

Mais recentemente, em resposta às dificuldades e às perturbações do mercado mundial da energia suscitadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia, a Comissão Europeia apresentou o Plano RePowerEU<sup>9</sup> que visa três objetivos estratégicos:

1. a poupança energética;
2. a produção de energia limpa;
3. e a diversidade do aprovisionamento energético europeu.

Segundo a UE, as novas realidades geopolíticas e do mercado da energia exigem uma aceleração drástica da transição para as energias limpas e o reforço da independência energética, pelo que o Plano RePowerEU tem o objetivo de criar uma nova infraestrutura e um novo sistema energético para a Europa.

Assim, neste contexto o Plano considera necessário alargar significativamente a implantação de energias renováveis e acelerar a eletrificação e a substituição da produção de calor com os combustíveis de origem fóssil nos setores da indústria, dos edifícios e dos transportes. Algumas das medidas de médio prazo para concretizar os objetivos de eficiência energética e eletrificação do consumo indicadas pelo Plano RePowerEU são as seguintes<sup>10</sup>:

- Aumentar a ambição da obrigação nacional de poupança de energia
- Introduzir obrigações de redução do consumo de energia, acabar com os subsídios para combustíveis fósseis e promover tecnologias de energia renovável nos transportes e na indústria
- Introduzir padrões mínimos de desempenho energético dos edifícios e reforçar os requisitos nacionais do sistema de aquecimento para edifícios existentes
- Introduzir nacionalmente proibições para caldeiras baseadas em combustíveis fósseis em edifícios existentes e novos e avançar com o fim dos subsídios dos Estados Membros para caldeiras baseadas em combustível fóssil de 2027 a 2025.

Em resposta, vários países começaram recentemente a adotar medidas específicas que implementam as diretrizes do plano, nomeadamente França, Alemanha e Países-Baixos.

---

<sup>9</sup> [RePowerEU](#), de 18 de maio de 2022.

<sup>10</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs\\_22\\_3137](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_22_3137).

Em França a regulamentação ambiental de 2020 (RE 2020), com o intuito de acelerar a transição energética e acabar com o uso de combustíveis fósseis para aquecimento, proibiu a instalação de caldeiras a gás para todas as novas construções a partir 1 de janeiro de 2022 e em novos edifícios a partir de 2025, sendo que estes prazos tinham sido inicialmente definidos para 2021 e 2024.

No caso da Alemanha, o governo anunciou em dezembro de 2021 que a partir de 2025, qualquer sistema de aquecimento doméstico deve funcionar com energia renovável e por outro lado o executivo alemão anunciou ainda o objetivo de instalar entre 4 a 6 milhões de bombas de calor até 2030. Já os Países-Baixos, na mesma linha, anunciaram que pretendem banir a instalação de sistemas de aquecimento fóssil a partir de 2026 e tornar as bombas de calor obrigatórias.

Relativamente à estratégia europeia e plano de ação para a implementação do REPowerEU, a Comissão Europeia desenvolveu o documento «*Commission staff working document implementing the repower EU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets*»<sup>11</sup>. Este documento de trabalho apresenta uma estimativa das necessidades de investimento e custos adicionais de redução da dependência de combustíveis fósseis da Rússia para zero até 2027, com foco específico no gás natural. De acordo com este documento, a consecução dos objetivos do REPowerEU depende principalmente no desenvolvimento dos vetores energéticos hidrogénio renovável e do biometano que poderão contribuir de forma crucial para o esforço de redução da dependência do gás natural importado.

Neste documento, a Comissão Europeia considera que a diluição (“*blending*”) de hidrogénio no gás natural da rede (para além dos usos industriais e no setor dos transportes) carece de uma avaliação cuidadosa, uma vez que reduz a qualidade do gás com consequências para os custos gerais do sistema e para os custos de aquecimento no setor residencial que aumentam, sendo na maioria das aplicações uma alternativa menos eficiente do que a eletrificação direta.

## 1.5 QUADRO LEGISLATIVO E ESTRATÉGIA NACIONAL PARA A ENERGIA

A União Europeia incluiu na «Lei Europeia do Clima», a obrigação dos Estados Membros apresentarem um Plano Nacional integrado Energia Clima para 2021-2030, o qual deve incluir as metas nacionais, os contributos, as estratégias e as medidas para cada uma das cinco dimensões da União da Energia: a

---

<sup>11</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN>.

descarbonização, a eficiência energética, a segurança energética, o mercado interno da energia, bem como a investigação, a inovação e a competitividade.

É neste contexto que nos últimos anos o setor energético nacional tem sofrido alterações consideráveis, pelo que se tem associado este momento a um período de transição energética. Assim, tal como na Europa, em Portugal vários instrumentos foram desenvolvidos e publicados pelo Governo português para responder ao desafio da transição energética, associado ao compromisso de assegurar a neutralidade das suas emissões até ao final de 2050, traçando uma visão relativamente à descarbonização profunda da economia nacional. O «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050»<sup>12</sup>, o «Plano Nacional Energia-Clima 2030»<sup>13</sup>, a «Estratégia Nacional para o Hidrogénio»<sup>14</sup>, a «Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios»<sup>15</sup> e o enquadramento legislativo do Sistema Nacional de Gás, que foi conferido pela publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020<sup>16</sup>, onde se integram as infraestruturas de gás, são quatro desses instrumentos que apontam para uma estratégia política energética clara rumo à descarbonização.

Centrado no objetivo da redução de emissões de gases de efeito de estufa (GEE), o «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050» (RNC 2050) identifica o sistema energético, que engloba de forma integrada a produção de energia, transporte e distribuição e o consumo de energia final nos diferentes setores (indústria, transportes, residencial e serviços e agricultura), como um setor onde existe um grande potencial para a redução das emissões de GEE. O RNC aponta para uma abordagem de desagregação setorial para uma análise ao potencial de redução de intensidade energética e, conseqüentemente, de redução das emissões no consumo de energia, identificando particularmente o setor residencial e serviços, cujo o objetivo é reduzir mais de 30% e de 40%, respetivamente. Assim, o RNC, mais concretamente define como os principais *drivers* de descarbonização dos setores residenciais e serviços, a) eficiência energética; b) eletrificação; c) isolamento e reabilitação; d) solar térmico e bombas de calor, sendo que aponta para uma intensificação da descarbonização deste setor nas décadas de 2040 e 2050.

---

<sup>12</sup> O «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050» foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho, acessível neste [endereço de página de internet](#).

<sup>13</sup> O «Plano Nacional Energia-Clima 2030» foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, acessível neste [endereço de página de internet](#).

<sup>14</sup> A «Estratégia Nacional para o Hidrogénio» foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, acessível neste [endereço de página de internet](#).

<sup>15</sup> A «Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios» foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 8-A/2021, de 3 de fevereiro, acessível neste [endereço de página de internet](#).

<sup>16</sup> O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, está acessível neste [endereço de página de internet](#).

Mais em concreto, o Plano Nacional Energia Clima 2030 (PNEC 2030) apresenta uma linha de atuação intitulada «Ajustar o papel do gás natural na matriz energética» em que o gás natural, sendo o combustível fóssil com menores emissões de gases de efeito de estufa, permanecerá enquanto fonte energética durante a próxima década. Essa linha de atuação do PNEC 2030, aposta em «abordar o gás natural como elemento de flexibilidade do sistema eletroprodutor», assinalando que os PDIR devem ter em linha de conta as metas e objetivos previstos no PNEC, bem como a necessidade de adaptar os investimentos nas redes de forma a prepará-las para os desafios da transição energética (eficiência energética, aumento da eletrificação, maior interação de renováveis, em particular gases renováveis, entre outros).

A opção pela eletrificação do setor Residencial e dos Serviços, também é clara nas perspetivas que têm vindo a ser tornadas públicas na “Estratégia Nacional para o Combate e Mitigação da Pobreza Energética”<sup>17</sup> e na “Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios” (ELPRE) publicada a 3 de fevereiro de 2021, através da Resolução do Conselho de Ministro n.º 8-A/2021. A ELPRE apresenta um conjunto de medidas, uma das quais, o “Pacote 2 – Aumento da Eficiência energética”, que tem os seguintes horizontes de implementação:

- a) 2030, em 65 % do parque residencial e em 27 % do parque não residencial;
- b) 2040 em 100 % do parque residencial e em 52 % do parque não residencial;
- c) 2050 em 100 % do parque de edifícios existentes à data de 2018.

Entre outros objetivos, o Pacote 2 “visa ainda promover a eletrificação do parque, prevendo até 2040 a substituição de sistemas a gás e a gasóleo por sistemas elétricos neste setor, sendo que no caso dos edifícios residenciais será feito um esforço suplementar de substituição do GPL até 2030, com particular ênfase nas famílias em situação de pobreza energética.”.

Outros objetivos a salientar são os previstos na Estratégia Nacional do Hidrogénio que estabelece metas de penetração de gases descarbonizados nas infraestruturas de gás (volumes de 1% a 5% até 2025 e 10% a 15% até 2030 nas redes do SNG).

Por fim, e no caso particular do setor do gás, importa destacar a publicação do Decreto Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto de 2020, que veio definir e esclarecer o papel do setor para o processo de transição energética e no cumprimento do compromisso de neutralidade carbónica, apontando que a descarbonização deste

---

<sup>17</sup> Colocada em consulta a 15 de abril de 2021.

setor passa pela incorporação de gases de origem renovável e gases de baixo teor de carbono no sistema. Assim no seu preâmbulo o diploma refere que:

*“Os operadores das infraestruturas .... da rede nacional de distribuição ficam agora confiados da missão de desenvolver as suas concessões e os investimentos necessários para a crescente incorporação de gases de origem renovável, em linha com as necessidades do mercado e de combate às alterações climáticas”.*

Adicionalmente o referido diploma atribui aos ORD vários deveres e direitos

*“A incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono” e “A contribuição para a progressiva descarbonização do SNG, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050”*

e, mais concretamente, a alínea g) do número 2 do Artigo 17.º estabelece como obrigação de serviço público das concessionárias

*“A capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases”.*

Por outro lado, o mesmo Decreto-Lei prevê no seu artigo 114.º que o Regulamento Tarifário pode prever a implementação de planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, como instrumento de descarbonização das infraestruturas de gás. Por sua vez o regulamento Tarifário no artigo 149.º prevê que os Planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura tenham o objetivo de melhorar as condições de acesso às redes que potenciem a injeção de outros gases na infraestrutura e possam ser apresentados sob propostas pelos operadores das redes de distribuição.

## **1.6 O ATUAL QUADRO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA**

Tal como exposto nas duas secções anteriores, o setor energético está em transformação e deve ser avaliado como um todo. É nesta premissa que o setor elétrico e o setor do gás devem ser transformados conjuntamente e complementarmente, de acordo com a estratégia nacional para a transição energética.

No atual quadro de transição energética, a sustentabilidade económica do setor de gás enfrenta diversos desafios a médio prazo, tanto fruto da competição de outras fontes de energia, como dos objetivos de descarbonização decorrentes da política energética e climática. Sendo fundamental o desenvolvimento de uma visão integrada do setor energético, o contributo do gás para a transição terá de ser assegurado nas

propostas de investimento dos diferentes ORD, tendo estas que garantir uma evolução das redes de gás eficiente, adequada e compatível com a meta da neutralidade carbónica.

Ao longo da presente década ir-se-á compreender melhor como ocorrerá a transição energética rumo à neutralidade carbónica em 2050 e qual será o futuro papel dos gases e combustíveis renováveis ou descarbonizados. Como se evidenciou anteriormente, esse papel não parece estar previsto para os setores residencial e de serviços (consumidores domésticos e edifícios). Com o desenvolvimento tecnológico atual é previsível que, para a próxima década, a eletrificação seja a solução economicamente mais eficiente para substituir consumos de gás e de outros combustíveis para o aquecimento doméstico. Por outro lado, parece clara a perspetiva do vetor energético do gás ser importante, pelo menos durante os próximos dez anos, para o fornecimento dos setores industriais, para os quais a eletrificação não é ainda tecnologicamente possível ou eficiente, e também para o fornecimento dos atuais centros eletroprodutores, de modo a conferir flexibilidade e segurança de abastecimento no setor elétrico.

No processo da transição energética em curso existe a necessidade de adequar e articular os diversos instrumentos de política energética nacional. Neste contexto, refira-se por exemplo a obrigatoriedade de instalação de rede de gás nos edifícios destinados a habitação própria, de acordo com o Decreto-Lei n.º 97/2017, de 10 de agosto alterado pela Lei n.º 59/2018, de 21 de agosto, que estabelece o regime de instalações de gases combustíveis em edifícios, que não se coaduna com a perspetiva de eletrificação dos clientes domésticos. Outro exemplo, é a questão do *blending* de hidrogénio nas redes de gás perspetivada na «Estratégia Nacional para o Hidrogénio», que estabelece a meta de até 2030 se concretizar a injeção de 10% a 15% de hidrogénio nas redes de gás natural, que não está harmonizada com a estratégia europeia e o plano de ação para a implementação do REPowerEU<sup>18</sup> que aponta para um máximo de 3% para fluxos de gás transfronteiriços. Sobre esta questão, a estratégia europeia estima que percentagens superiores a 3% de injeção de hidrogénio podem levar a aumentos dos custos gerais do sistema, nomeadamente custos de adaptação das infraestruturas e custos de adaptação dos equipamentos dos consumidores finais.

O mais recente desenvolvimento das políticas europeias para a energia, que tentam dar resposta à problemática da dependência do gás russo e ao tema dos preços do gás e da eletricidade nos mercados europeus, é uma das origens da necessidade da revisão dos planos e metas nacionais para a transição energética, nomeadamente do PNEC e do RNC. A mais recente publicação do Regulamento 2022/1369, de

---

<sup>18</sup> [Commission staff working document implementing the repower EU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets.](#)

5 de agosto de 2022,<sup>19</sup> relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás é um exemplo. Este regulamento visa a redução voluntária de 15% na procura de gás da União Europeia entre 1 de agosto de 2022 e 31 de março de 2023, em comparação com o consumo médio do igual período nos últimos cinco anos, sendo, no caso de Portugal a obrigação de redução de 7% do consumo de gás natural.

### **1.7 ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DAS REDES E FUNDAMENTAÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Nas propostas de PDIRD-G 2022, os operadores das redes de distribuição centraram o essencial da sua estratégia de desenvolvimento de investimento no incremento do número de clientes domésticos e na aposta na preparação das atuais redes de distribuição para a veiculação de hidrogénio e outros gases de baixo teor de carbono ou renováveis.

O racional suportado nas propostas apresentadas pelos três grupos empresariais baseia-se em princípios e critérios tradicionais e económicos. De um modo geral, os investimentos são justificados em princípios fundamentados, a) nos benefícios económicos, sociais e ambientais; b) no desenvolvimento económico regional; c) no cumprimento de obrigações regulamentares e legais; d) na qualidade de serviço ou ainda; e) na eficiência da densificação das redes de distribuição.

Relativamente aos critérios económicos, a seleção dos investimentos foi efetuada pelos operadores do grupo GGND e pela REN Portgás, recorrendo a indicadores como a TIR/ROR, TOTEX e VAL<sup>20</sup>, que foram avaliados individualmente por projeto e/ou por concelho. A análise do impacto económico dos investimentos assentou no racional de avaliar o impacto nos proveitos permitidos, comparando cenários da sua evolução com a concretização dos investimentos propostos no período temporal do PDIRD-G 2022 com um cenário em que não se registasse qualquer investimento no mesmo período.

A Sonorgás, em termos de critérios económicos, estabeleceu alguns indicadores e respetivos limites/objetivos, tais como investimento por ponto de ligação adicional, investimento por quantidade adicional de gás e custos específicos de construção da rede. Depois de avaliados os indicadores estabelecidos, a Sonorgás realizou uma análise técnico-comercial do desenvolvimento da rede e a seleção

---

<sup>19</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32022R1369>.

<sup>20</sup> TIR – Taxa Interna de Rentabilidade, TOTEX - Gastos de exploração, do inglês Operational Expenditure (OPEX) e Custos com capital (amortização e remuneração do investimento), do inglês Capital Expenditure (CAPEX), VAL – Valor Atual Líquido.

dos investimentos a realizar tem em consideração o indicador TIR, que permite aferir a rentabilidade esperada dos novos pontos de abastecimento, contemplados no atual plano de investimento.

Resumidamente, nas propostas de PDIRD-G 2022, os operadores das redes de distribuição determinaram os impactos para o setor do gás ao nível dos proveitos a recuperar pelas tarifas de rede para vários cenários de procura, de modo a testar os impactes dos planos de investimento nos proveitos unitários, sendo a exceção a Sonorgás que calcula uma *proxy* desse impacto<sup>21</sup>. Assim, a estratégia de desenvolvimento das redes é fundamentada numa avaliação técnico-económica para seleção dos projetos de investimento por parte dos operadores das redes de distribuição e monitorização dos impactos tarifários.

Verifica-se, assim, que os operadores das redes de distribuição fundamentam as suas propostas de investimentos com a necessidade de garantir a sustentabilidade económica do setor do gás e focam as suas propostas na possibilidade de assegurar o acesso ao vetor energético gás a todos os potenciais consumidores localizados na área geográfica que lhes está atribuída através da respetiva concessão ou licença. Em linha com este princípio, sustentam que as redes de distribuição de gás que operam são perfeitamente adequadas aos desafios da transição energética e que permitem veicular os gases descarbonizados do futuro defendendo o crescimento sustentado do número de clientes de gás como uma solução racional para atingir os objetivos da política energética nacional.

Por fim, importa destacar que, apesar das diferenças entre os vários operadores, as decisões de investimento nas redes de cada área de concessão ou licenciamento têm o objetivo essencial de expandir as redes para novos concelhos, ou a angariação de novos clientes nas redes atuais. É também proposto investimento, em outras áreas da atividade de distribuição, nomeadamente em estudos e projetos piloto associados à descarbonização do setor e à transição energética, identificados como “projetos de convergência” pela GGND e como de “Gases renováveis e descarbonização da rede” pela Sonorgás e classificados como de “Descarbonização e Digitalização de ativos” pela REN Portgás.

---

<sup>21</sup> “a diferença entre o total de receita obtida via veiculação de Gás suportada pelo adicional de investimento proposto, e a remuneração desse ativo (depreciações e amortização bem como remuneração de capital) no horizonte entre 2021 e 2046”.

## 2 CARACTERIZAÇÃO DAS CONCESSÕES E LICENÇAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A avaliação das necessidades de desenvolvimento e investimento na rede de distribuição de gás é determinada, entre outros aspetos, pela evolução da procura de gás, tendo em conta a adesão de novos clientes e respetivo consumo e a evolução do consumo dos atuais clientes.

Esta evolução é influenciada pelo cenário macroeconómico, que é comum a todos os agentes económicos, e pelo contexto regional e específico de cada operador das redes de distribuição<sup>22</sup>, que influencia de forma diferenciada cada empresa.

O Decreto Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto veio estabelecer o regime aplicável à injeção de outros gases na rede nacional de gás, atendendo às metas constantes do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) e do Roteiro Nacional para o Carbono (RNC). Neste enquadramento, os investimentos nas redes de distribuição de gás também devem ser pautados pelas necessidades de cumprimento dos objetivos de política energética no que se refere à injeção de outros gases nas redes de distribuição.

Neste quadro, este capítulo do Anexo ao Parecer, encontra-se estruturado da seguinte forma: no ponto 2.1 caracteriza-se o contexto socioeconómico da atividade de distribuição de gás; no ponto 2.2 apresenta-se a estrutura e a evolução e a procura de gás nas redes de distribuição e no ponto 2.3 apresenta-se uma perspetiva dos custos da atividade de distribuição de gás.

### 2.1 CONTEXTO SOCIOECONÓMICO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

A distribuição de gás processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG) nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, mediante atribuição pelo Estado de:

- Concessões de redes de distribuição regional, exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.
- Licenças de distribuição em redes locais autónomas, não ligadas ao sistema interligado de gasodutos e redes, igualmente exercidas em exclusivo e em regime de serviço público.

---

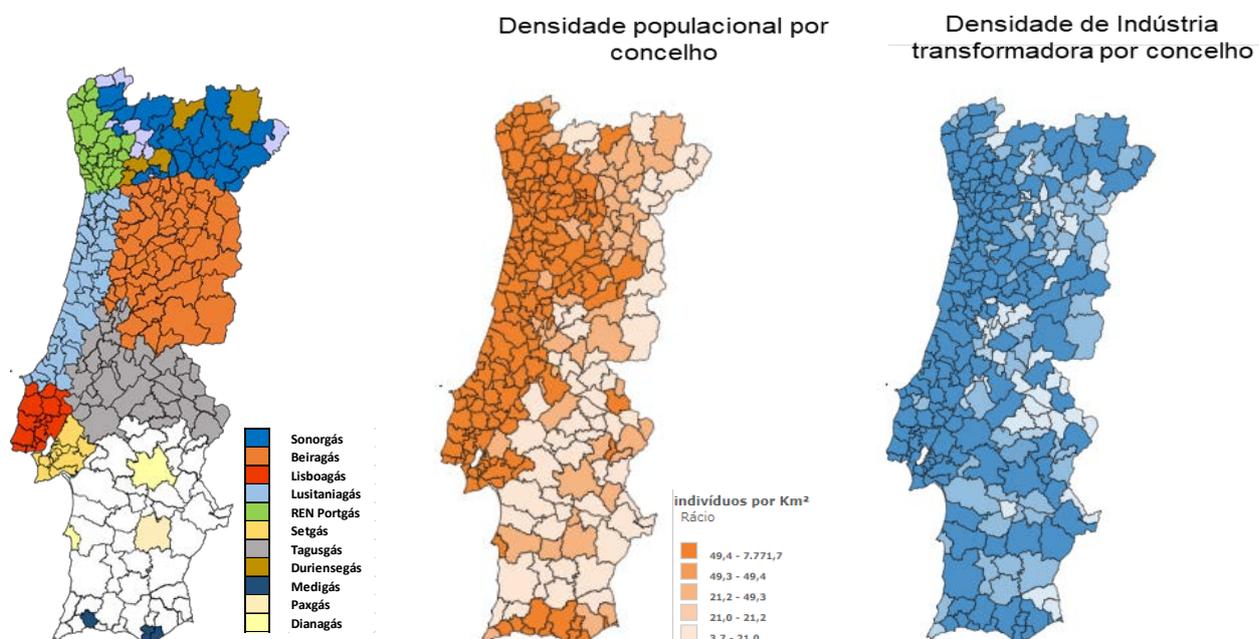
<sup>22</sup> No caso particular do contexto de cada ORD, destacam-se a maturidade das infraestruturas, a expansão geográfica, a saturação da rede atual e a densidade da rede, entre outros fatores.

A oferta de gás nas redes de distribuição comporta as entregas de gás a partir da rede de transporte ou a partir de Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG), às quais se associam, de uma forma genérica, os operadores das redes de distribuição que atuam em regime de concessão ou licença, respetivamente.

O universo de operadores de rede de distribuição que atuam no setor do gás é composto por onze empresas. Em termos de agrupamento empresarial, a GGND integra a maioria dos operadores das redes de distribuição (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Medigás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Paxgás, Setgás e Tagusgás). Os restantes dois, a REN Portgás e a Sonorgás estão integrados em grupos empresariais autónomos. Existem diferenças significativas entre estas empresas justificadas com um conjunto de fatores, tais como, a maturidade da atividade, a dimensão e as características das áreas concessionadas ou licenciadas.

Na Figura 2-1 identificam-se as zonas abrangidas (a unidade é o concelho) por cada área de concessão ou de licenciamento, em conjunto com a densidade populacional (n.º de indivíduos por km<sup>2</sup>) e da indústria transformadora (n.º de empresas por km<sup>2</sup>).

Figura 2-1- Áreas de concessão/licenciamento, Densidade Populacional e da Indústria Transformadora

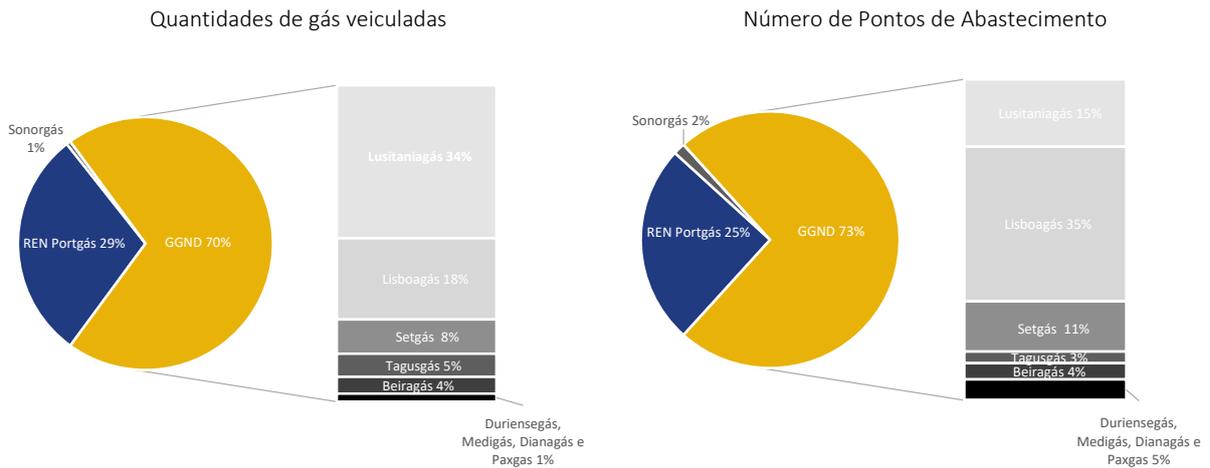


Fonte: Empresas do setor de gás e PORDATA (2020)

Na figura anterior observa-se uma elevada correspondência entre as zonas abrangidas pela distribuição de gás e as zonas com maior densidade populacional e de indústria transformadora. A observação conjunta da Figura 2-1 e Figura 2-2 permite, igualmente, concluir que os quatro ORD de maior dimensão (medida pelo volume de gás veiculado) situam-se nas áreas mais populosas e com maior presença da indústria transformadora.

As áreas concessionadas/licenciadas (considerando a dimensão de todos os concelhos envolvidos) abrangem cerca de 74% da superfície do território continental e 92% das habitações em Portugal continental. Relativamente aos concelhos dotados de infraestruturas de gás, a abrangência é de 83% das habitações e 51% da superfície do território continental.

**Figura 2-2 - Dimensão relativa dos ORD em 2020 com base nas quantidades reais de gás veiculadas pela rede de distribuição e pelo número de Pontos de abastecimento**



Fonte: ERSE

Por outro lado, importa também apresentar o grau de penetração das infraestruturas dentro das áreas de abrangência de cada operador de rede de distribuição, a Figura 2-3 realça o grau de expansão das infraestruturas de distribuição dentro das áreas de concessão.

Figura 2-3 - Cobertura da infraestrutura de gás, n.º concelhos em 2020 com e sem infraestrutura de gás dentro das áreas de Concessão ou de Licenciamento de cada ORD

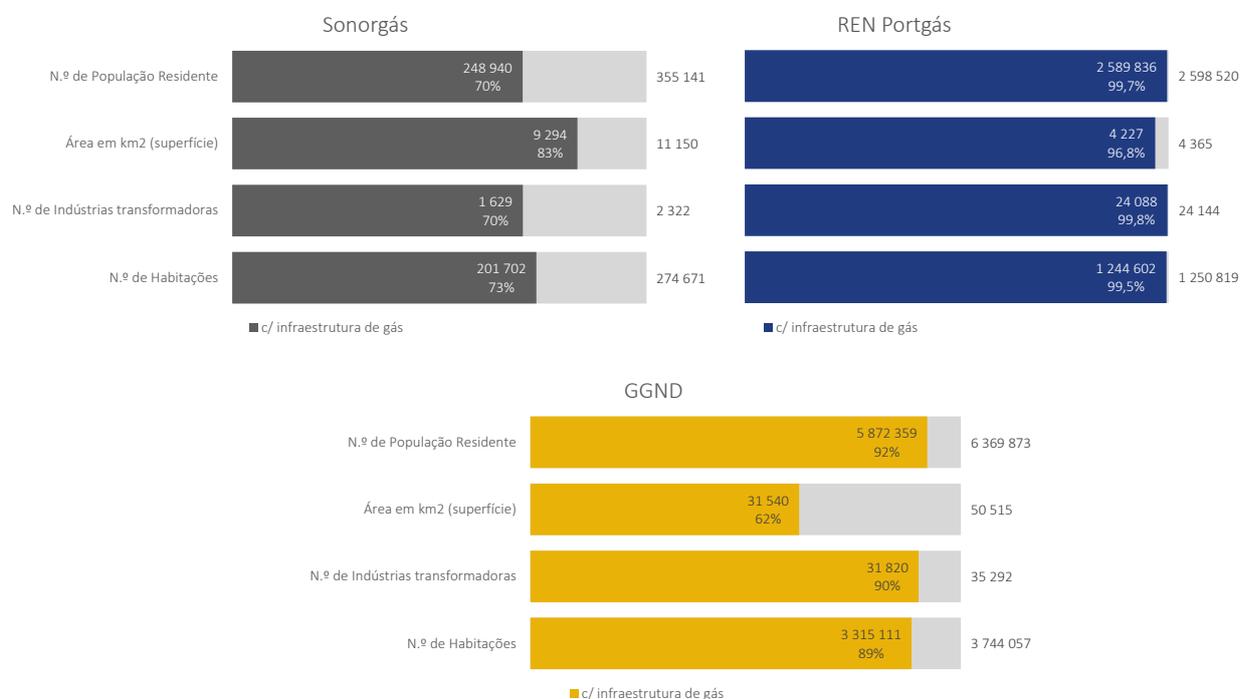
	Concelhos		
	%	Infraestrutura Gás	Concessionados/Licenciados
<b>REN Portgás</b>	<b>97%</b>	<b>28</b>	<b>29</b>
<b>Sonorgás</b>	<b>74%</b>	<b>25</b>	<b>34</b>
<b>GGND</b>	<b>61%</b>	<b>106</b>	<b>173</b>
Beiragás	27%	16	59
Tagusgás	51%	20	39
Lusitaniagás	87%	33	38
Lisboagás	100%	16	16
Setgás	100%	10	10
Duriensegás	100%	5	5
Medigás	100%	3	3
Dianagás	100%	2	2
Paxgás	100%	1	1
<b>Total</b>	<b>67%</b>	<b>159</b>	<b>236</b>

Fonte: Propostas de PDIRD-G 2022

As figuras que se seguem apresentam, para os grupos empresariais, tendo como base os concelhos abrangidos pelas respetivas áreas de concessão ou de licenciamento, o alcance das infraestruturas de gás, considerando os indicadores superfície, população residente, número de habitações e número de empresas da indústria transformadora<sup>23</sup>.

<sup>23</sup> As percentagens indicadas nas figuras foram obtidas assumindo os concelhos como unidades elementares, ou seja, assumindo a totalidade da sua superfície, população ou habitações, sempre que esse concelho seja abrangido pela infraestrutura.

**Figura 2-4 – Abrangência das infraestruturas para as os indicadores superfície, população residente, número de habitações e número de empresas da indústria transformadora, em diferentes áreas de concessão e licenciadas**



Fonte: ERSE e PORDATA (dados de 2020)

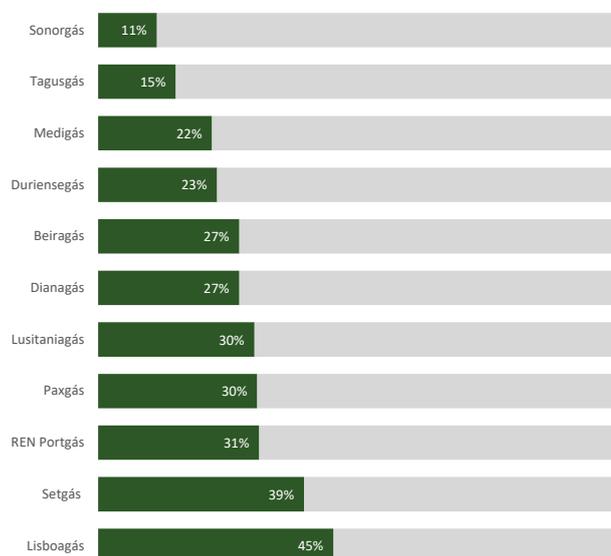
A Figura 2-3 e a Figura 2-4 mostram que pode não existir uma relação direta entre a extensão da cobertura da rede e os números relativos à população ou às habitações abrangidas. Neste contexto, as infraestruturas de gás da GGND cobrem 61% dos concelhos da sua área de concessão, mas já abrange 92% da população e 89% das habitações, já a infraestrutura da Sonorgás cobre 74% dos concelhos e abrange 70% da população e 73% das habitações.

A indústria transformadora assume uma grande importância no volume de gás distribuído por cada ORD quando integra a carteira de clientes destas empresas. As áreas de concessão da REN Portgás e da Lusitaniagás são as que apresentam uma maior presença da indústria transformadora no tecido empresarial de cada região. Esta característica pode justificar o facto de que, comparativamente à Lisboagás, apresentem um maior volume de gás distribuído e um menor número de pontos de abastecimento (Figura 2-2). A Tagusgás é a quarta empresa com o valor mais elevado do peso da indústria transformadora na área de concessão, apesar de ser a concessionada de menor dimensão em termos do número de pontos de abastecimento.

Apesar da abrangência das áreas de concessão apresentadas anteriormente, dentro dos concelhos das áreas concessionadas/licenciadas e com infraestrutura de gás já existente, nem toda a população tem acesso a gás ou utiliza esta forma de energia, dado o número de pontos de abastecimento ligados em baixa pressão com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>/ano (BP<) (1 513 232) corresponder apenas a 26% das habitações domésticas (5 739 036). Estes resultados evidenciam que uma parte significativa da população não recorre a esta fonte de energia. Neste contexto, importa referir que este Parecer identifica a necessidade de um debate em torno dos cenários do futuro dos consumidores de energia, tendo em conta a transição energética em curso rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050. Será o resultado desse debate e das avaliações económicas das suas eficiências que ditará o futuro das opções energéticas disponibilizadas a cada uma das restantes 74% das habitações que ainda não tem acesso às redes de gás, nessas áreas de concessão.

A figura seguinte apresenta a percentagem de número de pontos de abastecimento face ao número de habitações existentes nos concelhos com infraestrutura gás nos concelhos das áreas concessionadas ou licenciadas.

**Figura 2-5 – Peso relativo do número de pontos de abastecimento face às habitações existentes nas várias áreas de concessão ou licenciadas**



Fonte: ERSE e PORDATA (dados de 2020)

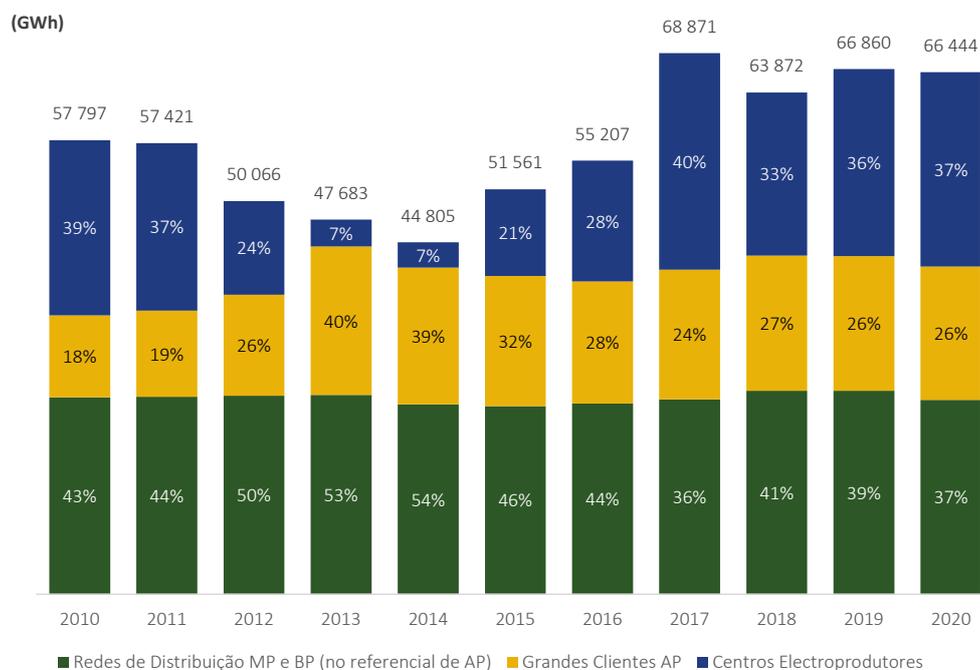
Na interpretação da figura anterior importa destacar, a particularidade da Sonorgás, uma vez que é um ORD que está em fase de expansão, nos últimos 6 anos, a sua área licenciada passou de 7 para 34 concelhos,

o que justifica o facto de os seus pontos de abastecimento representarem apenas 11% das habitações disponíveis nas suas áreas licenciadas. A situação particular da Tagusgás prende-se com a dimensão da sua área de concessão. Nesta concessão, o desenvolvimento da rede, tal como na Lusitaniagás, foi realizado com aposta em *clientes âncora*, isto é, foi sendo expandida em torno de grandes clientes, normalmente industriais, que aportavam grandes consumos de gás.

## 2.2 PROCURA DE GÁS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Importará conhecer a estrutura dos consumos de gás em Portugal de forma a identificar a relevância do setor de distribuição no sistema nacional de gás. Na Figura 2-6 pode observar-se a evolução dessa estrutura que é essencialmente influenciada pela volatilidade dos consumos dos centros eletroprodutores e dos consumos dos grandes clientes na rede de Alta Pressão. No que respeita aos consumos abastecidos pelas redes de distribuição, observou-se até 2020 uma certa estabilidade do seu valor absoluto ao longo do tempo (entre 24 TWh e 26 TWh, no período em análise). A diminuição do consumo verificado em 2020, quer para os consumos nas redes distribuição quer para os consumos abastecidos em alta pressão, que registaram uma diminuição 5% face a 2019, é justificada pela pandemia da COVID-19.

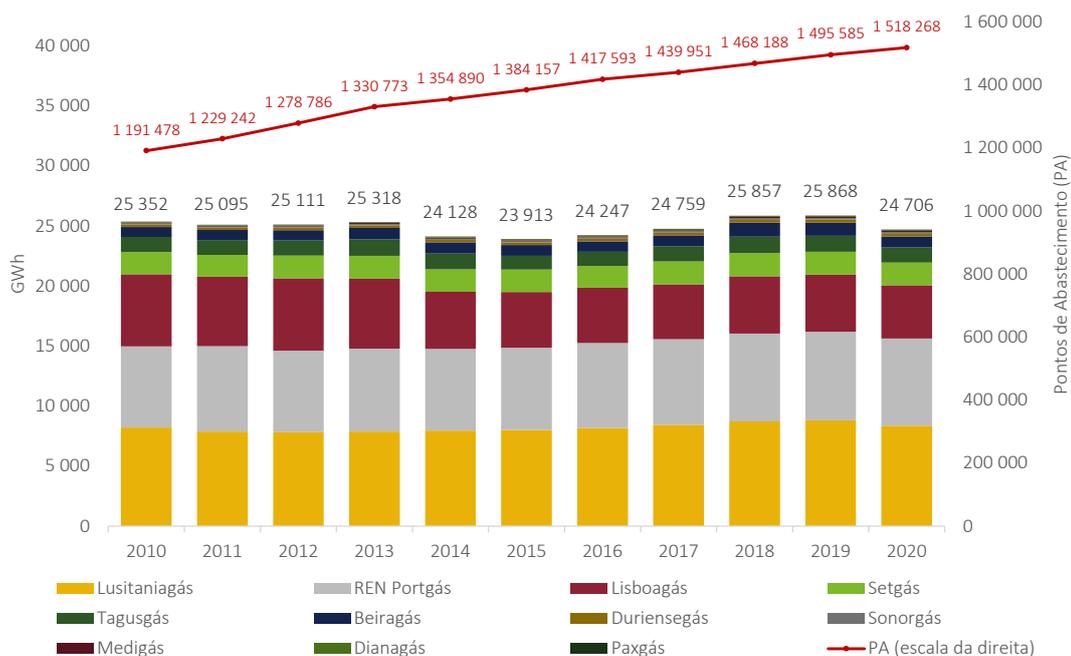
Figura 2-6 - Evolução da estrutura dos consumos de gás em Portugal



Fonte: ERSE

A Figura 2-7 apresenta a evolução da distribuição de gás, em termos de energia total e por ORD, entre o período de 2010 a 2020.

**Figura 2-7 - Evolução da energia veiculada e do número de pontos de abastecimento nas redes de distribuição**



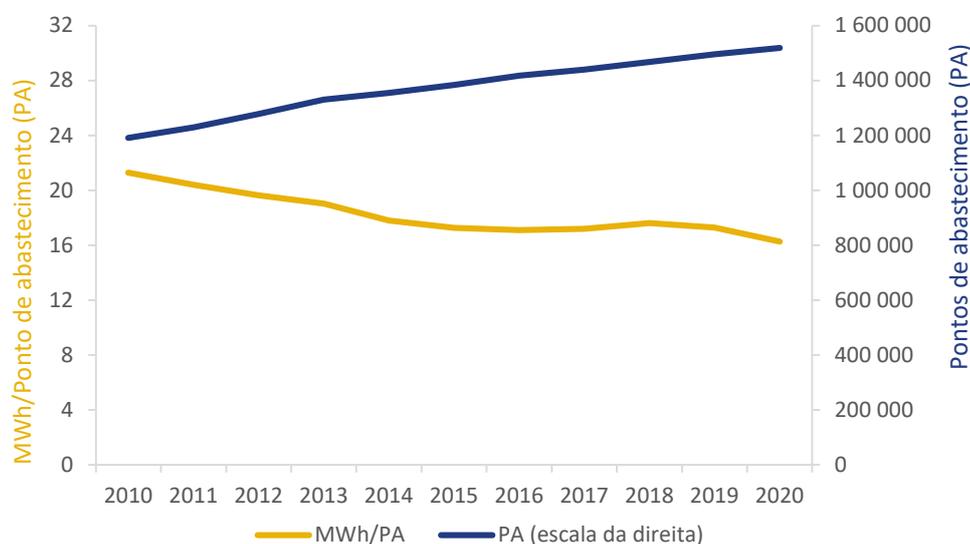
Fonte: ERSE

Na Figura 2-7 observa-se a evolução da energia distribuída e dos pontos de abastecimento nas redes de distribuição.

Apesar do decréscimo de consumo em 2020, não se registou uma quebra do crescimento do número de pontos de abastecimento. Este facto demonstra, por um lado, que os operadores das redes de distribuição continuaram a angariar novos pontos de abastecimento, densificando o uso das infraestruturas já existentes, mas por outro lado, que os novos pontos de abastecimento ligados têm um consumo unitário inferior e/ou que os pontos de abastecimento já ligados registam uma evolução do consumo unitário negativa.

A Figura 2-8 apresenta o comparativo dessas duas evoluções corroborando as conclusões anteriormente apresentadas.

Figura 2-8 - Evolução do número de Pontos de Abastecimento e do consumo unitário para o total das redes de distribuição

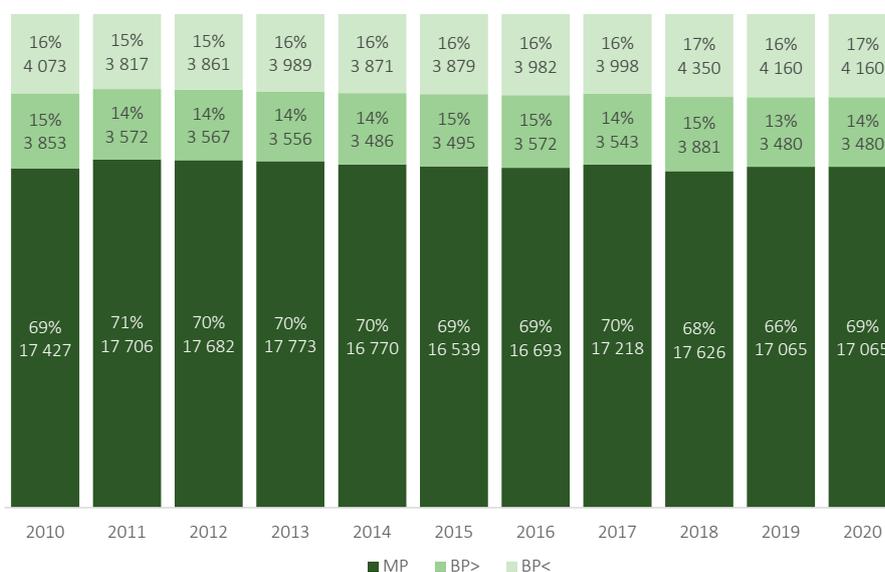


Fonte: ERSE

Ainda relativamente à procura de gás nas redes de distribuição, importa destacar a influência dos consumos de grandes clientes, tipicamente ligados em Média Pressão, cujo comportamento pode ter um impacto significativo no total de gás veiculado pelas redes de distribuição. Um exemplo dessa influência é a saída de um grande cliente das redes da Lisboagás que consumia, até 2013, cerca de 17% do total da energia veiculada por esse operador.

A Figura 2-9 apresenta a repartição do volume global das redes de distribuição pelos três níveis de pressão, através da qual constata-se que os consumidores domésticos (BP<) representaram no período analisado entre 15% a 17% do total.

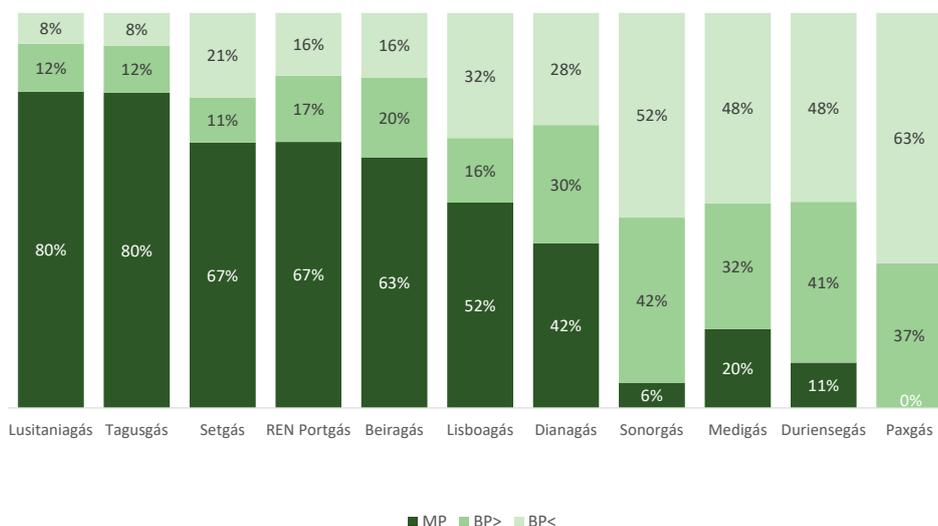
Figura 2-9 - Gás distribuído nas redes de distribuição, por nível de pressão (em GWh)



Fonte: ERSE

No entanto, o peso global bastante notório dos clientes industriais, que atinge cerca de 70% do gás distribuído pela globalidade dos ORD, não é da mesma magnitude em todas as concessões ou licenças. Tal como descrito anteriormente, existem operadores das redes de distribuição em que este tipo de clientes tem um peso muito significativo e noutros em que os clientes domésticos são os mais importantes. A figura que se segue apresenta, para 2020, o peso relativo dos consumos repartidos pelos pontos de abastecimento ligados em MP, BP> e BP<.

Figura 2-10 - Peso relativo do gás distribuído de cada ORD, por nível de pressão, em 2020



Fonte: ERSE

Os operadores de rede distribuição de maior dimensão são os que registam o maior peso dos clientes ligados em MP. Assim, a sua previsão de evolução da procura deve imperativamente considerar o comportamento dos clientes industriais, pois o início, fim ou alteração das atividades produtivas destes clientes têm grandes impactos no gás veiculado pelas redes de distribuição que os abastecem.

### 2.3 ESTRUTURA DE CUSTOS DAS EMPRESAS

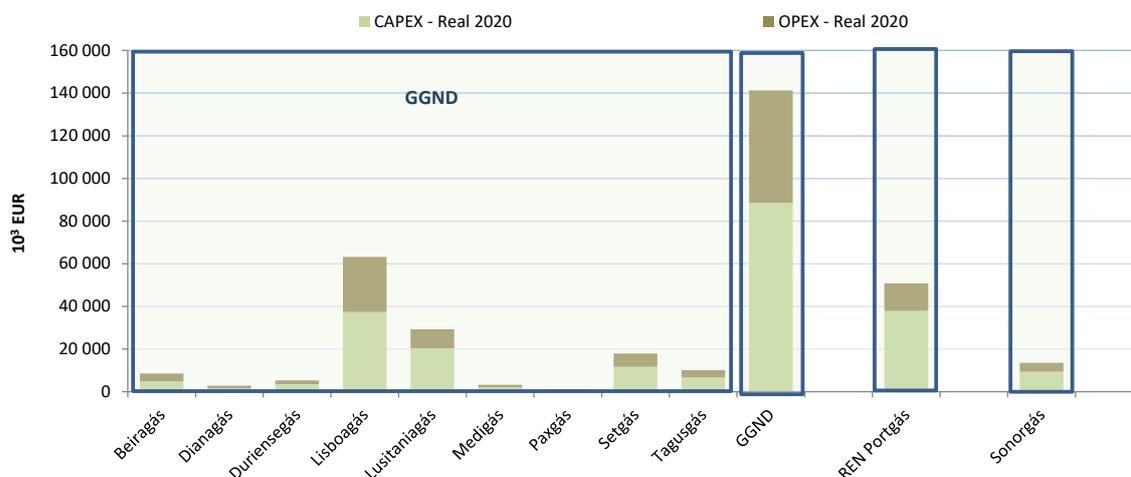
A estrutura de custos de cada operador de rede distribuição é influenciada pela maturidade, pela dimensão e pelas estratégias de atuação diferenciadas de cada operador. Estes fatores revelam-se importantes na análise dos custos de cada empresa e na definição dos proveitos permitidos por aplicação das tarifas, que resultam da aplicação de metodologias de regulação do tipo *price cap* no OPEX<sup>24</sup> e do tipo *rate of return* no CAPEX<sup>25</sup>.

A Figura 2-11 apresenta a estrutura de custos de cada operador de rede distribuição para o ano civil de 2020.

<sup>24</sup> Custos de exploração.

<sup>25</sup> Custos de investimento, inclui o valor das amortizações e depreciação do ativo fixo em exploração e a sua remuneração.

Figura 2-11 - Estrutura de custos de cada ORD em 2020



Fonte: ERSE

Como se observa a LisboaGás é o ORD que apresenta o maior volume de proveitos, tanto em CAPEX como em OPEX o que é ilustrativo da dimensão da empresa, já observado na Figura 2-2. A Lusitaniagás é o segundo maior ORD em termos de volume de proveitos, sendo o operador de rede distribuição com maior volume de gás veiculado, 34% do volume total, por força do peso do número de clientes industriais nesta empresa.

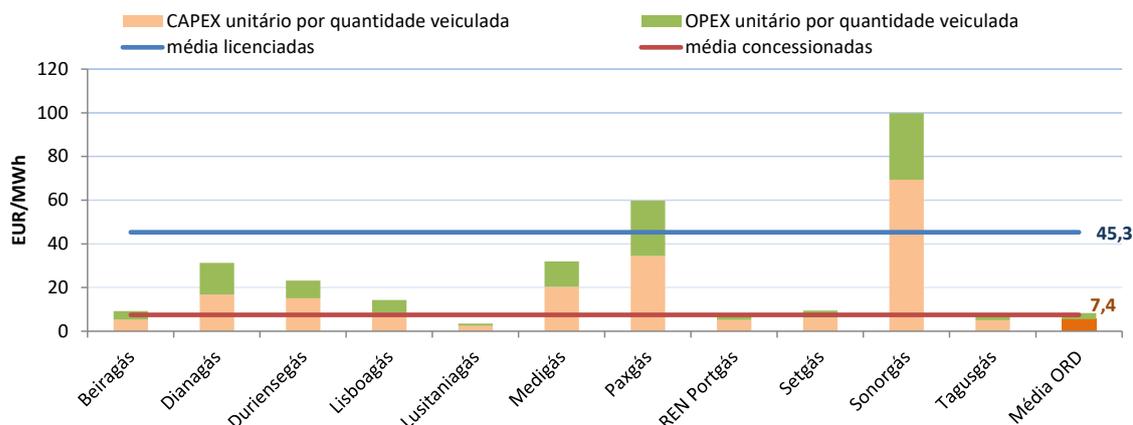
Fora da GGND, a REN Portugal é o operador com o segundo maior volume de proveitos, detendo cerca de 25% do número de pontos de abastecimento e 29% do volume de gás veiculado.

A Figura 2-12 e a Figura 2-13 apresentam os custos totais (OPEX<sup>26</sup> e CAPEX<sup>27</sup>) por quantidades de gás veiculado e pontos de abastecimento, respetivamente, os quais se apresentam muito diferentes de empresa para empresa.

<sup>26</sup> Gastos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*.

<sup>27</sup> Custos com capital (amortização e remuneração do investimento), do inglês *Capital Expenditure*.

Figura 2-12 - TOTEX unitário por quantidades veiculadas de gás em 2020

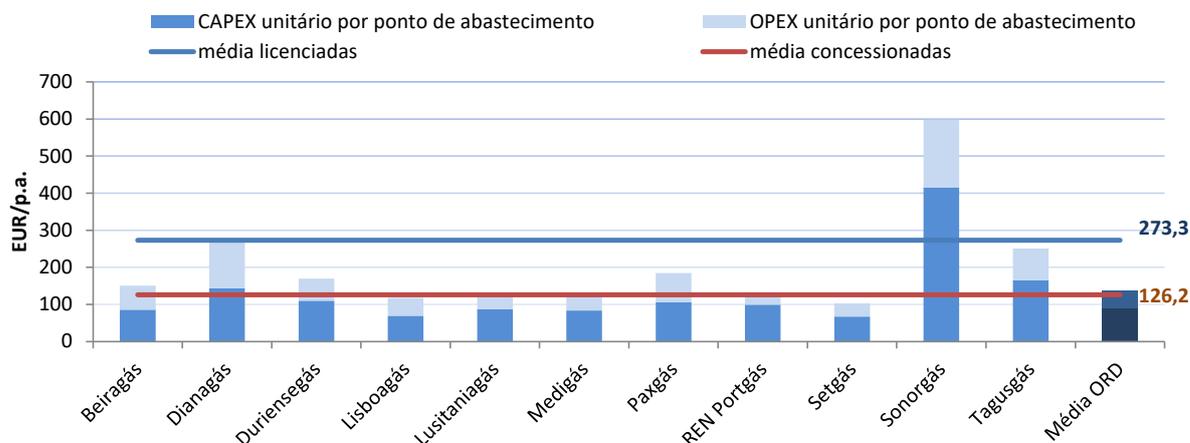


Fonte: ERSE

O maior custo unitário por quantidades veiculadas de gás, em termos médios, é apresentado pelas empresas licenciadas, justificado pelas especificidades das áreas licenciadas comparativamente às áreas concessionadas, que se reflete nas suas condições de operação. Além de não estarem ligadas ao sistema interligado de gasodutos e redes, implicando, por exemplo, o investimento em Unidades Autónomas de Gaseificação (UAG), as áreas licenciadas apresentam uma menor densidade geográfica de clientes e de empresas, não permitindo uma maior saturação das infraestruturas de distribuição de gás e, conseqüentemente, uma maior diluição do seu custo por unidade de gás distribuída. Estas áreas também registam um menor peso dos clientes industriais que determinam significativamente o volume de gás veiculado.

Entre os operadores das redes de distribuição licenciados existem igualmente grandes diferenças. A Sonorgás é a empresa com custo unitário mais elevado.

Figura 2-13 - TOTEX unitário por pontos de abastecimento em 2020

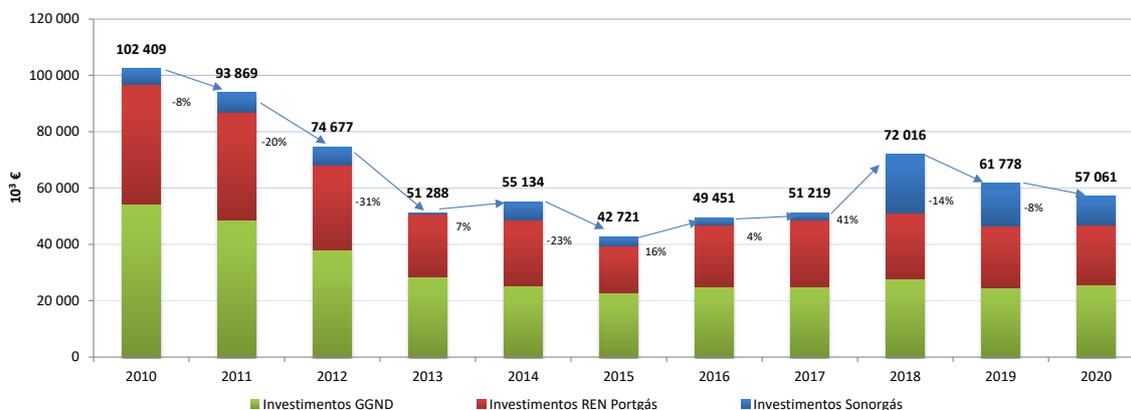


Também nos custos unitários por ponto de abastecimento, são as empresas licenciadas a apresentar o maior valor médio comparativamente às empresas concessionadas. A diferença existente deve-se, em grande medida, ao valor apresentado pela Sonorgás. Excluindo esta empresa, a diferença do valor médio do custo unitário entre os dois tipos de empresas diminui significativamente.

Quando analisados os proveitos permitidos, verifica-se que o CAPEX é a componente com maior peso, pelo que as decisões das empresas em termos de investimentos são muito relevantes para a evolução dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás.

Na figura seguinte apresentam-se os valores de investimento em exploração (entradas em exploração e investimentos diretos) até 2020.

Figura 2-14 - Evolução do imobilizado entrado anualmente em exploração nos onze ORD<sup>28</sup>  
(preços correntes)

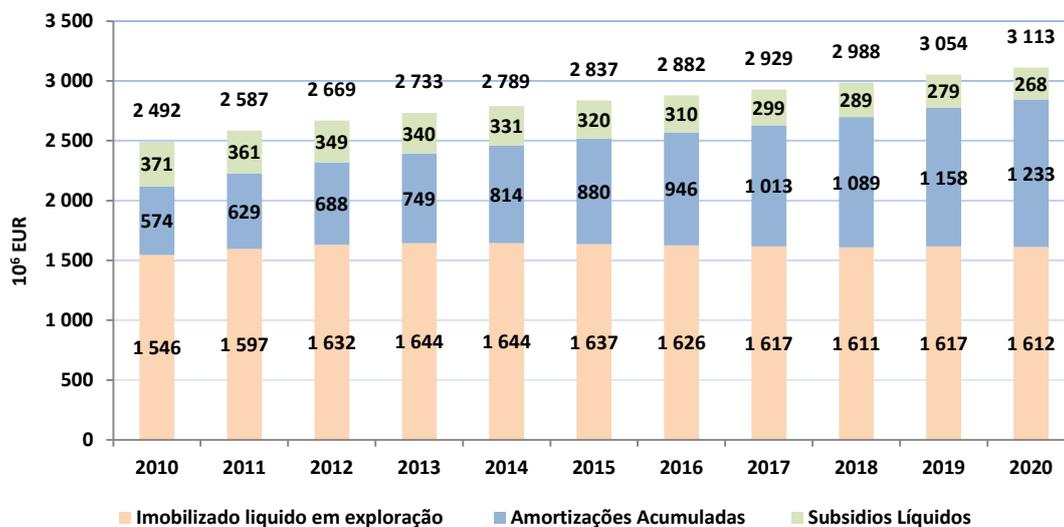


No universo dos onze ORD verifica-se, em especial a partir de 2013, um decréscimo do valor do investimento. Esta tendência inverteu-se em 2018 devido à entrada em exploração dos novos polos da Sonorgás.

O nível de investimento anual encontra-se ao nível do valor das amortizações anuais dos ativos, o que justifica que o valor do imobilizado líquido em exploração sujeito a remuneração se mantenha relativamente estável conforme apresentado na Figura 2-15.

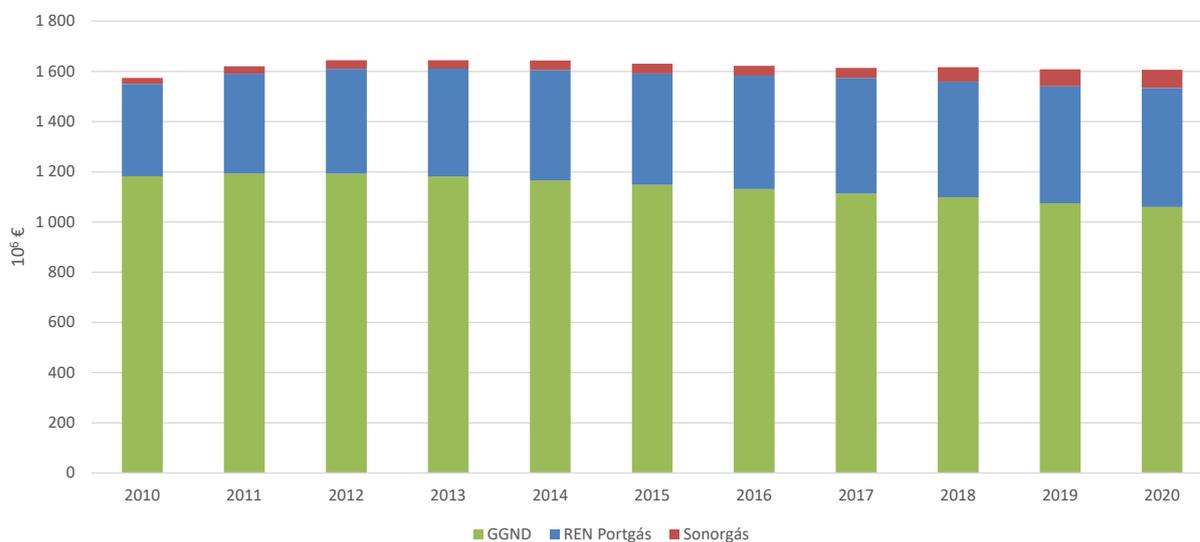
<sup>28</sup> O valor do investimento deduzido dos valores dos contadores, subsídios e participações.

Figura 2-15 - Evolução do ativo real remunerado<sup>29</sup>



A Figura 2-16 apresenta a evolução do ativo remunerado, por ano civil e por grupo económico onde cada operador da rede de distribuição de gás se integra.

Figura 2-16 - Evolução do ativo líquido real por grupo empresarial



<sup>29</sup> Corresponde ao valor médio do ativo de cada ano considerado para definição dos proveitos permitidos.

Como se verifica o valor total dos ativos têm-se situado ao nível dos 1,6 mil milhões de euros, assistindo-se a comportamentos diferentes entre os diferentes grupos empresariais. A GND apresenta uma tendência de ligeiro decréscimo do valor dos ativos, enquanto a REN Portgás e a Sonorgás apresentam uma tendência de ligeiro crescimento do valor dos ativos.

Na análise dos investimentos, importa destacar uma das componentes com maior peso nos ativos dos ORD, que corresponde à rubrica de conversão e reconversão<sup>30</sup>, cujos valores e peso no total dos ativos são apresentados no Quadro 2-1 tanto para as empresas concessionadas como para as empresas licenciadas.

**Quadro 2-1 – Peso das conversões e reconversões nos ativos regulados  
por grupo económico em 2019 e 2020**

Unid: 10<sup>3</sup> euros

	Beiragás		Lisboagás		Lusitaniagás		Tagusgás		Setgás		REN Portgás	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Conversões e reconversões	36 376	36 047	266 036	264 893	136 596	135 398	23 835	23 585	117 941	117 208	193 684	188 187
Total ativo	111 609	110 168	953 613	945 224	463 648	457 925	134 258	132 310	269 664	266 328	695 736	673 547
<b>Peso%</b>	<b>33%</b>	<b>33%</b>	<b>28%</b>	<b>28%</b>	<b>29%</b>	<b>30%</b>	<b>18%</b>	<b>18%</b>	<b>44%</b>	<b>44%</b>	<b>28%</b>	<b>28%</b>

Unid: 10<sup>3</sup> euros

	Duriensegás		Dianagás		Medigás		Paxgás		Sonorgás	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Conversões e reconversões	22 740	22 573	6 595	6 557	13 029	12 899	3 244	3 231	18 781	16 447
Total ativo	65 885	64 888	21 750	21 291	34 099	32 859	8 013	7 839	111 101	100 451
<b>Peso%</b>	<b>35%</b>	<b>35%</b>	<b>30%</b>	<b>31%</b>	<b>38%</b>	<b>39%</b>	<b>40%</b>	<b>41%</b>	<b>17%</b>	<b>16%</b>

A rubrica de conversão e reconversão apresenta um peso entre 30% a 40% na maioria das empresas, não se registando redução do peso face aos anos anteriores. Apenas a Sonorgás e a Tagusgás apresentam um menor peso dos ativos relativos a esta rubrica.

<sup>30</sup> As «conversões» são operações de modificação de instalações de utilização de gás com redes sem condições técnicas para a veiculação de gás natural, ou instalações sem rede e com botijas. As «reconversões» são operações de modificação de instalações de utilização de gás, em que é necessário (apenas) substituir os aparelhos de queima.

### 3 ANÁLISE DAS PROPOSTAS SUBMETIDAS PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

#### 3.1 CONTEXTO ATUAL E PROPOSTAS DE PDIRD-G 2022

As propostas de PDIRD-G 2022 correspondem à primeira edição do exercício de planeamento, nos termos do estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto e caracterizam-se, também, como o segundo exercício de planeamento das redes de distribuição de gás após uma aprovação de PDIRD-G, mais concretamente dos PDIRD-GN 2018, o que ocorreu a 16 de março de 2020.

No contexto das atuais propostas é importante relevar que o Secretário de Estado de Energia, aprovou no conjunto das onze propostas de PDIRD-GN 2018 um montante global de 286,2 milhões de euros<sup>31</sup> e adicionalmente e atribuiu, a 15 de março e a 3 de julho de 2019, respetivamente, seis mais duas licenças de exploração de novos polos à Sonorgás<sup>32</sup>, com um montante de 38,3 milhões de euros a ser concretizado até 2023<sup>33</sup>.

Relativamente ao exercício de planeamento anterior, mais concretamente sobre as propostas de PDIRD-GN 2020 apresentadas à ERSE em 28 de julho e 13 de agosto de 2020 para o período 2021-2025, não há conhecimento de qualquer aprovação por parte do Concedente. A ERSE emitiu o respetivo Parecer a 24 de maio de 2021<sup>34</sup>, beneficiando dos comentários e contributos recebidos durante a Consulta Pública n.º 98.

Tendo por base a periodicidade bienal dos exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento nas redes de distribuição de gás, previstos legalmente, cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do Sistema Nacional de Gás. Este ajuste é realizado quer em termos de calendarização e orçamentação dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários

---

<sup>31</sup> Valor já atualizado, tendo em conta as orientações do despacho de aprovação no sentido de reduzir em 6% o montante das propostas iniciais dos operadores, tal como recomendado no Parecer da ERSE, de 29 de março de 2019, acessível nesta [página de internet](#).

<sup>32</sup> Como resultado do concurso limitado por prévia classificação, na sequência do procedimento previsto na Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, alterada e republicada pela Portaria n.º 193-A/2013 de 27 de maio.

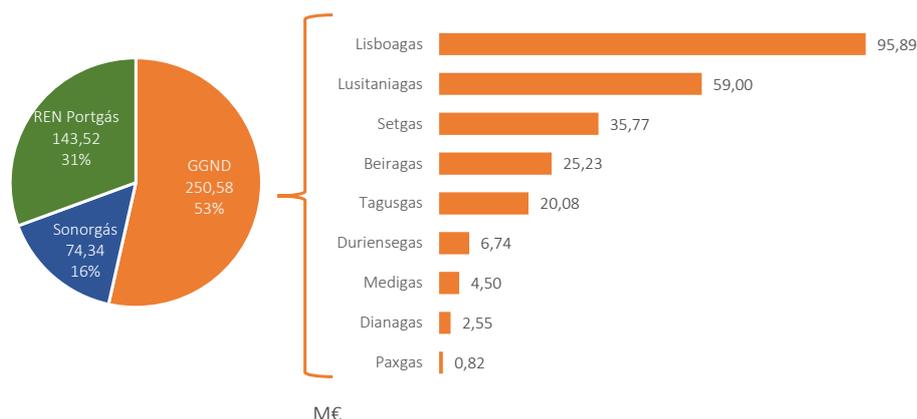
<sup>33</sup> No total, para o quinquénio 2019-23, foi aprovado pelo Concedente um montante global de 324,6 M€ (286,2 M€ + 38,3 M€).

<sup>34</sup> A ERSE emitiu Parecer a 24 de maio de 2021, acessível nesta [página de internet](#), no qual solicitou o adiamento da generalidade dos investimentos previstos nos últimos dois anos dos planos (2024-2025) para a discussão do exercício dos PDIRD-G 2022.

para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte temporal dos PDIRD-G.

O conjunto de propostas de PDIRD-G 2022 submetidas pelos ORD de gás, ascende a 468,4 milhões de euros para o período 2023 a 2027, que são repartidos por grupo empresarial da forma apresentada na Figura 3-1.

**Figura 3-1 – Investimento por grupo empresarial previsto na Proposta de PDIRD-G 2022**



Fonte: Propostas PDIRD-G 2022

Adicionalmente, dever-se-á ter em consideração que, previamente a qualquer análise ou aprovação das propostas agora em análise, no âmbito dos PDIRD-GN 2018 já está aprovado para o ano 2023 um montante de 55,3 milhões de euros de investimentos. O ano de 2023 é o único ano comum entre os períodos de abrangência dos PDIRD-GN 2018 aprovados e das propostas de PDIRD-G 2022 em análise. No mesmo contexto, sendo 2023 o último ano do quinquénio do PDIRD-GN 2018, importa analisar todo o investimento que entrou em exploração até 2020, bem como o estimado entrar nos anos 2021 e 2022 para avaliar a execução dos montantes aprovados e apurar o montante por executar do valor total aprovado.

O Quadro 3-1 apresenta uma comparação entre os investimentos previstos no quinquénio de abrangência das propostas de PDIRD-G 2022 e correspondente aos PDIRD-GN 2018 anteriormente aprovados.

**Quadro 3-1 – Comparação dos investimentos previstos nas Propostas de PDIRD-G 2022  
face aos PDIRD-GN 2018 aprovados**

M€

Empresas	Valor de Investimento Propostas PDIRD-GN			
	PDIRD-GN 2018	PDIRD-G 2022	Variação	
	Aprovado	Propostas	€	%
	2019 - 2023	2023 - 2025		
<b>REN Portgás Distribuição</b>	<b>121,3</b>	<b>143,5</b>	<b>22,2</b>	<b>18%</b>
<b>Sonorgas</b>	<b>71,6</b>	<b>74,3</b>	<b>2,7</b>	<b>4%</b>
<b>Grupo GGND</b>	<b>131,1</b>	<b>250,6</b>	<b>119,5</b>	<b>91%</b>
Paxgás	0,3	0,8	0,5	174%
Dianagás	1,1	2,6	1,5	132%
Medigás	2,9	4,5	1,6	55%
Duriensegás	5,5	6,7	1,2	23%
Beiragás	8,0	25,2	17,2	215%
Tagusgás	14,0	20,1	6,1	43%
Setgás	19,8	35,8	16,0	81%
Lusitaniagás	32,7	59,0	26,3	80%
Lisboagás	46,7	95,9	49,2	105%
<b>TOTAL</b>	<b>324,6</b>	<b>468,4</b>	<b>143,8</b>	<b>44%</b>

Fonte: Propostas PDIRD-G 2022 e PDIRD-GN 2018 aprovados

O acréscimo no investimento proposto pelos operadores de rede, é explicado em particular pelos investimentos das propostas das empresas do grupo GGND, que comparando com o PDIRD-GN 2018 alteraram a sua estratégia para uma expansão para novos concelhos já concessionados. Esta expansão para novos concelhos, refletida substancialmente nas empresas Beiragás, Lusitaniagás e Lisboagás, contribuiu com 36% do acréscimo total do investimento. Por sua vez, importa também evidenciar a contribuição da empresa REN Portgás que aumentou também a sua proposta de investimento relativamente ao PDIRD-GN 2018 aprovado.

### 3.2 CARACTERIZAÇÃO DO INVESTIMENTO DAS PROPOSTAS DE PDIRD-G 2022

No total, o conjunto de propostas de PDIRD-G 2022 submetidas pelos ORD de gás, ascende a 468,4 milhões de euros para o período 2023 a 2027.

Tendo em conta a já referida sobreposição do ano 2023 no horizonte coberto pelas propostas de PDIRD-G 2022, importa observar a concretização dos PDIRD-GN 2018 aprovados para o período 2019-2022<sup>35</sup>. Nesta análise, verifica-se que os operadores das redes de distribuição de gás concretizaram projetos num montante superior ao que estava previsto e aprovado nos PDIRD-GN 2018 para o mesmo quadriénio em

<sup>35</sup> Os valores de 2021 e 2022 são valores estimados, ao contrário dos anos 2019 e 2020 que são valores reais.

cerca de 10,6 milhões de euros. Assim, avaliando individualmente o ano 2023 para o qual estavam aprovados 55,3 milhões de euros, conclui-se que apenas restam cerca de 44,7 milhões de euros para concretizar. Grande parte deste desvio é explicado pelo o investimento estimado para o ano 2022, cujas previsões mais recentes apontam para uma execução da ordem dos 25 milhões de euros acima do aprovado e previsto para esse ano.

O Quadro 3-2 permite resumir os montantes globais de investimento na RNDG, nomeadamente os já aprovados e por concretizar, e os novos montantes adicionais, para o período de 2023 a 2027, objeto de apreciação neste parecer.

**Quadro 3-2 – Montantes de investimento aprovado e em apreciação para o período 2023-2027**

Investimento	M€		
	2023	2024-2027	<b>2023-2027</b>
(A) Propostos nos PDIRD-G 2022	106,01	362,43	<b>468,44</b>
(B) Aprovado nos PDIRD-GN 2018 e por executar	44,67		<b>44,67</b>
<i>(C=A-B)</i> Em análise nas Propostas de PDIRD-G 2022	61,33	362,43	<b>423,76</b>

Fonte: ERSE, Propostas PDIRD-G 2022, PDIRD-GN 2018 aprovados

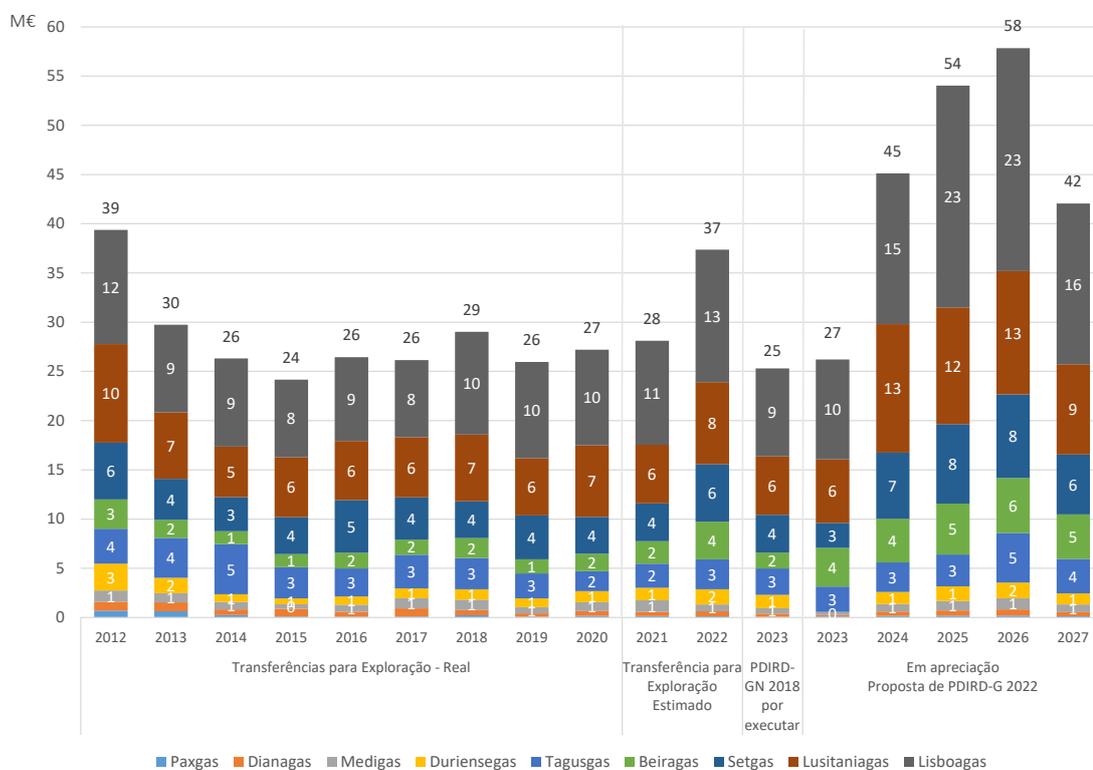
Por sua vez, a Figura 3-2 apresenta a evolução anual do investimento entrado em exploração desde 2012 e a evolução do investimento apresentado nas propostas de PDIRD-G 2022, incluindo aquele investimento já aprovado para 2023 nos PDIRD-GN 2018, acrescido do previsto nas licenças dos oito novos polos da Sonorgás atribuídas em 2019, com a repartição, pelos três grupos empresarias. Já a figura seguinte apresenta os mesmos dados com a desagregação das empresas do grupo GGND.

Figura 3-2 - Investimento na RNDG repartido pelos três grupos empresariais, aprovado, estimado e em apreciação para o período 2023-2027



Fonte: ERSE, Propostas PDIRD-G 2022

Figura 3-3 – Repartição do investimento, do grupo GGND, aprovado, estimado e em apreciação para o período 2023-2027



Fonte: ERSE, Propostas PDIRD-G 2022

Da análise dos montantes representados na figura anterior, importa destacar que, em termos globais, as propostas de PDIRD-G 2022 traduzem-se num acréscimo da ordem de 32% no montante de investimento previsto para os cinco anos do período 2023 a 2027, em comparação com os investimentos entrados em exploração (estimados para os anos 2021 e 2022) no quinquénio anterior. Essa evolução é devida essencialmente ao acréscimo de investimento proposto pelo grupo GGND, em sentido contrário destaca-se a Sonorgás que para o próximo quinquénio regista um decréscimo diretamente relacionado com a evolução da infraestruturização dos novos polos no âmbito das 8 novas licenças atribuídas em 2019.

O Quadro 3-3 apresenta a evolução dos valores médios do investimento e do valor total para o último e para o próximo quinquénio.

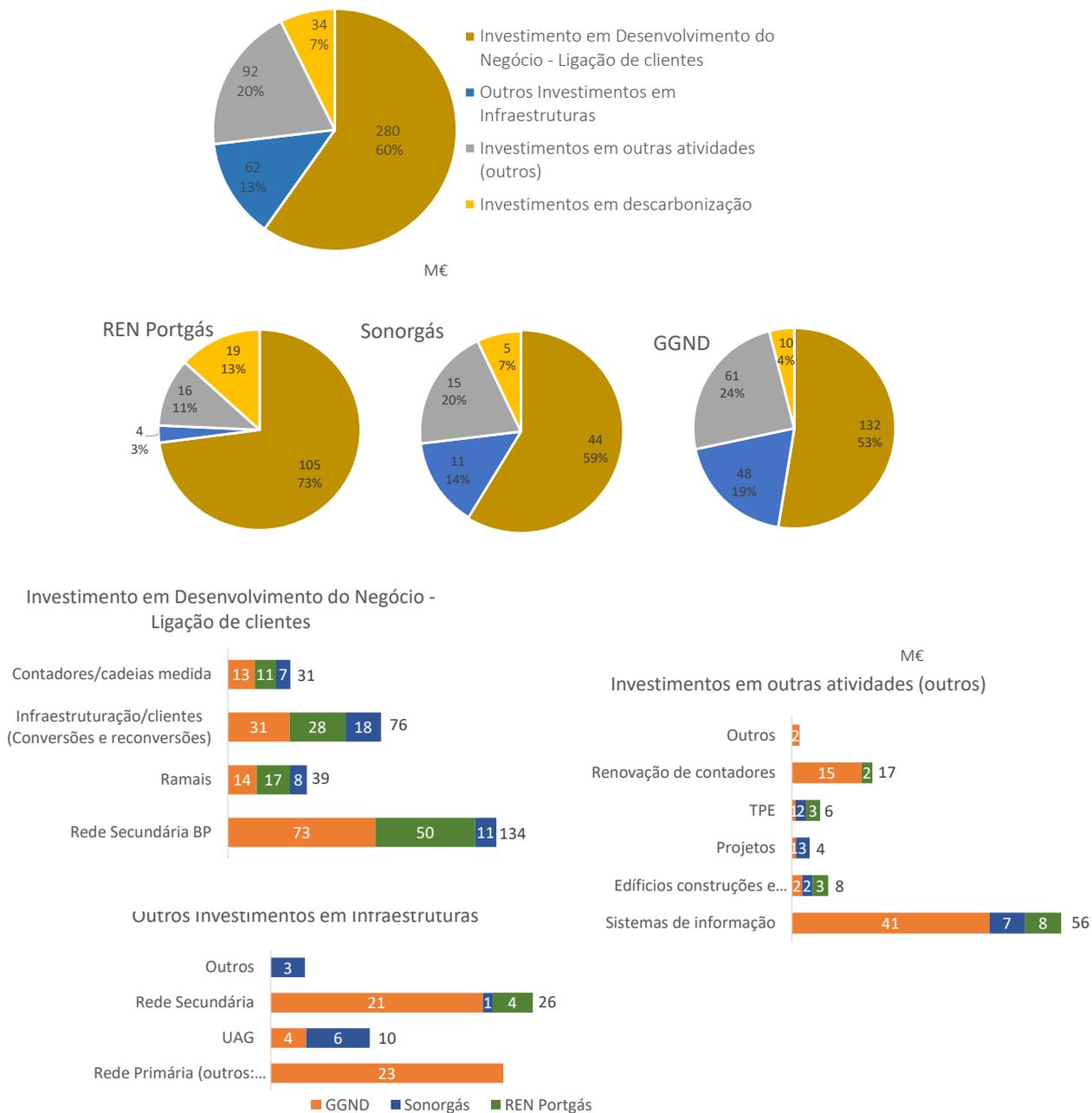
**Quadro 3-3 – Evolução dos montantes de investimento para os quinquénios 2018-2022 e 2023-2027**

	Média (M€/ano)		Total (M€)		
	2018-2022	2023-2027	2018-2022	2023-2027	Evolução
Sonorgás	17	15	84	74	-11%
REN Portgás	25	29	123	144	17%
GGND	30	50	148	251	70%
Paxgas	0,1	0,1	1	1	10%
Dianagas	0,5	0,4	2	3	12%
Medigas	0,9	0,7	4	4	0%
Duriensegas	1,2	1,1	6	7	15%
Tagusgas	2,7	3,3	13	20	52%
Beiragas	2,3	4,2	11	25	123%
Setgas	4,3	6,0	22	36	65%
Lusitaniagas	6,8	9,8	34	59	73%
Lisboagas	10,8	16,0	54	96	78%
<b>ORD</b>	<b>71</b>	<b>94</b>	<b>354</b>	<b>468</b>	<b>32%</b>

Fonte: ERSE, Propostas PDIRD-G 2022

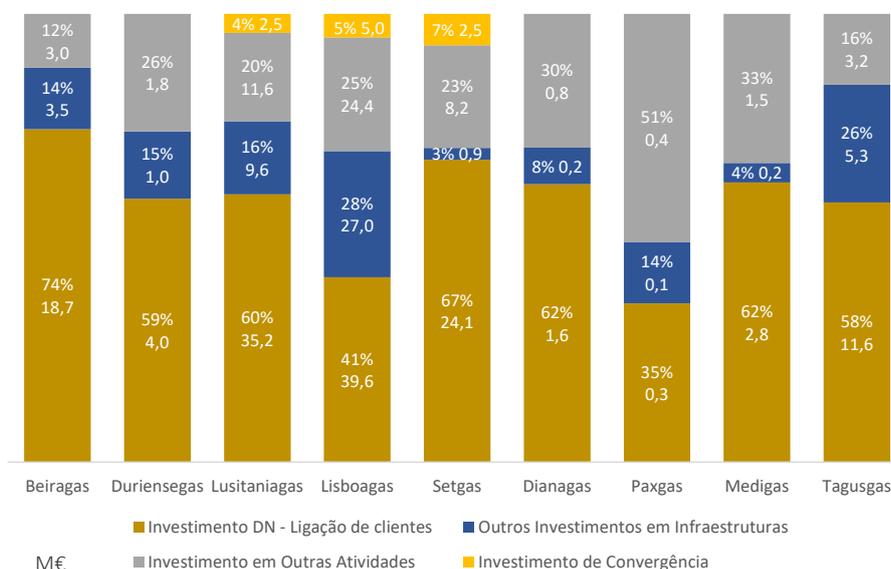
Para avaliar a estratégia de investimento apresentada na proposta do PDIRD-G 2022 importa apresentar a divisão dos montantes envolvidos por tipo de classes de investimentos e a sua desagregação por rubricas. Neste enquadramento, na figura seguinte ilustra-se as principais classes e o detalhe das rubricas do conjunto de propostas de PDIRD-G 2022, bem como da sua desagregação por grupo empresarial.

Figura 3-4 – Desagregação do investimento global por classe de investimentos e por grupo empresarial



Fonte: ERSE, Propostas PDIRD-G 2022

Figura 3-5 - Desagregação do investimento global, proposto no PDIRD-G 2022 para o período 2023-2027, por classe de investimentos para os ORD do grupo GGND



Fonte: Propostas PDIRD-G 2022

Para que seja mais facilmente perceptível a estratégia de investimento das diferentes empresas de seguida apresenta-se a definição das classes de investimento apresentadas pelos ORD:

- Investimento em Desenvolvimento do Negócio (DN): investimento de expansão que resulte do pedido de acesso à rede ou otimização comercial dos ativos da distribuição, para a disponibilização de gás a novos clientes através: da construção de rede de distribuição e ramais; da infraestruturização das instalações dos novos consumidores; da instalação de equipamento de medição em ligação do novo local de consumo.
- Investimento em outras infraestruturas de distribuição: engloba o investimento em redes de MP para ligação à GRMS em novas áreas de distribuição, a construção de UAG, SCADA, a renovação de redes e ramais, ou de outros ativos das redes de distribuição, e anelagens e reestruturação de redes.
- Investimento em outras atividades: engloba todo o restante investimento, tal como a renovação de contadores, estudos técnicos, sistemas de informação, edifícios, equipamentos de transporte, trabalhos para a própria empresa, equipamentos administrativos e ferramentas e utensílios.
- Investimento em descarbonização: investimentos cujo o objetivo é a adaptação das redes de distribuição para dar resposta aos desafios da descarbonização, nomeadamente investimentos em testes-piloto que assegurem a preparação, a adaptação e a incorporação de gases de origem renovável (como o biometano ou o hidrogénio) nas redes de distribuição e gás.

No caso dos investimentos em descarbonização apresenta-se, em primeiro lugar, a repartição do montante total previsto nas propostas de PDIRD-G 2022, 34,3 M€, pelos vários ORD e por Grupo Empresarial. De seguida apresentam-se dois indicadores que mostram o peso deste tipo de investimento por ponto de abastecimento e por energia veiculada nas redes que os vários ORD preveem alcançar em 2027. Estas duas figuras complementam a Figura 3-4 acrescentando duas dimensões, por um lado a desagregação do montante global pelos vários ORD e por outro lado, mostra a proporcionalidade deste investimento relativamente à dimensão da atividade de cada ORD.

Figura 3-6- Repartição dos investimentos em descarbonização por ORD

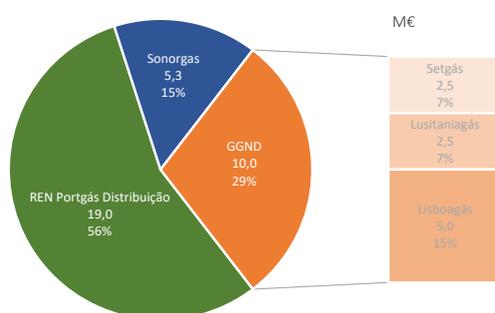
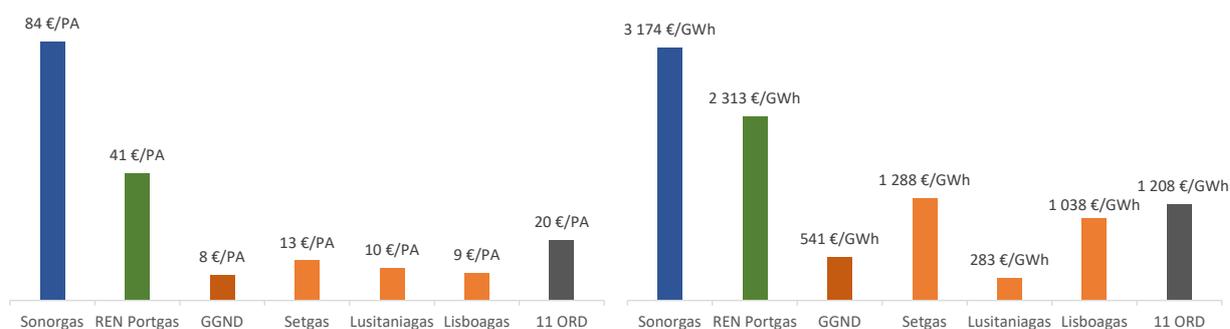


Figura 3-7 – Investimento em descarbonização previsto no PDIRD-G 2022 ponderado pelo número de pontos de abastecimento e por GWh veiculado, em 2027



Fonte: ERSE, Propostas PDIRD-G 2022

Por fim importa também referir que os ORD nas suas previsões de investimento apresentam verbas que não são elegíveis para serem remuneradas, ou seja, os custos com a instalação e substituição de contadores. Estes montantes não são considerados nos cenários de investimentos para determinação de impactes tarifários.

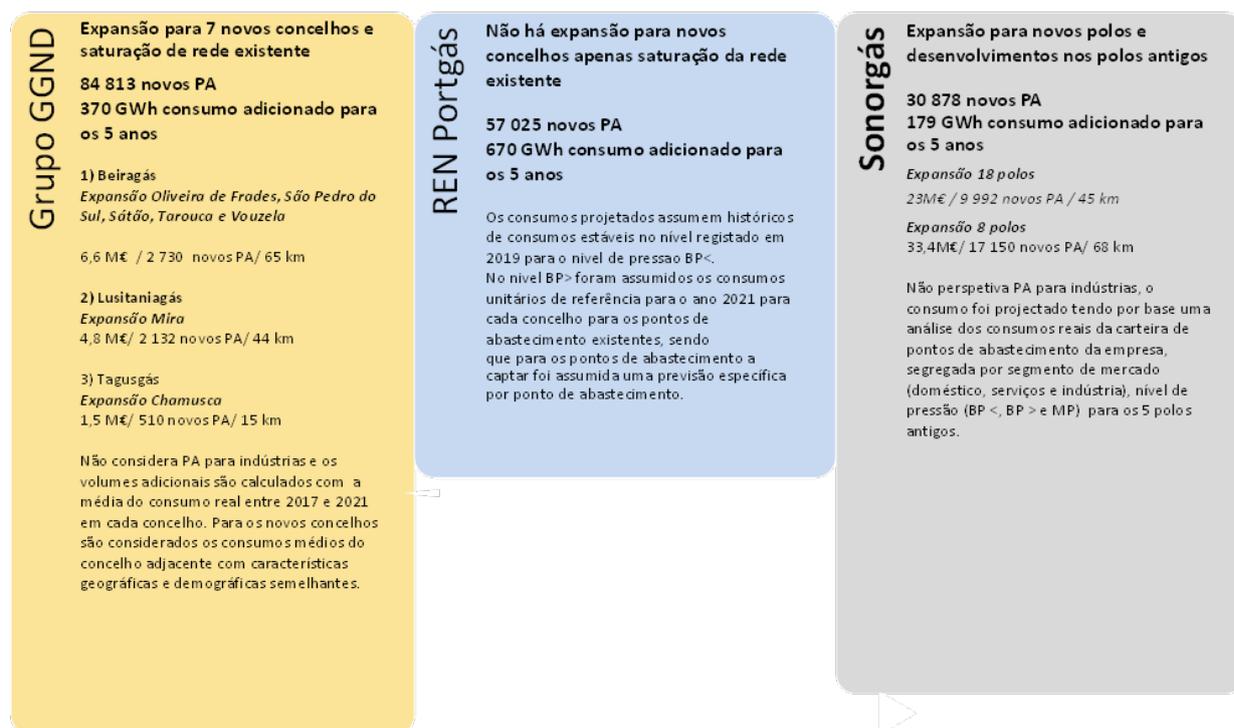
### 3.3 PREVISÕES PARA A EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS DOS ORD

Na proposta de PDIRD-G 2022, cada ORD apresentou a sua perspetiva de evolução dos consumos e de pontos de abastecimento (PA), para o período de 2022 a 2027. Estas previsões são utilizadas para a identificação das necessidades de desenvolvimento e investimento nas respetivas redes de distribuição, sendo por isso um fator de análise importante neste Parecer.

#### 3.3.1 PRESSUPOSTOS SUBJACENTES ÀS PREVISÕES DAS EMPRESAS

Os pressupostos que sustentam as previsões dos vários ORD para a evolução da procura são apresentados, de forma resumida, na figura que se segue.

Figura 3-8 - Pressupostos da evolução da procura das empresas nas proposta de PDIRD-G 2022



Fonte: Propostas de PDIRD-G 2022

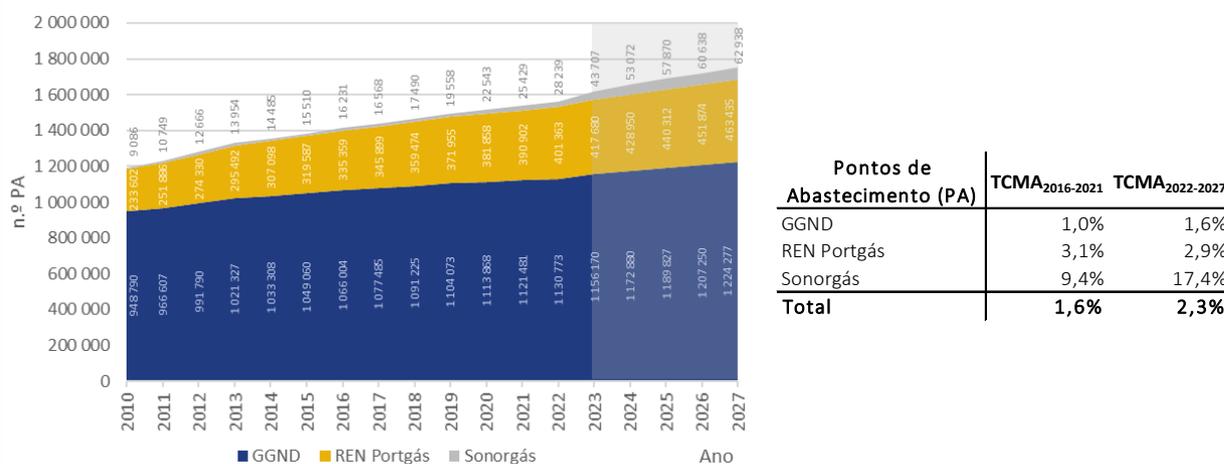
No documento da Consulta Pública sobre as propostas de PDIRD-G 2022<sup>36</sup>, elaborado pela ERSE, são analisados os pressupostos assumidos pelas empresas nas suas previsões de evolução da procura.

<sup>36</sup> [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/69\\_1.aspx](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/69_1.aspx).

### 3.3.2 COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS COM A EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA PROCURA

Os pressupostos apresentados anteriormente justificam as evoluções apresentadas pelas empresas no que respeita ao número de pontos de abastecimento e energia veiculada. A figura seguinte mostra os resultados, por grupo empresarial, dos pontos de abastecimento. Os valores apresentados até 2020 correspondem a valores reais, 2021 e 2022 a valores considerados nas tarifas de gás 2022-2023 e os valores no período de 2023 a 2027 correspondem aos previstos por cada ORD nas suas respetivas propostas de PDIRD-G 2022.

Figura 3-9 – Evolução dos PA entre 2010 e 2027, por grupo empresarial

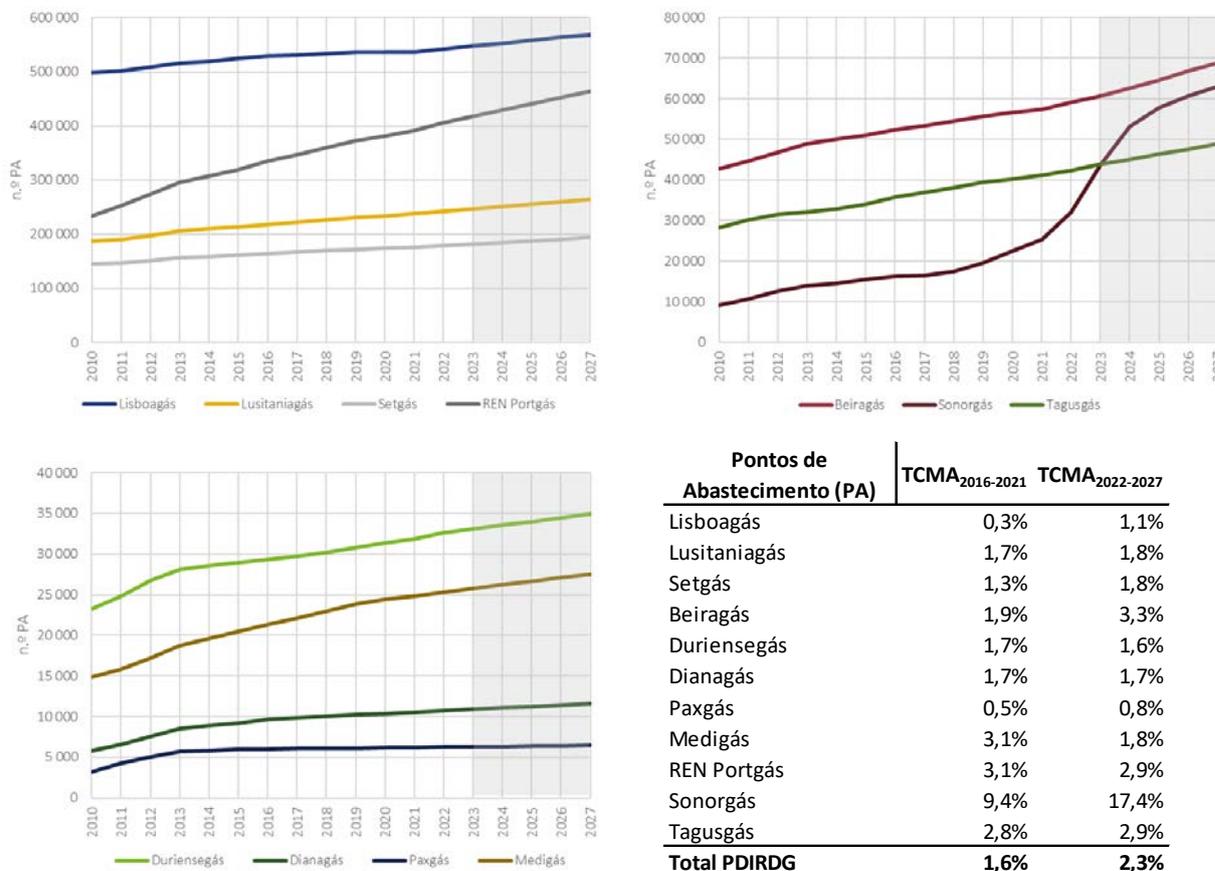


Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022 das empresas

Verifica-se que apenas a GGND e a Sonorgás apresentam taxas de crescimento nas suas propostas de PDIRD-G 2022 superiores aos valores verificados até 2021, destacando-se a Sonorgás, que prevê um crescimento no período de 2022 a 2027 de 17%, face ao histórico dos últimos cinco anos de 9,4%.

A Figura 3-10 apresenta evolução do número de pontos de abastecimento com discriminação por ORD, no período de 2010 a 2027 e agrupados, tendo em conta as suas dimensões.

Figura 3-10 - Evolução do número de pontos de abastecimento entre 2010 e 2027, por ORD



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022 das empresas

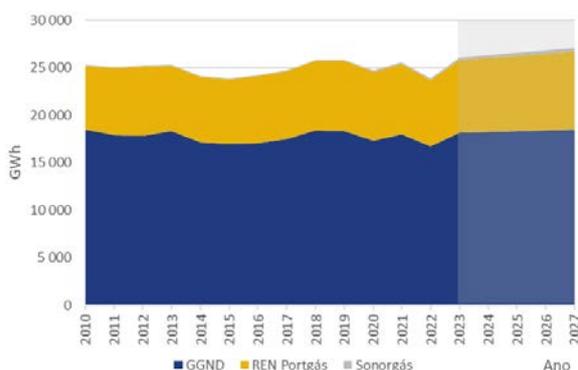
Das figuras anteriores, verifica-se que a Sonorgás regista a maior taxa de crescimento, quando comparada com os restantes ORD. Este facto é justificado pela expansão que a empresa prevê realizar, tendo em conta as novas licenças que lhe foram atribuídas nos últimos anos (18 polos em 2016 e em 2018 mais oito). No horizonte do atual PDIRD-G de 2022 a 2027, a empresa pressupõe uma taxa de crescimento média anual (TCMA) de 17,4%, traduzindo um aumento do seu número de pontos de abastecimento de mais 2,5 vezes o seu atual número de PA.

Avaliando a TCMA do número de PA destaca-se igualmente, mas em menor medida, a Lisboagás que prevê uma TCMA, para o período de 2022 a 2027 280 % acima da TCMA ocorrida nos últimos cinco anos. Esta variação é justificada com a expansão prevista pela empresa para 3 novos concelhos na sua área de concessão. Em sentido oposto, destacam-se a Duriensegás, a Dianagás, a Medigás e a REN Portgás, cujas previsões subentendem reduções na TCMA para o período do PDIRD-G 2022.

A figura seguinte mostra os resultados, por grupo empresarial, da energia veiculada pelas redes de distribuição. No que respeita às quantidades de gás, os valores apresentados têm os seguintes pressupostos:

- De 2010 a 2020 correspondem a valores reais,
- O ano 2021 corresponde a valores previsionais considerados nas tarifas de gás 2022-2023,
- O ano de 2022 corresponde aos valores reais verificados de janeiro até agosto de 2022<sup>37</sup>, sendo os restantes meses do ano de 2022 calculados com base na estrutura do ano de 2020, entre janeiro e agosto e setembro e dezembro,
- A partir de 2023 e até 2027, correspondem aos valores apresentados pelas respetivas empresas nas propostas de PDIRD-G 2022.

Figura 3-11 – Evolução das quantidades de gás entre 2010 e 2027, por grupo empresarial



Energia	TCMA <sub>2016-2021</sub>	TCMA <sub>2022-2027</sub>
GGND	1,0%	2,0%
REN Portgás	1,1%	3,2%
Sonorgás	8,3%	23,8%
<b>Total</b>	<b>1,1%</b>	<b>2,6%</b>

Energia	TCMA <sub>2016-2022</sub>	TCMA <sub>2023-2027</sub>
GGND	-0,3%	0,4%
REN Portgás	-0,1%	1,9%
Sonorgás	3,4%	10,6%
<b>Total</b>	<b>-0,3%</b>	<b>1,0%</b>

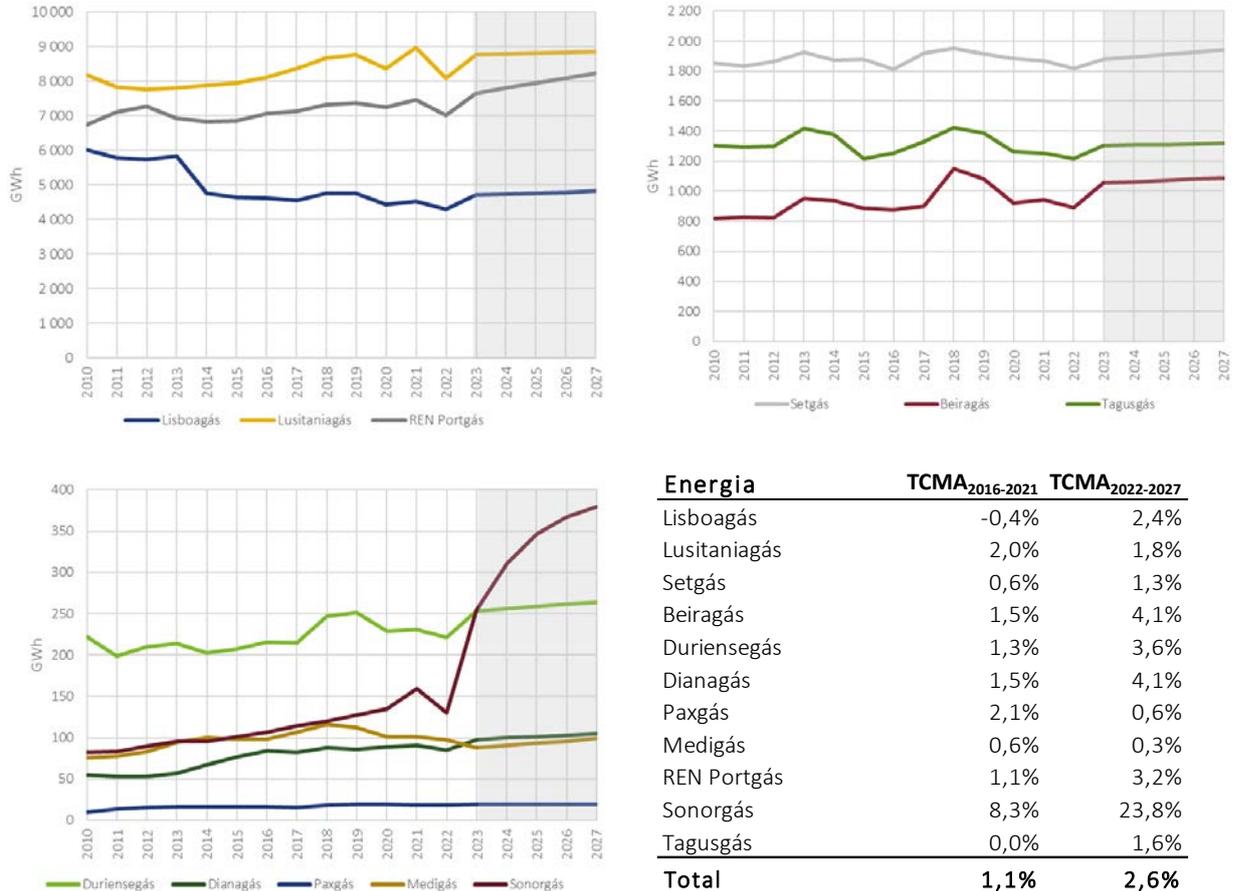
Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022 das empresas

Verifica-se que a totalidade dos grupos empresariais apresentam TCMA nas suas propostas de PDIRD-G superiores aos valores verificados até 2021, com destaque para a Sonorgás, que prevê um crescimento no período de 2022 a 2027 de 24%, face a um histórico de 8,3%. Analisando a TCMA 2016-2022, verifica-se que o histórico apresenta uma tendência global decrescente. Verifica-se igualmente que a TCMA 2023-2027 perspetivada nas propostas de PDIRD-G dos ORD apresenta uma tendência contrária (positiva) à verificada no histórico.

<sup>37</sup> A fonte dos dados é a REN Gasodutos: <https://datahub.ren.pt/pt/gas-natural/balanco-mensal/>.

A Figura 3-12 apresenta evolução das quantidades de gás, com discriminação por ORD e agrupados de acordo com a sua dimensão, no período de 2010 a 2027.

Figura 3-12 - Evolução das quantidades de gás entre 2010 e 2027, por ORD



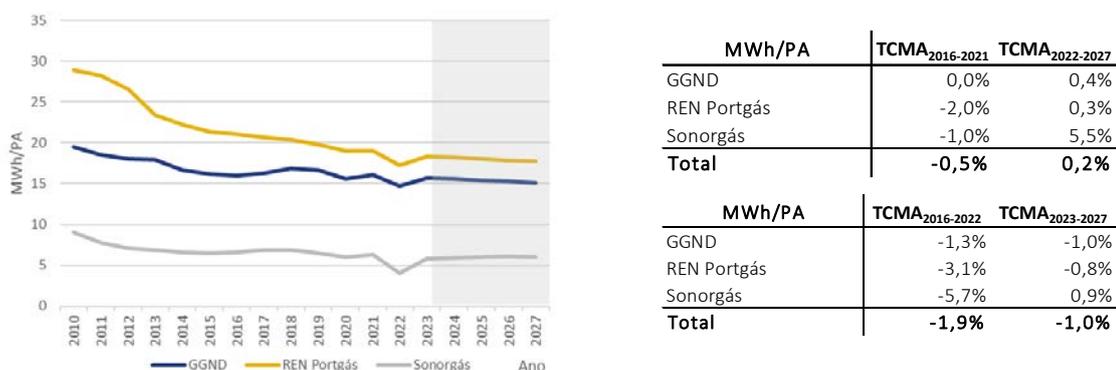
Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022 das empresas

Da análise conjunta destas figuras e das anteriores, relativas à evolução do número de pontos de abastecimento, é possível concluir que a evolução das quantidades de energia veiculada nas redes não acompanha o crescimento de número de pontos de abastecimento. Verifica-se assim que a evolução destes dois indicadores não é proporcional, evidenciando que em termos reais a taxa de expansão das redes não é acompanhada pelo consumo. As propostas de PDIRD-G 2022 preveem uma tendência contrária ao verificado em termos reais.

De seguida é analisada a perspetiva de evolução da procura apresentada nas propostas de PDIRD-G através da evolução do indicador do consumo médio por PA. Como referido, os valores de energia veiculada no

ano de 2022 correspondem a valores reais verificados de janeiro até agosto de 2022<sup>38</sup>, sendo os restantes meses do ano de 2022 calculados com base na estrutura do ano de 2020, entre janeiro e agosto e setembro e dezembro.

Figura 3-13 - Evolução do consumo por PA entre 2010 e 2027, por grupo empresarial



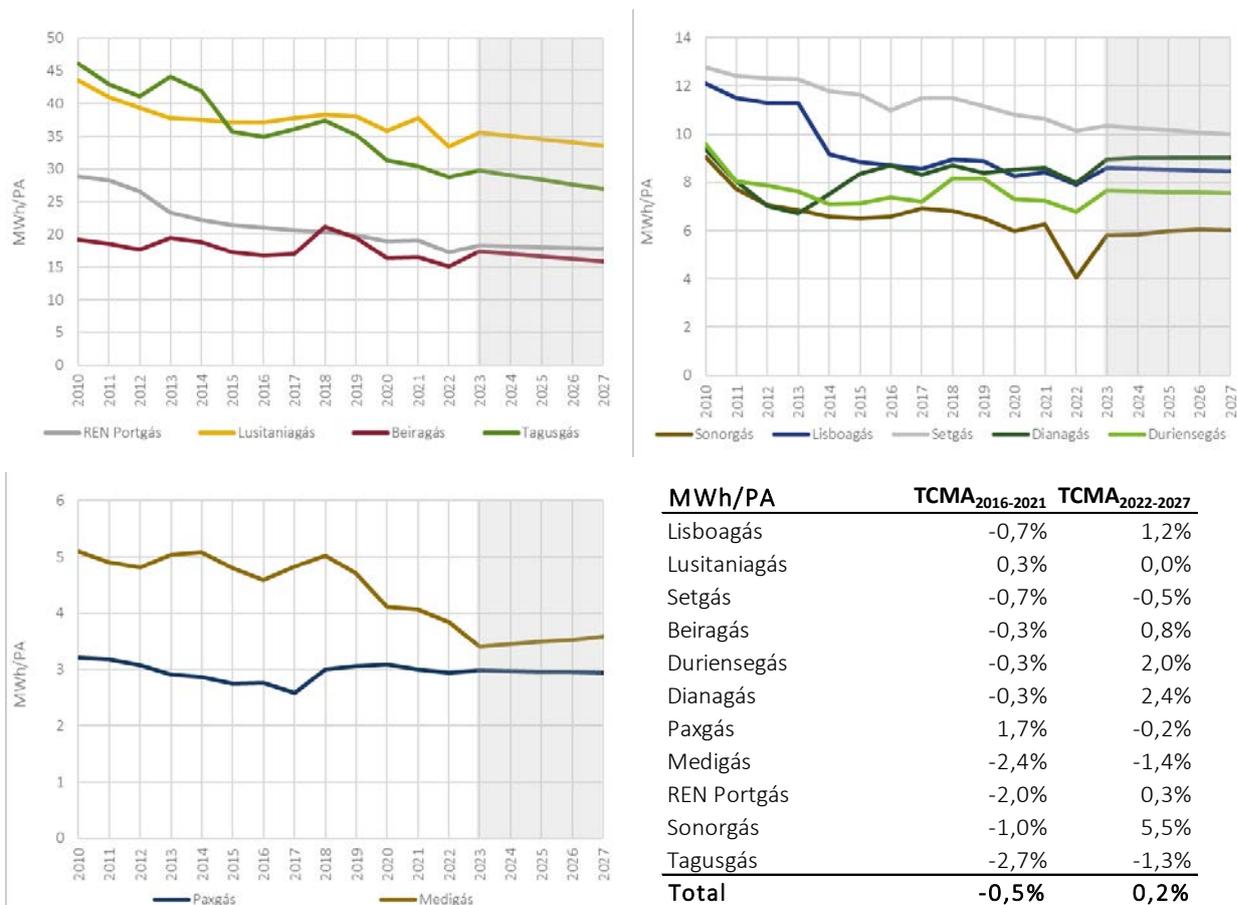
Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022 das empresas

Verifica-se que os três grupos empresariais apresentam previsões de TCMA 2022-2027 positivas nas suas propostas de PDIRD-G, em oposição aos valores que se tem verificado nos últimos cinco anos. A Sonorgás regista a previsão de aumento dos consumos mais otimista. Observando a TCMA 2016-2022, confirma-se a tendência histórica negativa na evolução do consumo unitário e verifica-se que as empresas também antecipam esse decréscimo entre 2023 e 2027. Uma vez mais, a Sonorgás é o ORD com maior redução histórica do consumo unitário e é simultaneamente o ORD mais otimista, para o período 2023-2027.

A Figura 3-14 apresenta evolução das quantidades de energia por PA, com discriminação por ORD e agrupados de acordo com a sua dimensão, no período de 2010 a 2027.

<sup>38</sup> A fonte dos dados é a REN Gasodutos: <https://datahub.ren.pt/pt/gas-natural/balanco-mensal/>

Figura 3-14 – Evolução do consumo de energia por PA, por ORD



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022 das empresas

Verifica-se que no período 2023-2027 todas as empresas preveem aumentos no consumo unitário das suas redes, em sentido contrário à tendência verificada nos últimos cinco anos.

O grupo da GGND verifica, em termos históricos, uma estabilização dos consumos unitários nas suas redes de distribuição, traduzindo a maturidade destas redes. No entanto, a sua previsão de investimentos prevê um aumento destes consumos unitários em 0,4 % à semelhança dos restantes grupos empresariais. Dentro deste grupo, destaca-se a Dianagás, com uma previsão de maior aumento dos consumos médios na sua rede, com 2,4%. Em sentido oposto, destaca-se a tendência, quer nos últimos cinco anos, quer para o período do PDIRD-G 2022, da Tagusgás, como a mais negativa de todos os ORD. Este facto é justificado pela estratégia de basear o desenvolvimento da sua rede na expansão para novos concelhos dentro da sua área de concessão, angariando pontos de abastecimento com menor consumo.

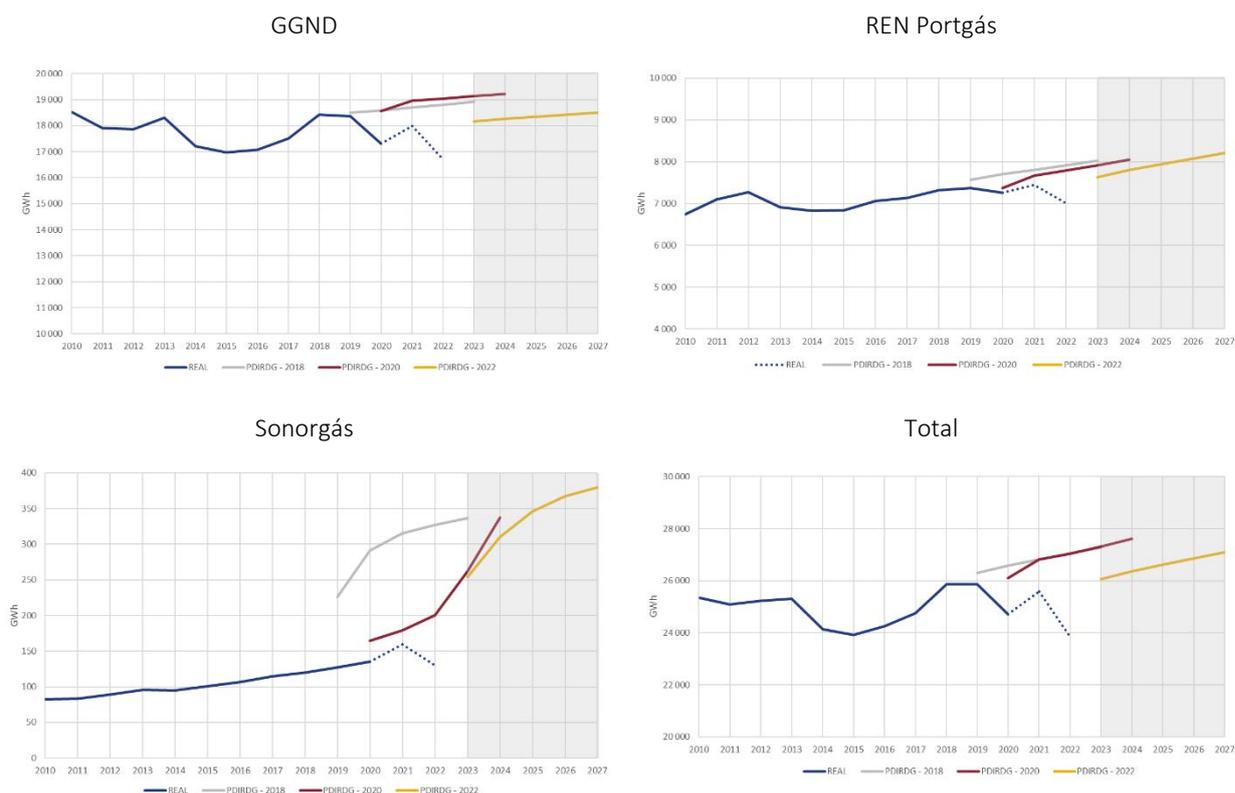
A REN Portugal mantém a sua estratégia de desenvolvimento e expansão da sua rede, tendo já concretizado o objetivo de levar rede a todos os concelhos da sua área de concessão, bem como angariado ao longo do

tempo pontos de abastecimento com um menor potencial de consumo, opção que se reflete na evolução negativa, desde de 2010, da energia veiculada por ponto de abastecimento.

O consumo unitário registado pela Sonorgás é difícil de avaliar para o período temporal da proposta de PDIRD-G 2022, porque coincide com um grande crescimento do número de pontos de abastecimento ao longo dos 5 anos. No entanto, a evolução histórica mostra uma tendência negativa da energia veiculada por ponto de abastecimento.

Por fim, apresentam-se comparações entre os valores reais e os PDIRD -GN 2018 e 2020 e PDIRD-G 2022, por forma a analisar as perspetivas das empresas de evolução de energia a veicular nas suas redes, em cada momento do planeamento das infraestruturas.

Figura 3-15 – Comparação dos PDIRD-GN 2018 e 2020 e PDIRD-G 2022, para cada grupo empresarial



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022 das empresas

Os atrasos no desenvolvimento das novas áreas licenciadas da Sonorgás refletem-se nas significativas diferenças entre as perspetivas de crescimento das quantidades de gás veiculadas registadas nos vários PDIRD e os valores realmente ocorridos nos últimos anos.

### 3.4 APRECIÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO

#### 3.4.1 APRECIÇÃO GLOBAL

As propostas de PDIRD-G 2022 são baseadas no desenvolvimento e expansão das redes de distribuição de gás para abranger essencialmente novos pontos de abastecimento domésticos ou pequenos serviços (ligados nas redes de baixa pressão). De todos os pontos de abastecimento que os ORD preveem abastecer apenas 0,4% são pontos de abastecimento associados a grandes consumos, ou indústrias, com perspetiva de consumos individuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup>/ano.

A estratégia de desenvolvimento das redes proposta nos vários PDIRD-G 2022 é fundamentada numa avaliação técnico-económica para seleção dos projetos de investimento por parte dos operadores das redes e monitorização dos impactos tarifários, baseados em evoluções positivas da procura de gás nas suas redes. Os operadores das redes de distribuição fundamentam as suas propostas de investimentos com a necessidade de garantir a sustentabilidade económica do setor do gás e neste racional defendem o crescimento sustentado do número de clientes de gás como uma solução racional para atingir os objetivos da política energética nacional.

Todas as empresas apresentam uma estratégia de investimento com projetos de ligação de novos pontos de abastecimento sobre a rede existente e de desenvolvimento para novas zonas não abastecidas. Tendo em conta os comentários recebidos na consulta pública e com os quais a ERSE concorda, os investimentos em desenvolvimento da rede apenas devem ser realizados em zonas onde existem potenciais e comprovados clientes industriais ou de consumo intensivo. Outra razão possível para o desenvolvimento da rede para zonas novas não abastecidas é o abastecimento de áreas com potenciais produtores de gases de origem renovável, uma vez que os ORD devem promover a incorporação deste tipo de gases na sua rede, em linha com as orientações da política energética.

Os impactos tarifários destes projetos de investimento são de longo prazo, uma vez que depois de aprovados irão ser concretizados em cinco anos e, depois, irão ser remunerados durante um período muito mais alargado que pode atingir 30 a 40 anos.

##### 3.4.1.1 INVESTIMENTO EM “DESENVOLVIMENTO DO NEGÓCIO”

Tal como apresentado anteriormente na secção 3.4, tanto no PNEC 2030 como no RNC 2050 perspetiva-se uma aposta na eletrificação dos consumos energéticos dos setores doméstico e de serviços, prevendo-

se uma diminuição do consumo de gás nestes setores em 2040, e que uma sua evolução que tornará esse consumo residual em 2050.

Neste sentido, pode concluir-se que existe um elevado risco de que a ligação de novos clientes não acompanhe as projeções dos operadores e que os novos clientes domésticos que venham a ser ligados às redes de distribuição de gás neste período de 2023 a 2027 possam não se manter ligados até ao fim do período de remuneração das infraestruturas de distribuição de gás, que se propõe agora desenvolver. Este risco de surgimento de potenciais “custos afundados” é bastante mais elevado quando se aposta na expansão das atuais infraestruturas de distribuição de gás para áreas geográficas sem cobertura atual e se justifica os consumos a fornecer, no essencial, no consumo doméstico que venha a ocorrer.

Um outro ponto de vista que terá de ser ponderado é que, 27% do total do montante de investimentos apresentados nas propostas de PDIRD-G 2022, em desenvolvimento do negócio, ou seja, em ligação de novos pontos de abastecimento, é para a infraestruturização dentro das instalações dos clientes, ou seja, para conversões e reconversões. Vários dos comentários recebidos propõem a implementação de um processo gradual cujo objetivo é o fim destes incentivos associados aos custos com alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás, sendo as razões apontadas i) a maturidade do setor do gás e ii) a competição deste setor com outras fontes de energia, nomeadamente com o setor da eletricidade.

Sobre este tema, que é da responsabilidade direta da regulação, a ERSE irá ponderar os diversos argumentos e impactos, em alguns casos contraditórios, e agir em conformidade com as conclusões que alcançar

#### 3.4.1.2 INVESTIMENTO PARA FACILITAR A “DESCARBONIZAÇÃO”

Relativamente aos investimentos designados como investimentos de descarbonização<sup>39</sup>, todos os ORD apresentaram, nas suas propostas, projetos de investimento com o objetivo de nomeadamente avaliar as questões técnicas, de medição, interoperabilidade, segurança e outras relacionadas com o estudo dos efeitos da mistura de hidrogénio nas redes onde veiculam gás natural.

---

<sup>39</sup>Estudos e projetos piloto associados à descarbonização do setor e à transição energética, identificados como “projetos de convergência” pela GGND e como de “Gases renováveis e descarbonização da rede” pela Sonorgás e classificados como de “Descarbonização e Digitalização de ativos” pela REN Portgás.

No entanto, de uma forma geral, verifica-se que a informação prestada sobre esses projetos é bastante genérica, não permitindo uma avaliação da sua adequação. Existem alguns projetos com informação mais ampla nomeadamente com uma caracterização e identificação dos objetivos mais específica, no entanto, face aos elevados montantes genéricos em jogo existe a necessidade de uma maior caracterização descritiva e quantitativa para cada um dos projetos, para poderem ser avaliados.

Os contributos da Consulta Pública reconhecem a importância deste tipo de projeto de investimento como ferramentas relevantes para atingir o objetivo de longo prazo de descarbonização completa do setor do gás, mas alertam para a necessidade de os enquadrar em instrumentos de financiamento adequados, nomeadamente em fundos europeus e nacionais.

Considerando a necessidade de adaptação das redes de distribuição para dar resposta aos desafios da descarbonização, recomendam os referidos contributos da Consulta Pública que os projetos a desenvolver sejam avaliados na globalidade do sistema nacional de gás pelo benefício que aportam, garantindo rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário, assim como a criação de sinergias entre os vários operadores das redes de distribuição de forma complementar e não redundante.

O Regulamento Tarifário de acordo com o Decreto-Lei n.º 62/2020, prevê a implementação de planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, como instrumento de descarbonização das infraestruturas de gás. A ERSE reconhece o interesse no desenvolvimento de projetos-piloto, que pela sua singularidade e ou grau de inovação, tenham o objetivo de capacitar os operadores das redes na receção de gases de origem renovável nas suas redes. Esse reconhecimento, leva à possibilidade da consideração de alguns dos projetos que à partida parecem não se adequar ao processo de alto nível que é o de planeamento e desenvolvimento das redes de distribuição (como é o exercício do PDIRD), por serem por exemplo estudos ou parecerias. Em contrapartida, a ERSE considera essencial exigir a cada projeto-piloto que decorra com particular cuidado de transparência, quer quanto aos seus objetivos e ações, quer quanto às conclusões dos projetos.

Tendo em conta que, caso sejam aprovadas pelo concedente, as verbas propostas nos PDIRD-G 2022 para projetos de descarbonização, serão refletidas nas tarifas e pagas pelos consumidores, existe a necessidade de verificar se o conjunto de projetos propostos se coaduna com o papel dos operadores de rede que é limitado no que diz respeito à produção de gases, quer descarbonizados quer renováveis. Os operadores têm o papel, nomeadamente de disponibilizar informação atualizada relativa às possibilidades de ligação de novas instalações de produção e injeção de outros gases nas suas redes, bem como o controlo das composições esperadas do gás nas suas redes decorrentes da injeção de outros gases (controlo de fluxos

e da qualidade do gás) e em última análise assegurar a adaptação das redes de gás para receberem gases de origem renovável.

Neste sentido, assinala-se que nem todos os projetos apresentados pelos ORD se enquadram dentro das suas atividades e responsabilidades, sendo os seguintes alguns exemplos de projetos, que à partida a ERSE classifica como não elegíveis para serem refletidos nas tarifas:

- Estudos de avaliação do potencial dos gases de origem renovável como o biometano ou hidrogénio produzido por fontes de energia renovável, por se considerar que não faz parte das responsabilidades dos operadores de rede;
- Estudos sobre produção e purificação de biometano;
- Ativos financiados por outros instrumentos financeiros;
- Ações de apoio aos promotores de projetos de gases descarbonizados, uma vez que não parecem ser serviços com enquadramento regulatório;
- Instalação de contadores inteligentes (*Smartmeters*), a não ser que essa instalação vise um estudo específico, por exemplo, estudar perfis de consumo.

### 3.4.2 APRECIÇÃO DO INVESTIMENTO DA GGND

Tal como apresentado anteriormente todos os operadores do grupo GGND registam um acréscimo dos montantes dos investimentos previstos no PDIRD-G 2022 relativamente ao PDIRD-GN 2018 aprovado. Mais de 53% da verba global do investimento é para a captação de novos pontos de abastecimento na sua maioria domésticos. Destacando-se particularmente a Beiragás e a Setgás, para os quais esta rubrica representa 74% e 67% da sua verba global do investimento para o período de 2023-2027.

Após a aprovação do PDIRD-GN de 2018, na proposta de PDIRD-GN 2020 para o período de 2021-2025, que não foi aprovada pelo concedente, a Beiragás, a Lusitaniagás, a Tagusgás e a Lisboaagás propuseram o desenvolvimento das suas redes para novos concelhos. Nas atuais propostas de PDIRD-G estes operadores preveem a continuação do desenvolvimento destes concelhos e, no caso da Lusitaniagás e Beiragás, são propostos o abastecimento em mais concelhos.

Os comentários recebidos na consulta pública, com os quais a ERSE concorda, referem que os investimentos em desenvolvimento da rede apenas devem ser realizados em zonas onde existem potenciais e comprovados clientes industriais ou de consumo intensivo. Tendo em conta este pressuposto, importa destacar que para os novos concelhos, a Lusitaniagás e a Tagusgás não consideram abastecer

quaisquer clientes industriais. Já a Beiragás e a Lisboagás preveem a ligação de alguns clientes industriais nos concelhos de Oliveira do Hospital, Sátão, Vila Velha de Ródão, Lourinhã e Sobral de Monte Agraço. No entanto, também para esses concelhos não são identificadas previsões para os consumos adicionais das indústrias que se preveem ligar às suas redes, sendo difícil aferir se os consumos adicionais que estas indústrias aportam justificam o efetivo desenvolvimento da rede de distribuição de gás.

Outra grande parcela dos montantes em investimentos são os designados como “Investimentos em Outras Atividades”, desagregada em várias componentes, duas das quais com maior peso, sistemas de informação e renovação de contadores. A primeira componente, sistemas de informação, foi a que contribui de forma mais significativa para a variação desta rubrica relativamente às propostas de PDIRD-GN anteriores.

De acordo com a GGND este investimento serve para o “desenvolvimento e adequação de sistemas de informação de suporte ao negócio<sup>40</sup> à evolução do mercado e da tecnologia, mas igualmente às exigências de novos requisitos que decorrem das alterações dos regulamentos ou procedimentos (RRC, RQS, guia de medição, entre outros) promovidas pelo Regulador”. A empresa refere que os seus sistemas informáticos estão num nível de obsolescência que os torna incompatíveis com as necessidades de curto e médio prazo da operação e da regulação do setor.

A GGND propõe despender cerca de 41 M€ (17% do valor global do investimento) ao longo dos cinco anos do período do Plano representando aproximadamente 8,2 M€ por ano e uma média de 0,9 M€ por operador do grupo. Este montante servirá para substituir ou remodelar todas as plataformas tecnológicas do grupo. No processo da transição energética em curso e as suas consequências na transformação do setor do gás, parece prematuro e arriscado iniciar uma profunda transformação dos sistemas informáticos dos operadores. A ERSE considera este volume de investimento excessivo, apesar de reconhecer a necessidade de fortalecer os mecanismos de *cibersegurança* e resiliência e, também, admitir a necessidade de os operadores darem passos no sentido de uma maior transformação digital e tecnológica.

Relativamente aos investimentos em “descarbonização”, apenas 3 operadores do grupo GGND, preveem montantes para esta rubrica, a Lisboagás com 5M€, a Lusitaniagás com 2,5M€ e a Setgás com mais 2,5 M€. A GGND, refere que os montantes se destinam a 4 projetos:

1. *Retrofit Project: Long Term Decarbonization Plan;*
2. *Green Pipeline Project;*

---

<sup>40</sup> Sistema de Gestão Comercial, Sistema de Gestão de Ativos e demais sistemas de suporte à atividade da empresa

3. *H2GVillage*;
4. Mecanismo de Rastreamento do Gás em Circulação + GQTS.

O primeiro projeto, de acordo com a sucinta descrição da GGND, destina-se à adaptação de toda rede à distribuição de 100% hidrogénio, iniciando-se uma avaliação de compatibilidade dos vários componentes do sistema de distribuição de gás para receber hidrogénio e preparação do respetivo plano de implementação, com identificação das alterações necessárias e quais os requisitos técnicos e investimentos indispensáveis. Seguindo-se a implementação do plano e execução das medidas identificadas e considerando que o PDIRD-G 2022 abrange um período temporal de 5 anos, os objetivos deste projeto parecem um pouco ambiciosos, tendo em conta que se pretende desenvolver um plano que para além da identificação da necessidade de investimentos, procura executá-los, mesmo sem se conhecerem previamente os montantes envolvidos. Acresce referir que a GGND identifica montantes nesta rubrica atribuídos apenas a 3 operadores de rede do seu grupo, ficando por esclarecer qual ou quais as redes de distribuição que são abrangidas pelo projeto.

O projeto identificado como "*Green Pipeline Project*", o segundo da lista, é um projeto-piloto que está a ser desenvolvido no Seixal (rede da Setgás), o qual beneficiou do apoio financeiro do Fundo Ambiental e já foi submetido a avaliação da ERSE, tendo a ERSE concluído que se encontravam reunidas as condições para a sua implementação com o estatuto de Projeto-piloto. Recentemente, a ERSE verificou que o projeto já se encontra em fase bastante avançada de implementação, o eletrolisador está instalado numa instalação industrial (unidade de produção), o troço de ligação à rede de distribuição da Setgás para veiculação do hidrogénio verde também já está contruído e operacional bem como a estação de mistura e injeção na rede pública de gás. Adicionalmente, a GGND refere na descrição do projeto que o projeto já conta com várias atividades realizadas ou em realização, para além das já identificadas refere a adequação do sistema comercial, as atividades de formação, bem como as inspeções às instalações dos clientes abrangidos pelo projeto.

Tendo em conta o exposto, não se consegue identificar que tipo de desenvolvimentos são necessários neste projeto que justificam a verba de 2,5 M€ alocada à Setgás.

O terceiro projeto identificado pela GGND deu origem a uma candidatura apresentada no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência Português que, após ter sido considerado elegível e selecionado, foi formalizada a candidatura final em abril de 2022. Na descrição do mesmo, a GGND não identifica especificamente qual vai ser a sua atuação, tendo em conta o papel dos operadores das redes de distribuição, nem quais são os benefícios para o SNG e para os seus consumidores. Com a informação

apresentada sobre o projeto no Plano não foi possível à ERSE fazer uma avaliação da sua adequação. Por fim, o projeto encontra-se em fase de avaliação para receber um financiamento externo ao SNG, assim considera-se que deve haver prudência na aprovação de montantes para este projeto.

O projeto identificado como “Mecanismo de Rastreamento do Gás em Circulação + GQTS” parece encaixar perfeitamente nas obrigações dos operadores das redes de distribuição. Tendo em conta a curta descrição apresentada na proposta de PDIRD-G 2022, a GGND pretende criar um mecanismo que garanta o acompanhamento da qualidade do gás na rede de distribuição. O projeto consiste num *software* que se relacionará com outros sistemas e onde será possível efetuar estudos das áreas específicas da rede, onde ocorre a injeção de gases renováveis e desenvolver um modelo de rede e cálculo das incertezas que afetam a determinação do poder calorífico superior. A ERSE considera este projeto elegível para ser implementado, no entanto, a GGND deverá identificar o montante específico para este projeto, os prazos de implementação, qual a rede onde vai ser implementado, bem como uma caracterização técnica do mesmo, por fim a GGND deve também de forma transparente apresentar os benefícios que pretende alcançar. Sugere-se que o plano seja submetido no âmbito dos Planos de Promoção da injeção de outros gases na infraestrutura no âmbito do regulamento Tarifário (artigo 149.º).

### 3.4.3 APRECIÇÃO DO INVESTIMENTO DA REN PORTGÁS

A REN Portgás propõe-se investir mais 18% para o quinquénio 2023-2027, face ao PDIRD-GN 2018 aprovado. Do montante de investimento global previsto, 73% é para a captação de novos pontos de abastecimento na sua maioria domésticos, uma vez que dos 57 025 novos pontos de abastecimento, apenas prevê ligar 8 pontos na rede de média pressão e para 317 pontos de abastecimento novos prevê que o seu consumo seja superior a 10 000 m<sup>3</sup>, ou seja, serão grandes consumidores.

Este ORD é caracterizado por já ter infraestrutura desenvolvida em todos os concelhos que fazem parte da sua área de concessão. Na proposta de PDIRD-G 2022 apenas identifica 2 zonas novas onde prevê desenvolver rede, identificando o concelho de Paredes de Coura e o Concelho de Caminha. No primeiro concelho é proposta a extensão da rede a partir de uma zona industrial onde já está abastecida uma indústria, este projeto já fazia parte da proposta de PDIRD-GN 2020. No caso de Caminha é proposto o desenvolvimento de uma nova área geográfica para abastecer 920 novos pontos de consumo dos quais 11 terão um consumo superior a 10 000 m<sup>3</sup>. Este desenvolvimento é precedente de um projeto já iniciado pela REN Portgás, denominado eixo Vila Nova de Cerveira – Caminha, no qual foram construídos 20,5 km de rede para ligar 300 novos pontos de abastecimento. Este projeto teve um custo 1,45 M€, de modo que

para 300 pontos de abastecimento novos, representa um custo de aproximadamente 4 833 € por ponto de abastecimento.

No que se refere a “Outros investimentos em infraestruturas”, a REN Portgás prevê fazer investimentos na construção de rede em média pressão (rede primária) e de rede secundária em baixa pressão que considera estruturante, estes investimentos são justificados com a necessidade de aumentar a resiliência de algumas partes da sua rede de distribuição e diminuir riscos no abastecimento. Neste conjunto de investimentos está prevista a interligação de uma GRMS (ligação à rede de transporte) e novas ligações em anel com o objetivo de trazer novas redundâncias ao abastecimento das redes de distribuição da REN Portgás. Os montantes envolvidos nestes projetos são cerca de 5 M€. Estes investimentos parecem ser contraproducentes com os objetivos da descarbonização, uma vez que é esperado que as redes de distribuição de gás se desenvolvam de forma a possibilitar alternativas ao seu abastecimento exclusivo da rede de transporte, assim os investimentos deviam estar direcionados, à garantia de capacidade de ligação de produtores de gases renováveis.

Por fim, relativamente aos projetos de investimentos em “Descarbonização e Digitalização da Ativos” a REN Portgás divide os projetos em 3 vertentes.

- A vertente “*Sustainable gas*” que tem 3 projetos:
  - O primeiro tem o objetivo de substituir estações de regulação de pressão da sua rede de média pressão, para serem compatíveis com 100% de hidrogénio. Este projeto já foi preconizado nas duas anteriores propostas de PDIRD-GN e, de acordo com o ORD, estes equipamentos atingiram a sua “obsolescência tecnológica” e, por isso, considera ser necessária a renovação. Assim, pretende avançar com a substituição de todos estes equipamentos, com tecnologia de ação remota e que garantem a compatibilidade com misturas de gases com baixo teor de carbono. O custo do projeto é de 3 M€.
  - O segundo projeto “*Gas Quality Monitoring*”, a REN Portgás pretende instalar cromatógrafos em pontos-chaves da rede com integração em tempo real no SCADA. Tendo em conta a iminência da injeção de gases renováveis nas redes o operador considera importante a monitorização da qualidade do gás. O projeto tem um custo de 2 M€.
  - O terceiro projeto é “*H2&Bio Grid*” que, de acordo com a REN Portgás, aglomera vários projetos que visam o desenvolvimento de tecnologias e competências na ótica do distribuidor para a veiculação de gases renováveis nas redes de distribuição. Sobre este

projeto apenas são apresentados alguns objetivos muito genéricos que para o operador são os desafios da ligação de produtores de gases renováveis à sua rede. O seu custo são 6,5 M€.

- A vertente “*Smart Gas Company*” com 4 projetos:
  - O primeiro projeto, “*Smart Regulation*”, já previsto na anterior proposta de PDIRD-GN, é o seguimento do projeto “Porto Smart Gas Grid”, onde foi testado pela primeira vez no país um sistema de automação e controlo de um posto de regulação e medição da pressão (PRM); face aos resultados obtidos, o operador propõe- a extensão do sistema de controlo a todos os referidos equipamentos. A verba prevista é de 1,2 M€.
  - Com o projeto “*Smart metering*”, a REN Portgás pretende o alargamento a 1 047 clientes com consumo superior a 10 000 m<sup>3</sup> da solução de *smart metering* e para conjuntos específicos dos restantes pontos de abastecimento divididos por vários concelhos da área de concessão. O custo deste projeto é 0,5 M€
  - O terceiro projeto incluído nesta vertente “*Asset Pressure Monitoring*” refere a necessidade de “Monitorização em tempo real” para um subconjunto de ativos da rede secundária – os Postos de Redução de Pressão – de forma a incorporar dados de pressão e estado do ativo em tempo real para o sistema SCADA. Este projeto envolve um montante de 0,1 M€.
- Sobre a vertente “*R&D Projects - Desenvolvimento de Sistema Integrado de Gestão de Sistema*”, o operador refere que a possibilidade da injeção de gases de origem renovável na sua rede tornará a gestão do sistema mais complexa do que atualmente, o que poderá tornar obsoletos os atuais sistemas de comando e controlo (SCADA). Por este motivo, a REN Portgás pretende desenvolver um novo sistema integrado com uma verba de 5,4 M€.

É de dizer que, relativamente aos projetos referidos anteriormente, não são elegíveis os projetos de instalação de contadores inteligentes.

No que se refere aos projetos de substituição de equipamento cujo o objetivo é a compatibilidade com a veiculação de 100% de hidrogénio, a ERSE considera que deve ser comprovada esta necessidade. Neste contexto e para se poder fazer uma avaliação, o operador da rede deve apresentar também uma

comparação de custos na substituição dos equipamentos face a soluções convencionais para veiculação de gás natural.

Sobre o projeto “*H2&Bio Grid*” a sua descrição é vaga e não se percebe, tendo em conta o papel da REN Portgás como operador da rede de distribuição, quais os benefícios para o SNG, lembrando que a legislação já prevê os encargos dos produtores de gases de origem renovável e os custos que devem ser dos operadores e consequentemente dos consumidores.

Por fim, sobre os projetos *Smart Regulation* e o *R&D Projects* com os quais se pretende desenvolver todo um novo sistema de SCADA, a ERSE recomenda prudência na aceitação destes montantes, uma vez que tendo em conta que o setor do gás se encontra em transformação parece prematuro e arriscado iniciar uma transformação dos sistemas de gestão e controlo da rede dos operadores, num momento inicial em que as ligações dos produtores ainda são poucas ou até inexistentes. Adicionalmente, importa referir que a caracterização deste projeto é pouco específica, não ficando claro o que se pretende implementar, sendo difícil apreciação do projeto.

Tal como já referido anteriormente, a ERSE considera que existem projetos tal como o “*Gas Quality Monitoring*” que sendo importantes na adaptação das redes de distribuição aos desafios da descarbonização, deverão ser submetidos no âmbito do dos Planos de Promoção da injeção de outros gases na infraestrutura no âmbito do regulamento Tarifário (artigo 149.º).

#### 3.4.4 APRECIÇÃO DO INVESTIMENTO DA SONORGÁS

Relativamente ao montante global de investimento apresentado pela Sonorgás na respetiva proposta de PDIRD-G 2022, 58% do total é destinado a “Desenvolvimento do Negócio”, ou seja, no desenvolvimento de redes, construção de ramais e ligação de novos pontos de abastecimento. Este investimento surge como a concretização da implementação das licenças de distribuição atribuídas a este ORD em 2019. No entanto, a Sonorgás também apresenta investimentos designados “Investimento em Resiliência e Desenvolvimento do Negócio” que resultam de desenvolvimento de rede e angariação de novos pontos de abastecimento em polos de consumo cuja a licença já foi implementada. Assim, o esforço de ligação de novos pontos de abastecimento maioritariamente domésticos resulta numa parcela de 74% do investimento apresentado na proposta de PDIRD-G 2022 deste ORD.

Na sua proposta de PDIRD-GN 2020, a Sonorgás previa a transferência para o polo de Valpaços de uma das duas UAG previstas na licença para o polo de Vila Flor. Esta alteração já tinha sido alvo de uma

recomendação negativa nos processos de aprovação das propostas de PDIRD-GN 2018 e de PDIRD-GN 2020. Na atual proposta de PDIRD-G, o ORD propõe a construção de uma mini UAG em Carrazedo de Montenegro, refletindo a não aceitação da troca de UAG entre a licença do polo de Vila Flor para Valpaços. O objetivo é com um investimento no polo de Valpaços de 675 m€ abastecer a freguesia de Carrazedo de Montenegro, ligando 58 novos pontos de abastecimento, sendo de realçar que com este investimento se atinge um custo unitário superior a 10 m€ por ponto de abastecimento.

Na proposta de PDIRD-G 2022, a Sonorgás apresenta um montante cerca de 7,4 M€ para projetos designados “*Smart*”. Este grupo de investimentos insere-se no âmbito do “*SGG – Renewable Gases Grid*”, no qual a Sonorgás pretende o desenvolvimento de projetos de inovação relacionados com a “Economia Circular” e com a Injeção de “Gases Renováveis” com o intuito de fomentar a “Economia Verde”. Neste conjunto de iniciativas e desenvolvimentos tecnológicos destacam-se os seguintes:

- “*Smart Grid & Asset Management*”, com um investimento de 3,3 M€ que concentra as iniciativas com vista a dotar a rede de distribuição de novos sensores e canais de comunicação que permitam um fluxo de dados eficiente e resiliente entre eles, bem como o reforço da instalação de contadores inteligentes, aquisição e montagem de equipamentos de medição da Qualidade do Gás (calorímetros), aquisição e montagem de sensores de pressão de rede e *data loggers* e adaptação de vários sistemas e procedimentos.
- um investimento de 570 m€ em integração de sistemas, dos quais se destacam os projetos “*SMART System Integration*” e “*SMART Switching Communication*”, que permitirão a integração e orquestração dos vários sistemas, para dar resposta às várias necessidades do sistema “*SGG – Renewable Gases Grid*”.
- “*Cyber Security and Protection*” com um investimento de 1,9 M€, para a segurança informática e proteção de dados que abrange transversalmente a organização.
- um investimento de 525 m€ que assenta em dois projetos em concreto, nomeadamente o “*SMART Digital Consumer Relationship System (CUR)*” e o “*SMART Digital COM Relationship System (COM)*”. O primeiro visa a melhoria contínua dos canais de comunicação do operador com o CUR. Com o segundo projeto, a Sonorgás pretende dar seguimento à estratégia de digitalização das comunicações com os comercializadores, em geral.

- “*SMART Gas Grid (SGG) – Process Optimization & Analytics*” - iniciativas relacionadas com as alterações aos processos de negócio que visam maximizar o potencial do ecossistema “*Smart Gas Grid*”, nomeadamente em termos de automatização de processos e gestão de recursos humanos. Prevendo-se, desta forma, um investimento para o período 2023-2027 a rondar os 1,2 M€.

Tal como os restantes operadores de rede, a Sonorgás não fundamenta nem caracteriza estes projetos de forma a poderem ser avaliados quanto à sua adequação. Na fundamentação dos montantes não é apresentado o detalhe da sua desagregação, uma vez que associados a estes projetos estão vários tipos de custos, por exemplo, relativos ao desenvolvimento de estudos com recurso a consultoria externa à empresa, custos com aquisição de equipamentos técnicos ou com aquisição de sistemas informáticos (software) e custos com sistemas de informação.

Por fim, relativamente aos investimentos em gases renováveis e descarbonização da rede, importa destacar o projeto da interligação das redes do Cachão e de Mirandela, a Sonorgás fundamenta este investimento dando ênfase à descarbonização da rede de Mirandela, uma vez que na rede do Cachão existe a ligação de um produtor de biogás. No entanto, esta ligação, não se justifica com um aumento do consumo da rede de Mirandela, mas permite e viabiliza uma maior produção e conseqüentemente injeção na rede de biogás deste produtor em particular, pelo que no entender da ERSE a construção desta ligação entre as duas redes, e o reconhecimento do seu custo em termos tarifários, é uma forma de subsidiar aquele produtor de gás em particular.

Com o objetivo da descarbonização da rede a Sonorgás prevê a implementação mais dois projetos “*SMART Biomethane Grid Adaptation*” e “*SMART Hydrogen Grid Adaptation*”. O propósito destes investimentos é adquirir conhecimento técnico, sendo referido que o objetivo principal destes investimentos é compreender os desafios tecnológicos relacionados com a adaptação das redes de gás à injeção de biogás e de hidrogénio. Mais uma vez, a descrição dos projetos é pouco desenvolvida, sendo difícil medir os benefícios dos mesmos para o setor do gás e para a atividade do operador da rede de distribuição no contexto da descarbonização, saltando à vista que alguns objetivos não fazem parte das atividades do ORD, por exemplo estudar as diferentes tecnologias de produção ou purificação de biometano.

### **3.5 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO À ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DAS REDES EM RESPOSTA À ATUAL CONJUNTURA**

A atual situação de crise, resultante de diferentes fatores, mas agudizada nos últimos sete meses pelo desencadear da invasão da Ucrânia pela Rússia, veio reforçar a urgência da concretização de muitas das

opções associadas à transição energética rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050, criando mesmo condições para viabilizar a antecipação da implementação de algumas dessas opções.

A regulação tinha identificado três dimensões e desafios que norteiam o quadro da descarbonização da sociedade e da consequente transição energética:

- i. a continuação do aprofundamento da integração de mercados ao nível europeu, através da existência de interligações robustas entre os vários países e de mercados funcionais que permitam a receção de produção renovável em larga escala e em todo o espaço europeu, reforçando a independência energética e criando condições para uma energia a preços adequados em todo o espaço europeu;
- ii. a concretização da integração local e da economia de energia de proximidade através de processos de consumo flexíveis como o autoconsumo, a partilha de energia e as comunidades de energia. A digitalização e as redes inteligentes serão fundamentais no desenvolvimento desta nova economia da energia de proximidade;
- iii. a concretização da integração de sistemas energéticos e a economia circular da energia, através da integração de vetores energéticos (eletricidade, gás, calor, ...) e setores de atividade (indústria, mobilidade, serviços, ...), o que assegurará a descarbonização total da nossa sociedade ao menor custo, em particular dos setores com consumos intensivos de energia.

A primeira dimensão corresponde ao aprofundamento da liberalização do setor energético ao longo dos últimos 25 anos e da criação do mercado interno de energia de dimensão europeia, que podem ser associados aos três primeiros pacotes legislativos europeus sobre energia, de 1996, 2003 e 2009.

A segunda dimensão começou a ser concretizada, a nível europeu, com o debate que culminou na publicação do quarto pacote legislativo europeu “Energia Limpa para todos os Europeus”. Focado essencialmente no setor elétrico e no papel futuro da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, deu relevância à evolução tecnológica permitindo que os recursos energéticos distribuídos possam vir a ter um importante papel no sistema energético do futuro. Este pacote legislativo permitiu o envolvimento de novos atores na prestação de serviços energéticos, nomeadamente os consumidores ativos, surjam eles em nome individual, através da agregação ou organizados em Comunidades de Energia.

Tardiamente, o setor do gás entendeu que esta dimensão também lhe é aplicável e com outras envolvências também a evolução tecnológica está a permitir o desabrochar da integração local e de uma economia de energia de proximidade no setor. A lógica do centralizado *versus* descentralizado não é um exclusivo do setor elétrico e a produção local de biogases é disso um bom exemplo.

Na concretização da terceira dimensão, associada à integração de sistemas energéticos e à economia circular da energia, ficou claro que a neutralidade carbónica da sociedade só será possível se, para além da eletrificação da sociedade a partir de fontes de energia renováveis, todos os recursos energéticos disponíveis forem utilizados nas aplicações em que sejam mais eficientes.

A evolução tecnológica permitiu vislumbrar, a partir de meados de 2019, o papel que poderá vir a ter no futuro o vetor energético do hidrogénio produzido a partir de fontes renováveis de energia, o hidrogénio renovável. Surgindo como solução de flexibilidade para o setor elétrico que permitirá canalizar os excedentes de produção decorrentes de um sistema elétrico com uma forte penetração de fontes de energia renováveis, o hidrogénio renovável será também uma das soluções a dar resposta às necessidades energéticas das indústrias que terão dificuldades em se eletrificar.

No entanto, os gases e combustíveis renováveis que serão a chave no sistema energético do futuro não se limitam ao hidrogénio renovável. Verifica-se que outros gases renováveis, com especial relevância, o biometano e outros biogases, dependem de tecnologias que já estão maduras e podem contribuir já para a transição energética rumo à descarbonização da sociedade.

Os desenvolvimentos recentes do mercado energético, associados à guerra provocada pela invasão da Ucrânia pela Rússia, criaram as condições para tornar competitiva a produção local de biometano e outros biogases, se compararmos os seus custos com os preços do gás natural nos mercados. Surge, assim, a urgência de criar condições para a sua injeção nas atuais redes que hoje somente veiculam gás natural importado de outras geografias. Sem grande parte das dificuldades técnicas que se colocam à injeção e diluição (*“blending”*) de hidrogénio renovável, hoje já é viável e competitivo uma aposta forte na injeção e diluição de biometano nas atuais redes de distribuição de gás, tendo em conta as atuais condições de preço do mercado internacional de gás natural.

Alguns estudos, talvez otimistas, apontam para um potencial nacional de biometano e outros biogases que poderia atingir 10% do volume de gás natural atualmente consumido e importado. Trata-se de um potencial considerável de energia renovável endógena que deve ser considerado se o objetivo é alcançar uma sociedade neutra em carbono. Antes da guerra os gases de origem renovável não apresentavam condições de custo de produção para serem considerados competitivos para serem injetados nas redes de gás, no entanto a situação inverteu-se nas condições atuais.

Estando claras, a nível da legislação e regulamentação nacionais, as condições económicas e técnicas que os produtores de biometano terão de responder para injetarem a sua produção nas redes de gás, cabe aos

operadores das redes de distribuição criarem condições (ou apresentarem alternativas) para que tal seja possível, sempre que forem solicitadas ligações por parte dos produtores.

Apesar de, no momento da preparação das propostas de PDIRD-G 2022, não ter sido possível antecipar grande parte das circunstâncias que influenciam a atual conjuntura do setor do gás, os operadores já anteciparam nas propostas de investimentos ligados à “Descarbonização” algumas das questões que se colocam à diluição de biometano e outros biogases nas suas redes. A ERSE considera que importa, agora, recentrar os objetivos das propostas e canalizar parte dos recursos afetos aos projetos de investimento para “Desenvolvimento de Negócio”, cujo objetivo era atrair mais consumidores domésticos em áreas geográficas onde hoje em dia não há distribuição de gás natural, para reforçar os projetos fundamentais para a injeção e diluição de biometano e outros biogases nas redes de distribuição de gás.

Os operadores das redes de distribuição devem reformular as suas propostas de PDIRD-G 2022 alterando a estratégia de desenvolvimento das redes de forma a implementarem projetos de investimento orientados para a adaptação das suas redes de distribuição para que, no curto prazo, seja possível a ligação de unidades de produção e injeção de biometano e outros biogases. Os operadores das redes de distribuição deverão investir na preparação e capacitação das suas redes para a ligação deste tipo de produtores, identificando os desenvolvimentos necessários que permitam a operação das redes com a descentralização dos pontos de receção de gases nas suas redes.

### **3.6 CENÁRIOS DE INVESTIMENTO PARA IMPACTES TARIFÁRIOS**

Resultou dos comentários recebidos à Consulta Pública, a necessidade de a ERSE apurar e apresentar impactos tarifários previstos na sustentabilidade do sistema nacional de gás. Para desenvolver tal estimativa, a ERSE desenvolveu uma análise de sensibilidade com cenários de procura e, tendo em conta o desalinhamento da estratégia de desenvolvimento das propostas de PDIRD-G 2022 com a política energética nacional e internacional, também se utilizou um cenário alternativo de investimentos para calcular os referidos impactes.

Neste ponto são apresentados os dois cenários de investimento utilizados para efeitos de impactes tarifários.

O primeiro Cenário, designado como cenário empresa para efeitos de impactes tal como no ponto 4, considera os investimentos propostos pelas empresas subtraindo as rubricas “contadores e cadeias de medida” e “renovação de contadores”. Uma vez que, de acordo com a legislação em vigor, o investimento

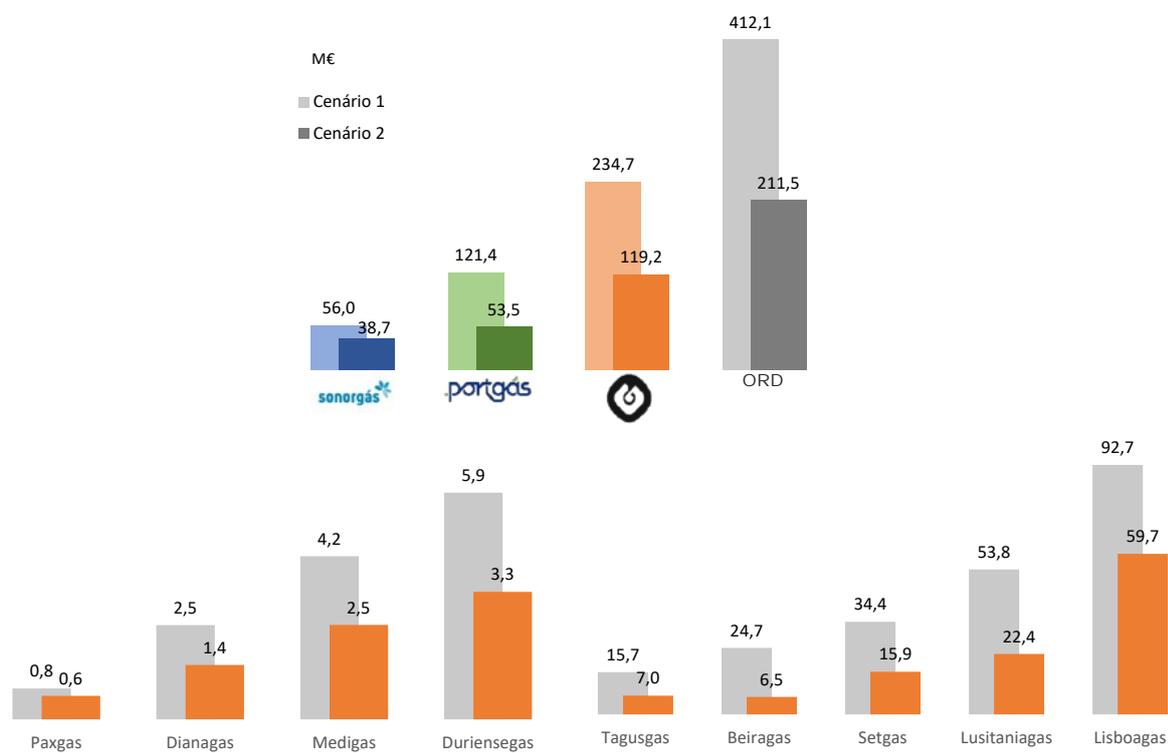
em equipamentos de medida não é reconhecido pela ERSE para efeito de determinação dos proveitos, não se refletindo nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores. Neste cenário, para cada ORD, também é descontado o investimento já aprovado no PDIRD GN 2018 e ainda não executado, determinado com base no valor do investimento executado acumulado nos últimos 4 anos. O cenário 1 resulta num investimento de 412,1 M€.

O Cenário 2, designado como cenário ERSE para efeitos de impactes tal como no ponto 4, com um investimento de 211,5 M€, que representa um decréscimo de 54% face aos 468,4 M€, é determinado da seguinte forma.

- Foi considerado 30% do investimento em desenvolvimento do negócio proposto no PDIRD-G 2022 pelos vários operadores, no caso particular da Sonorgás foi considerado todo o investimento proposto para a implementação das licenças de distribuição atribuídas em 2019 e 30% do investimento em desenvolvimento de rede e angariação de novos pontos de abastecimento em polos de consumo, cuja a licença já foi desenvolvida;
- Relativamente aos investimentos em Descarbonização não foram considerados os seguintes investimentos:
  - o No caso das empresas do grupo GGND: 2,5 M€ da Setgás e 50% do investimento da Lusitaniagás e da Lisboagás;
  - o Para a Sonorgás, o investimento da ligação Cachão-Mirandela, e 50% do investimento em descarbonização, o investimento em *SGG Smart Grid & Asset Management* e o investimento em *SGG – Smart System Integration*;
  - o Para a REN Portgas, o investimento em *smart metering* e *R&D Projects* e 50% do investimento em descarbonização.

A Figura 3-16 apresenta os valores para os dois cenários de investimento por ORD, para o quinquénio 2023-2027.

Figura 3-16 – Cenários de investimentos para 2023-2027



## 4 IMPACTES TARIFÁRIOS DAS PROPOSTAS DE PDIRD-G 2022

Neste capítulo, são apresentadas as previsões dos impactes nos proveitos unitários da atividade de distribuição de gás resultantes dos investimentos que os operadores apresentam nas propostas de PDIRD-G 2022. Com base na evolução dos proveitos permitidos para esta atividade previu-se igualmente os impactes tarifários, tanto ao nível da tarifa de uso das redes de distribuição (URD), como nas tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Nestas previsões, a ERSE avaliou a sensibilidade dos proveitos unitários da atividade de distribuição e das tarifas em relação à variação dos investimentos ao consumo unitário de gás e à variação da taxa de remuneração dos ativos. Para este efeito, para além dos cenários base de investimento e de evolução do consumo apresentados pelas empresas nas propostas de PDIRD-G 2022, tomando como referência a estimativa mais recente do consumo para 2022<sup>41</sup>, foram utilizados no cálculo dos proveitos unitários duas outras trajetórias alternativas para a evolução do consumo e efetuou-se uma análise de sensibilidade à taxa de remuneração. Em relação ao número de pontos de abastecimento, foram considerados os resultantes do cenário alternativo de investimentos.

### 4.1 CENÁRIOS DE PROCURA PARA A ANÁLISE DE IMPACTES TARIFÁRIOS

No ponto 2.2 foram apresentadas as perspetivas de evolução da procura dos ORD para o período do PDIRD-G 2022. Neste ponto iremos apresentar a perspetiva da ERSE sobre a procura e os seus impactos em proveitos e tarifas, após um breve enquadramento do contexto macroeconómico atual e das suas perspetivas para os próximos anos.

#### EVOLUÇÃO DO CONTEXTO MACROECONÓMICO

O PDIRD-G é um plano de investimentos caracterizado por um horizonte de médio prazo (5 anos), que possui um carácter indicativo e é reavaliado de dois em dois anos. Deste modo, deve ser enquadrado em termos macroeconómicos, por forma a se encontrar adequadamente contextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e a respetiva evolução.

---

<sup>41</sup> De acordo com a informação disponível na REN. Ver secção 3.3.2.

No cenário PDIRD o ano de 2022 representa os valores apresentados pelas empresas nas suas propostas.

Entre 2014 (ano do fim do Programa de Assistência Económica e Financeira) e 2019 a economia portuguesa foi caracterizada por uma trajetória de recuperação da atividade económica, regeneração da resiliência orçamental e melhorias nas condições de acesso aos mercados financeiros.

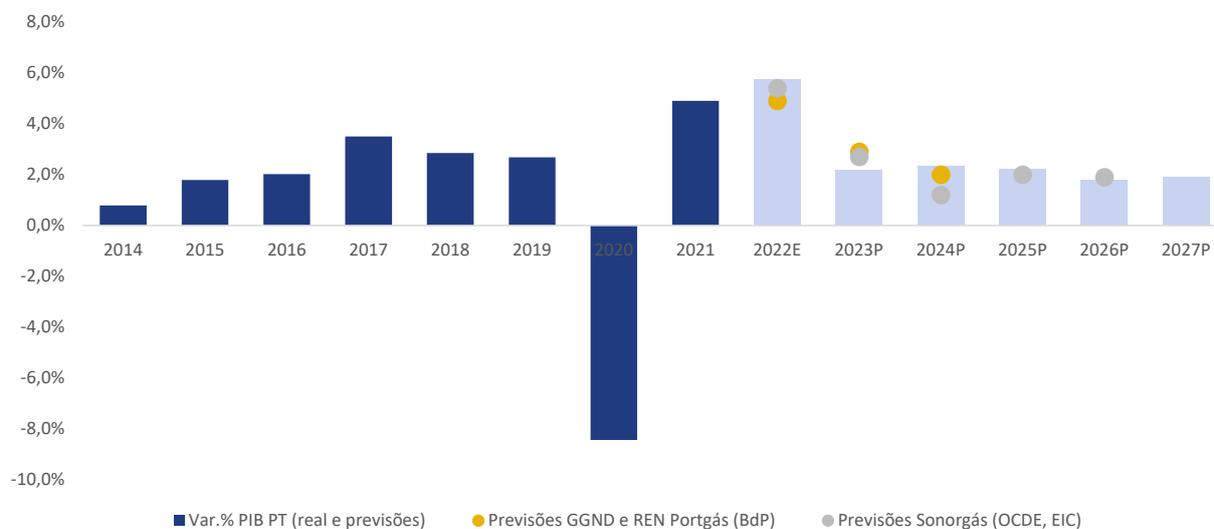
Esta evolução foi descontinuada em 2020, resultado do impacto da pandemia COVID-19, que provocou uma redução 8,4% no nível da atividade económica portuguesa. Os impactos socio-económicos da pandemia foram parcialmente absorvidos pelos apoios orçamentais, disponibilizados no âmbito da definição do orçamento plurianual da UE e do programa Mecanismo de Recuperação e Resiliência, bem como pelos apoios monetários que permitam manter as condições de liquidez e financiamento na economia da zona euro, destacando-se, em particular, o *Pandemic Emergency Purchase Programme* (PEPP), programa criado especificamente pelo Banco Central Europeu (BCE) para a compra de ativos líquidos no âmbito da pandemia.

Estes fatores, aliados a um plano de vacinação eficaz e a uma reabertura das economias mundiais, permitiram a retoma parcial do nível de atividade económico português em 2021, em cerca de 4,9%. Este efeito de dinamismo do crescimento económico pós-pandemia transitou para o ano de 2022, estimando-se um forte aumento do PIB nacional em 2022.

No entanto, surgiram vários fatores que podem ameaçar o crescimento da economia portuguesa e europeias, nomeadamente o aumento da inflação associado aos conflitos militares entre a Ucrânia e a Rússia, que provocaram um aumento significativo dos custos com energia. Neste contexto, e por forma a conter o aumento do nível de preços, o BCE reverteu a sua política monetária muito acomodatória aplicada durante a pandemia, terminou os programas de compras de ativos líquidos e subiu as taxas de juro. No entanto, o BCE garantiu que os países com maior exposição ao nível da dívida pública terão um mecanismo de apoio que será ativado em determinadas circunstâncias.

A partir de 2023, e de acordo com os valores das previsões apresentados na figura infra, verifica-se que se antecipa uma redução do crescimento do PIB para 2023. Nos anos seguintes prevê-se uma estabilização do crescimento em valores ligeiramente abaixo dos 2%.

Figura 4-1 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB e previsões



Fontes: ERSE, INE, BdP, OCDE, CE, CFP, FMI;

Da anterior figura é possível observar a comparação entre a evolução da conjuntura macroeconómica perspectivada pelas empresas com as mais recentes previsões. A GGND e a REN Portgás apresentam nos seus planos as previsões macroeconómicas divulgadas no boletim económico de março de 2022 do Banco de Portugal (BdP). A Sonorgás cita como fontes dos dados históricos o INE para os valores reais até 2021 e apresenta projeções baseadas em informação extraída da OCDE e do *The Economist* (EIC) entre 2022 e 2026.

Deve ser destacado que, face às atuais circunstâncias da economia portuguesa e europeia anteriormente referidas, as previsões macroeconómicas encontram-se suscetíveis de grande incerteza.

## ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

De forma a avaliar os impactes das propostas de PDIRD-G 2022 dos diferentes operadores, realiza-se uma análise de sensibilidade aos cenários de investimento apresentados pelas empresas e aos cenários de procura propostos. Esta análise de sensibilidade pretende, acima de tudo, fazer face às dificuldades de previsão da evolução da procura de gás, a qual depende de vários fatores, tanto ao nível do cenário macroeconómico nacional, como ao nível regional da envolvente de cada ORD. Estes fatores externos têm impactes diferentes em cada ORD, consoante os seus diferentes níveis de maturidade, taxas de penetração da rede, extensões da rede, entre outros.

Para além da análise de sensibilidade à procura, foi realizada uma análise de sensibilidade à variação da taxa de remuneração dos ativos, que se traduziu no acréscimo de +1% face à taxa de remuneração considerada em tarifas 2022-2023. Esta análise é justificada pelas circunstâncias recentes que alteram o contexto económico-financeiros do país.

Importa referir que os diferentes operadores das redes de distribuição apresentaram na avaliação dos impactes dos seus planos de investimento, análises de sensibilidade aos consumos tendo em conta variações ao nível dos consumos unitários.

A ERSE seguiu igualmente cenários alternativos para a evolução do consumo anual por ponto de abastecimento (consumo unitário), sendo posteriormente aplicado aos pontos de abastecimentos resultantes dos diferentes cenários de investimento.

Neste sentido, para além do cenário base resultante das previsões das empresas (cenário empresas), foi considerado um cenário alternativo de evolução da procura em que se considera para o ano de 2022 os dados de consumo de gás mais recentes, até ao mês de agosto, e uma redução em 10 % do consumo unitário de 2023 até 2027. Esta redução do consumo unitário é aplicada, quer ao cenário das empresas (cenário empresas com procura ajustada), quer ao cenário alternativo de investimentos (cenário ERSE). O Quadro 4-1 resume os pressupostos utilizados para cada um dos cenários.

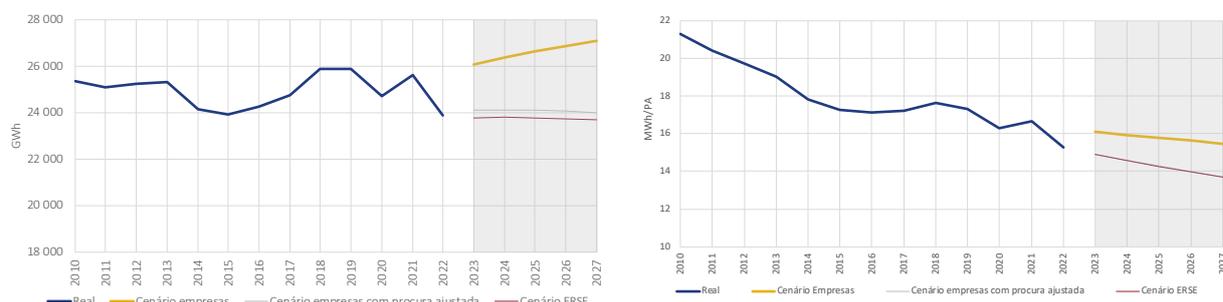
**Quadro 4-1 - Pressupostos dos cenários utilizados para análise de impactes em Proveitos**

	<b>Investimento</b>	<b>Energia Veiculada</b>	<b>Pontos de abastecimento (PA)</b>
Cenário empresas	Proposta empresas no PDIRDG	Proposta empresas no PDIRDG desde o ano 2022	
Cenário empresas c/ procura ajustada		(Procura 2022 ajustada aos valores mais recentes e diminuição do consumo unitário a partir daí até 2027 em 10% )*(PA propostas empresas PDIRD)	
Cenário ERSE	Redução dos investimentos em desenvolvimento de negócio e em descarbonização	(Procura 2022 ajustada aos valores mais recentes e diminuição do consumo unitário a partir daí até 2027 em 10% )*(PA cenário investimento ERSE)	

O cenário alternativo de procura pressupõe, uma redução em 10 % até ao ano 2027 no consumo de energia por ponto de abastecimento. Este pressuposto de redução é aplicado ao número de pontos de

abastecimento apresentados pelas empresas (cenário empresas com procura ajustada), assim como ao cenário de investimentos considerado pela ERSE, que propõe um corte de 70 % nos novos pontos de abastecimento (cenário ERSE)<sup>42</sup>. Assim, a energia veiculada de cada redes é calculada com base no número de pontos de abastecimento considerado nos dois cenários descritos anteriormente e nos respetivos consumos unitários.

**Figura 4-2 - Cenários para o total da energia distribuída e para a energia/ponto de abastecimento para o total dos ORD**



Analisando o Quadro 4-2, verifica-se que, considerando o total do consumo para as redes de distribuição, as quantidades de gás variaram nos últimos cinco anos a uma TCMA (2016-2021) inferior à proposta no cenário empresas, já o cenário empresas com a procura ajustada é mais pessimista tal como o cenário ERSE. Note-se que a TCMA 2022-2027 está influenciada pela revisão em baixa de quantidades, com a atualização dos dados de consumo até ao mês de agosto de 2022.

Relativamente ao número de pontos de abastecimento, os cenários das empresas com procura ajustada resultam numa TCMA acima da variação dos últimos cinco anos, tal como o cenário ERSE.

<sup>42</sup> No caso da Sonorgás considera-se o corte apenas nos polos existentes.

Quadro 4-2 – Caracterização dos cenários da procura considerados na avaliação de impactes nos proveitos

<b>Energia - GWh</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2027</b>	<b>TCMA<sub>2016-2021</sub></b>	<b>TCMA<sub>2022-2027</sub></b>
Cenário empresas	23 857	26 059	27 096	1,1%	2,6%
Cenário empresas com procura ajustada	23 857	24 102	23 994	1,1%	0,1%
Cenário ERSE	23 857	23 775	23 679	1,1%	-0,1%
<b>n.º Pontos de abastecimento</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2027</b>	<b>TCMA<sub>2016-2021</sub></b>	<b>TCMA<sub>2022-2027</sub></b>
Cenário empresas	1 560 375	1 617 557	1 750 650	1,6%	2,3%
Cenário empresas com procura ajustada	1 560 375	1 617 557	1 750 650	1,6%	2,3%
Cenário ERSE	1 560 375	1 597 286	1 730 184	1,6%	2,1%
<b>MWh/PA</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2027</b>	<b>TCMA<sub>2016-2021</sub></b>	<b>TCMA<sub>2022-2027</sub></b>
Cenário empresas	15,29	16,11	15,48	-0,5%	0,2%
Cenário empresas com procura ajustada	15,29	14,90	13,71	-0,5%	-2,2%
Cenário ERSE	15,29	14,88	13,69	-0,5%	-2,2%

Por fim, relativamente ao consumo unitário total, estes variaram nos últimos cinco anos com uma TCMA negativa e para o futuro o cenário empresas propõe uma TCMA positiva, enquanto os cenários empresas com procura ajustada e ERSE preveem uma redução ainda mais expressiva que a TCMA histórica.

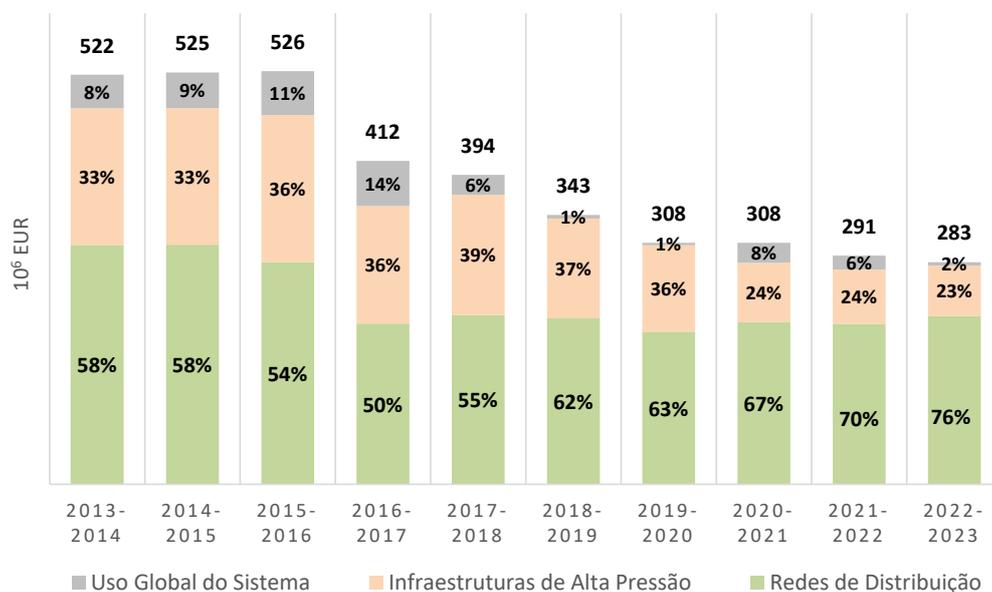
## 4.2 IMPACTE DO CENÁRIO BASE PROPOSTO PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 4.2.1 IMPACTE NOS PROVEITOS

Os proveitos da atividade de distribuição de gás têm um peso relevante nos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso ao sistema nacional de gás. Na figura seguinte evidencia-se, para os últimos dez anos gás, o peso que os proveitos a recuperar pela tarifa de uso da rede de distribuição assumem no total dos proveitos permitidos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso<sup>43</sup>.

<sup>43</sup> Os proveitos relativos aos acessos incluem os proveitos decorrentes do uso da rede de transporte, da rede de distribuição e do uso global do sistema.

Figura 4-3 - Estrutura dos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso



Fonte: ERSE

Apesar da relativa estabilidade observada no valor absoluto dos proveitos da atividade de distribuição dentro de cada um dos períodos regulatórios representados (2013-2014 a 2015-2016, 2016-2017 a 2018-2019 e 2020 a 2023), no que respeita à estrutura, observa-se um incremento do peso desses proveitos no total recuperado pelas tarifas de acesso.

#### PRESSUPOSTOS PARA A DETERMINAÇÃO DOS IMPACTES NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Para as simulações dos impactes nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás no horizonte temporal das propostas de PDIRD-G 2022, a ERSE considerou os seguintes pressupostos:

- O exercício tarifário de referência para as simulações são as tarifas de 2022-2023, assumindo-se os valores reais de CAPEX e OPEX de 2020, que corresponde ao último ano com informação real auditada, e o ano base de 2022, tendo por base o reporte de informação das empresas para este exercício tarifário;
- No que respeita a procura de gás, os valores considerados nos cenários ERSE para o ano de 2022 foram alterados face aos valores de tarifas de 2022-2023 de forma a considerar os valores reais mais recentes. No cenário das empresas para 2022 consideraram-se os valores propostos pelas empresas no PDIRD-G 2022 para aquele ano;

- A evolução do CAPEX entre os anos de 2023 e 2027 foi determinada assumindo que:
  - os valores do CAPEX estimados para 2022 resultam dos valores reportados pelas empresas e considerados para o exercício tarifário de 2022-2023;
  - o OPEX resulta da procura ajustada aplicada aos parâmetros definidos para o período regulatório de 2020-2023;
  - aos valores de imobilizado e de amortizações do exercício de 2022 considerados em tarifas 2022-2023 foram retirados, nas empresas onde ocorreu, os montantes relativos aos investimentos realizados em excesso face aos montantes aprovados nos PDIRD-GN 2018;
  - para 2023, os valores dos investimentos atribuídos às propostas de PDIRD-G 2022 correspondem aos valores dos ativos propostos pelas empresas, deduzidos dos valores aprovados nos PDIRD-GN 2018 e ainda não executados;
  - a vida útil dos novos ativos é de 20 e 40 anos para as empresas licenciadas e concessionadas, respetivamente (aplicada sobre o ativo bruto);
  - a taxa de remuneração do ativo líquido é igual ao valor determinado no exercício tarifário do ano gás 2022-2023 (5,05%)<sup>44</sup>;
  - foram consideradas taxas de abate anuais;
  - as participações e subsídios ao investimento não têm um valor expressivo face à totalidade do investimento dos ORD, pelo que se assumiu um valor nulo.

#### **EVOLUÇÃO DA BASE DE ATIVOS REGULADA E DOS PROVEITOS PERMITIDOS**

Analisando primeiramente os efeitos na base de ativos regulada da atividade de distribuição, a figura seguinte apresenta a evolução do ativo líquido remunerado<sup>45</sup> para cada grupo empresarial, desagregando-se o Grupo GGND em empresas concessionadas e licenciadas e distinguindo-se a parte respeitante a ativos que foram transferidos para exploração até 2022, acrescidos dos investimentos aprovados no PDIRD-GN 2018 e ainda não executados, da parte respeitante aos ativos em aprovação nas propostas de PDIRD-G 2022.

---

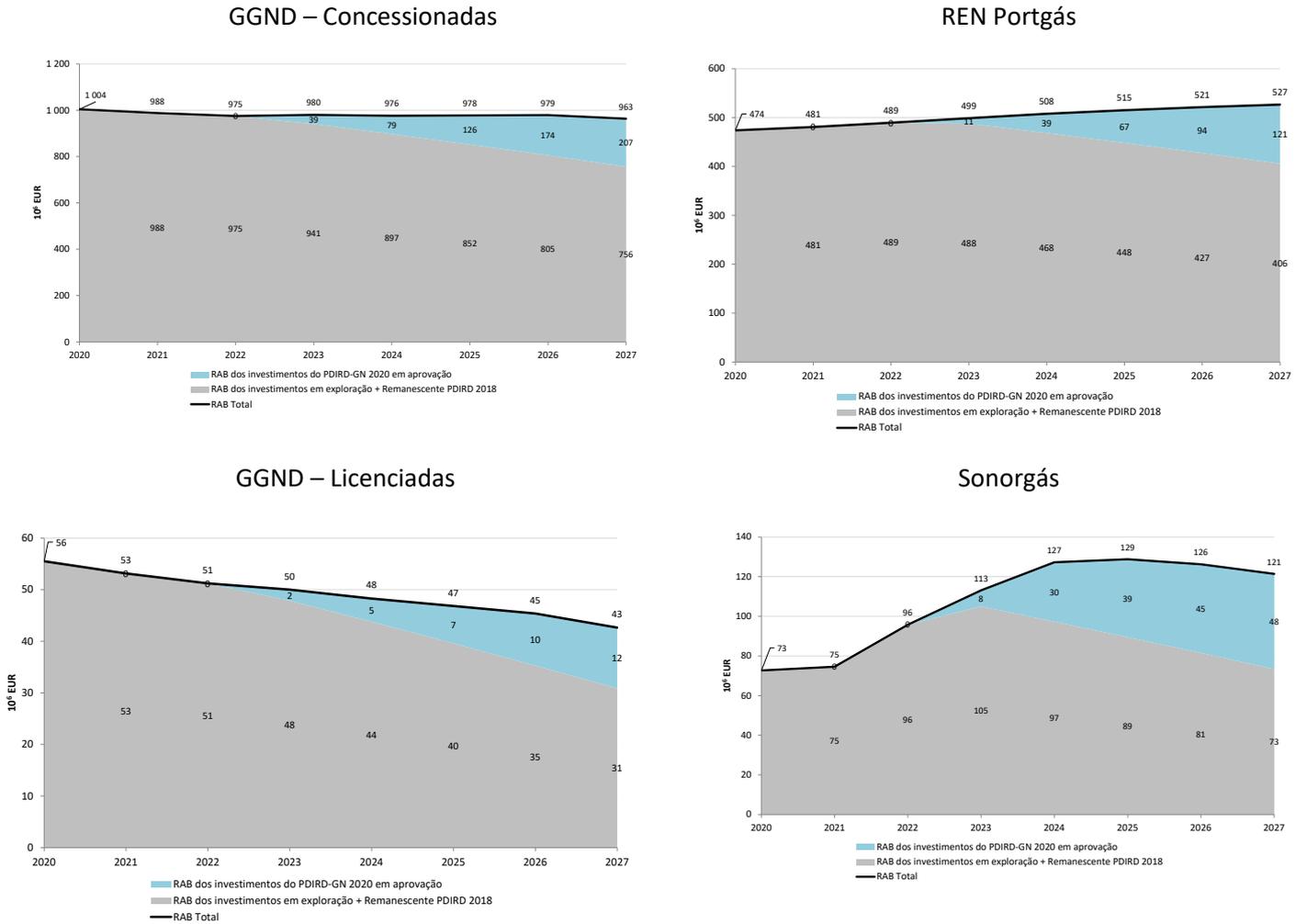
<sup>44</sup> Esta taxa corresponde à primeira estimativa do custo de capital para o 1º ano do período regulatório de 2020 a 2023. Esta abordagem (consideração dos últimos valores em vigor e conhecidos à data) foi seguida para os restantes parâmetros.

<sup>45</sup> Valor no final de cada ano, excluindo contadores.

Depreende-se desta figura que os efeitos nas bases de ativos dos investimentos agora propostos são distintos entre empresas:

- no caso dos operadores concessionados do Grupo GGND, observa-se um ligeiro decréscimo do ativo líquido até 2027 para os ativos já existentes, que se mantém quando se consideram os investimentos propostos nas propostas de PDIRD-G 2022;
- em sentido oposto, no caso da REN Portgás, observa-se um acréscimo do ativo líquido até 2027, justificado pelos investimentos propostos na proposta de PDIRD-G 2022;
- no caso dos operadores licenciados do Grupo GGND, observa-se um decréscimo do ativo líquido até 2027 ainda mais acentuado do que o ocorrido para as empresas concessionadas;
- na Sonorgás, prevê-se um crescimento significativo das bases de ativos até 2025, justificado pelos investimentos de expansão para novas áreas geográficas constantes da proposta de PDIRD-G 2022, estimando-se que venha a decrescer a partir de 2026.

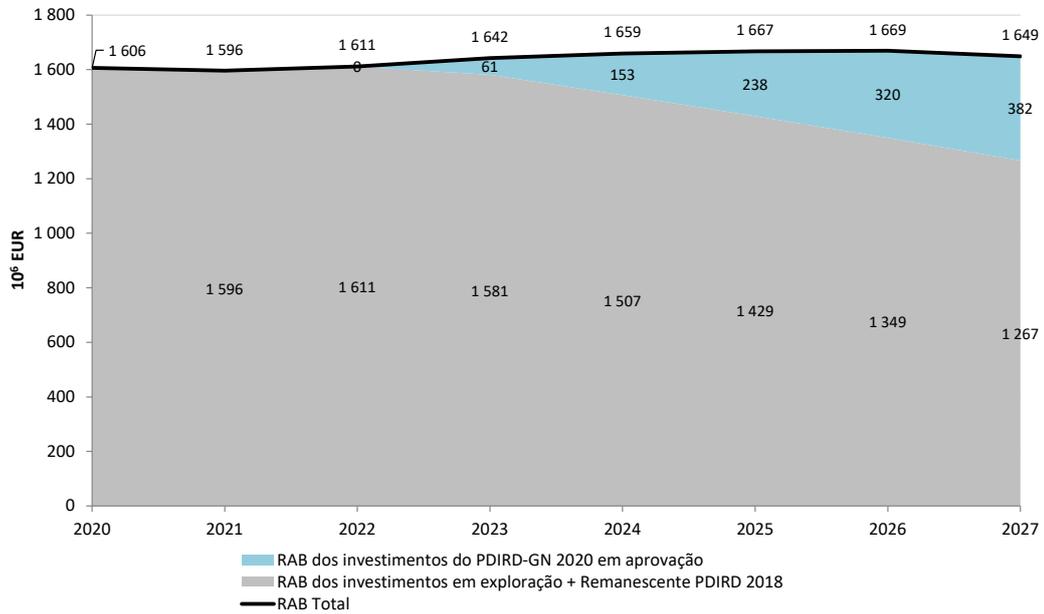
Figura 4-4 - Efeito dos investimentos do PDIRD-G 2022 na base de ativos regulada da atividade de distribuição de gás para cada grupo empresarial



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-GN 2020

Numa perspetiva global, o total dos ativos da atividade de distribuição de gás em Portugal deverá crescer ligeiramente até 2026 caso sejam realizados os investimentos propostos, como se constata na Figura 4-5.

Figura 4-5 - Efeito dos investimentos do PDIRD-G 2022 na base de ativos regulada da atividade de distribuição de gás para o total dos ORD

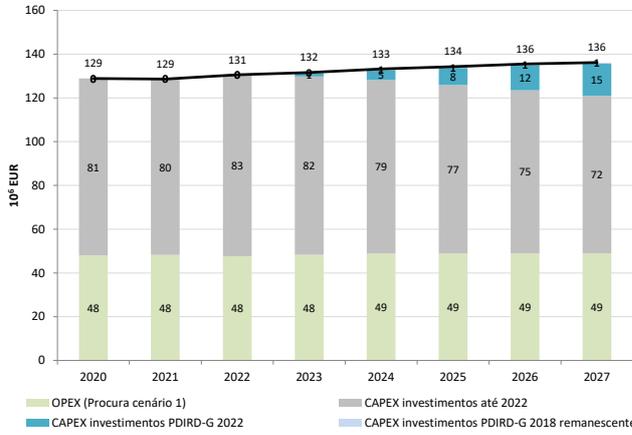


Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022

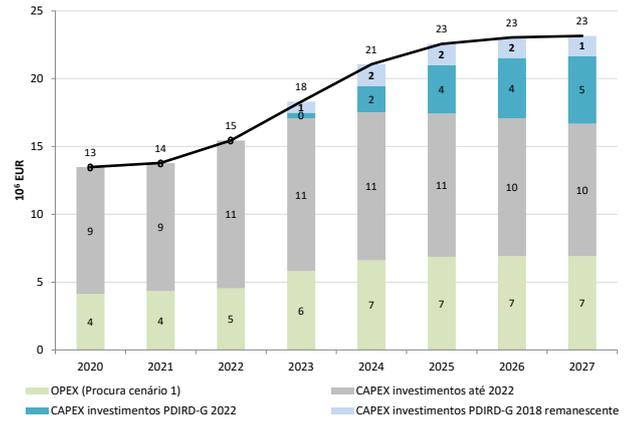
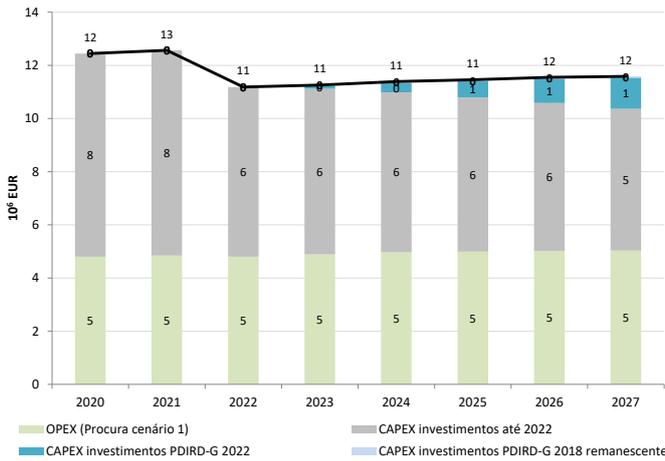
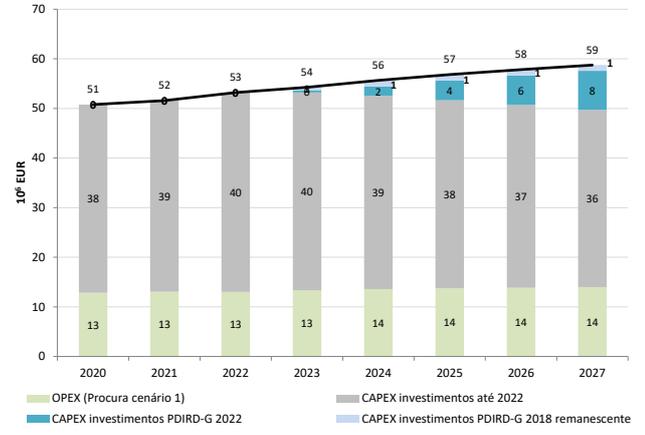
Os efeitos nas bases de ativos acima descritos repercutem-se no CAPEX da atividade de distribuição de gás como se ilustra nas figuras seguintes, em que é apresentado, de igual modo às figuras anteriores, a separação entre o CAPEX correspondente ao somatório dos ativos existentes em 2022 e aprovados no PDIRD-GN 2018, mas ainda não executados, e os acréscimos de CAPEX resultantes dos investimentos em aprovação no PDIRD-G 2022 a realizar entre 2023 e 2027.

Figura 4-6 - Previsão de evolução dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás para cada grupo empresarial

GGND - Concessionadas

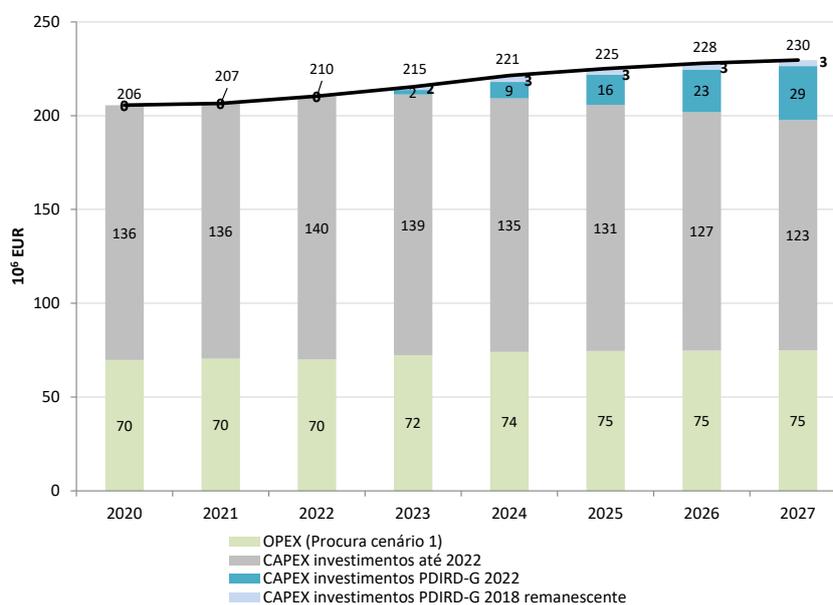


REN Portgás



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022

Figura 4-7 - Previsão de evolução dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás para o total dos ORD



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022

A previsão de evolução dos proveitos da atividade de distribuição de gás resultante das simulações realizadas, aponta para o crescimento do CAPEX até 2027. Relativamente ao CAPEX correspondente aos investimentos das propostas de PDIRD-G 2022, prevê-se que represente cerca de 12,6% do total dos proveitos em 2027.

#### EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS UNITÁRIOS

Para além dos pressupostos necessários à previsão dos proveitos permitidos acima descritos, foram considerados no cálculo do proveito unitário da atividade de distribuição os dois cenários de evolução do consumo de gás apresentados no ponto 4.1, o que permitiu testar a sensibilidade a esta variável, bem como o cenário alternativo de investimento apresentado no ponto 3.6. Foi igualmente tido em consideração a sensibilidade ao aumento de 1% na taxa de remuneração face ao considerado em tarifas 2022-2023.

Os resultados obtidos para a evolução do proveito permitido por unidade de energia distribuída são apresentados na Figura 4-8, para cada um dos grupos empresariais.

Figura 4-8 - Previsão do proveito permitido por energia distribuída para cada grupo empresariais



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022

Como se observa os comportamentos são distintos decorrentes das diferentes tendências para as evoluções previstas para o CAPEX para cada grupo empresarial e, conseqüentemente, para os proveitos permitidos (vide Figura 4-6) e das diferentes tendências para a procura. As evoluções diferenciadas do CAPEX refletem naturalmente os investimentos apresentados por cada grupo nas suas propostas de PDIRD-G 2022. Recorde-se que as propostas de PDIRD-G 2022 do grupo GGND apontam para investimentos crescentes no quinquénio, apenas com uma redução no ano de 2027. No caso da REN Portgás a sua proposta de PDIRD-G 2022 prevê investimentos decrescentes no período em análise. Finalmente, a Sonorgás, com exceção do elevado volume de investimento previstos para 2024, propõe uma redução significativa dos seus investimentos.

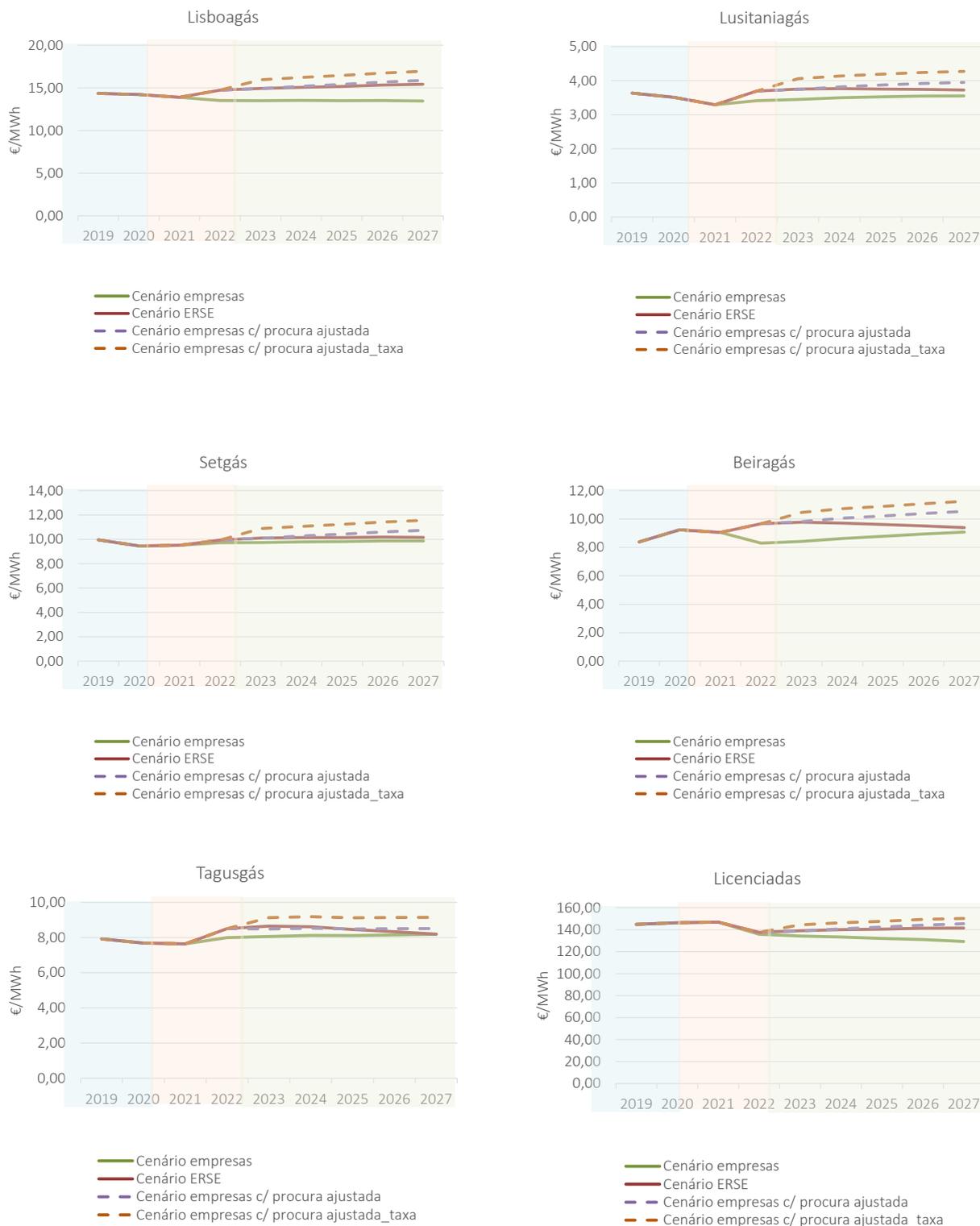
No cenário empresas, com base nas propostas PDIRD-G 2022, os proveitos unitários apresentam valores mais baixos que os cenários alternativos da ERSE, uma vez que o nível de procura proposto é muito superior ao valor considerado pela ERSE.

A ERSE optou por apresentar cenários alternativos que refletem as perspetivas mais recentes de evolução do setor no que respeita à procura de gás. Assim, observa-se que a evolução da procura continua a ser o fator que mais influência a evolução dos proveitos unitários. Como se observa nas figuras anteriores mesmo num cenário de não aceitação de todos investimentos, como é o cenário ERSE, os proveitos unitários são elevados face à queda da procura implícita. No cenário ERSE pretende-se mitigar o efeito da evolução desfavorável da procura de gás, ajustando o nível de investimento em coerência.

Outro aspeto a ter em consideração nesta avaliação de impactes é a taxa de remuneração dos ativos, que como se regista pelas mesmas figuras, o acréscimo de 1% face à taxa considerada em tarifas 2022/2023 de 5,05%, resulta num aumento considerável dos proveitos unitários.

A Figura 4-9 apresenta as previsões da evolução do proveito unitário por cada uma das empresas concessionadas do Grupo GGND. Dado o pouco peso individual de cada empresa licenciada no Grupo, optou-se por apresentar a evolução para o conjunto destas empresas.

Figura 4-9 - Previsão do proveito permitido por energia distribuída para cada empresa da GGND



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022

Na generalidade das empresas, observa-se o comportamento anteriormente referido relativamente às previsões globais do grupo. De referir, no entanto, no Cenário empresas que a Beiragás e as licenciadas não apresentam uma evolução tão estável, assistindo-se a um acréscimo nos valores da Beiragás e a um decréscimo nos valores das licenciadas. Relativamente ao cenário ERSE, será de destacar que mesmo neste cenário a Lisboaagás apresenta um aumento do proveito unitário no quinquénio em análise, enquanto a Tagusgás apresenta um decréscimo de valores até 2027.

No Quadro 4-3 mostra-se, para cada grupo empresarial, a variação percentual do proveito permitido por energia distribuída entre 2022 (valor de referência para as simulações realizadas) e 2027 (último ano do PDIRD-G 2022), para os diferentes cenários de procura, investimento e de taxa de remuneração.

**Quadro 4-3 - Variação acumulada do proveito permitido por energia distribuída entre 2022 e 2027**

	Cenário empresas	Cenário ERSE	Cenário empresas c/ procura ajustada	Cenário empresas c/ procura ajustada_taxa
<b>REN Portgás</b>	4,25%	0,99%	7,51%	17,06%
<b>GGND</b>	2,14%	1,63%	6,29%	13,65%
<b>Sonorgás</b>	-20,98%	-20,70%	-15,58%	-10,95%
<b>Total</b>	5,08%	3,86%	9,23%	17,18%

Fonte: ERSE

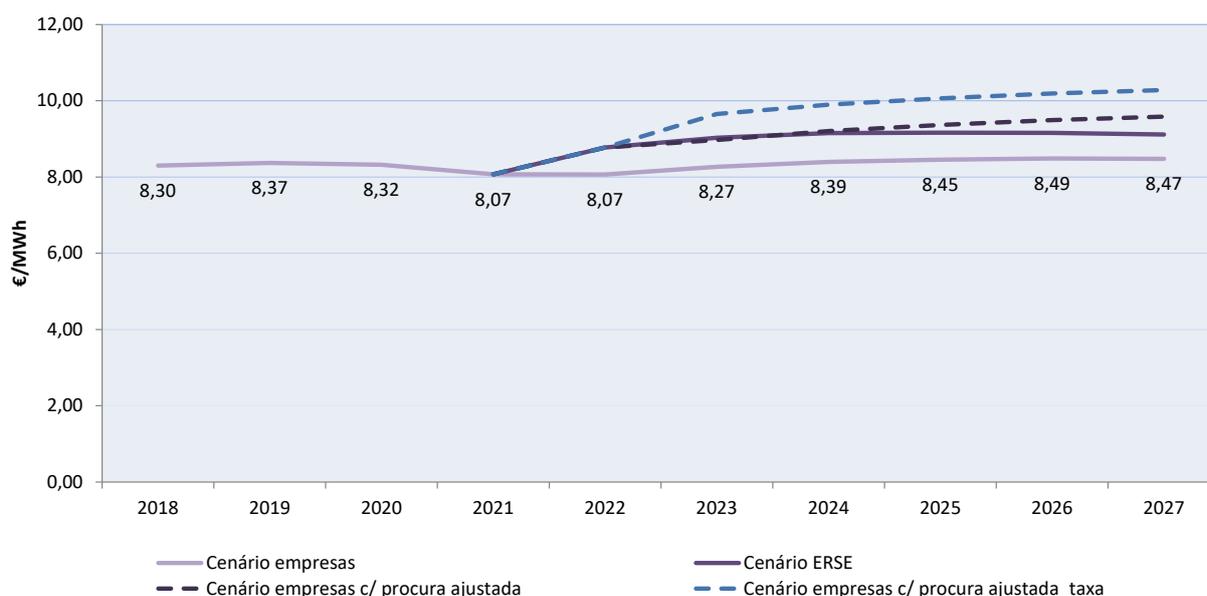
Quando se comparam as várias empresas, a Sonorgás é a que apresenta as variações mais significativas em resultado da quebra proposta para os seus investimentos a partir de 2025 e da maioria dos novos consumos previstos pela empresa na sua proposta de PDIRD-G 2022. Esta variação do proveito unitário traduz também os elevados riscos associados às previsões da procura no caso específico da Sonorgás, que, caso não se confirmem, poderão levar a um incremento substancial do proveito permitido unitário.

De registar que à exceção da Sonorgás, nenhuma outra empresa regista descidas do proveito unitário, mesmo num cenário de redução de investimentos, como é o Cenário ERSE. O cenário empresas com a procura ajustada é onde se verificam as maiores variações de proveito unitário, o que demonstra o risco das previsões da procura.

A figura seguinte ilustra a previsão de evolução do proveito permitido por unidade de energia distribuída para o total dos operadores das redes distribuição. Para o cenário com procura ajustada, os investimentos propostos nas propostas de PDIRD-G 2022 provocarão um aumento significativo dos proveitos unitários

em 2027, comparativamente com o valor estimado para 2021. No cenário ERSE verifica-se um aumento dos proveitos unitários, mas com uma evolução estável ao longo do período em análise. No entanto, mesmo neste cenário que considera um nível de investimentos mais baixo, se a tendência mais recente de diminuição do consumo unitário se mantiver até 2027, será inevitável que ocorra um acréscimo de custos para os consumidores.

Figura 4-10 - Previsão do proveito permitido por energia distribuída para a globalidade dos ORD



Fonte: ERSE e Propostas de PDIRD-G 2022

#### 4.2.2 IMPACTE NAS TARIFAS

Os proveitos da atividade de distribuição de gás são recuperados pelas tarifas de uso da rede de distribuição, a qual tem um peso relevante na tarifa de Venda a Clientes Finais. Para os preços das tarifas do ano gás 2022-2023 este peso é cerca de 49%, para consumidores ligados em baixa pressão com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>/ano.

Tendo por base os cenários de procura previamente descritos e o seu efeito nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás, determinam-se os impactes tarifários, quer nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição, quer nas tarifas de Acesso às Redes, e, por fim, nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

São apresentados no quadro seguinte os impactes tarifários anualizados, discriminados por nível de pressão e por tipo de fornecimento, no ano final do quinquénio (2027), para o cenário de procura das propostas de PDIRD-G 2022.

**Quadro 4-4 - Impacte tarifário anualizado das propostas de PDIRD-G 2022 nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, nas tarifas de Acesso às Redes e nas Tarifas de Venda a Clientes Finais, para os cenários de procura das propostas**

Impacte Tarifário, em variação média anual (%)	
2027/2022	
Tarifas	Cenário empresas
Uso Rede Distribuição MP/BP	1,00%
Acesso às Redes	0,90%
MP	0,85%
BP	0,98%
BP>	0,97%
BP<	0,99%
Tarifas de Venda a clientes finais	0,09%
MP	0,06%
BP	0,39%
BP>	0,25%
BP<	0,48%

Analisando os valores apresentados no quadro anterior, para o cenário de procura proposta pelas empresas, conclui-se que as propostas de PDIRD-G 2022 resultariam num aumento das tarifas de uso da rede de distribuição em MP e BP, com um impacte tarifário anualizado de +1,00%, entre 2022 e 2027, nessas tarifas. Este aumento conduziria a acréscimos semelhantes das tarifas de acesso às redes de BP, onde a utilização da rede de distribuição é superior quando comparada com os restantes níveis de pressão. As variações das tarifas de venda a clientes finais seriam no mesmo sentido, com aumentos médios anuais de 0,48% para clientes finais em BP<.

Quanto aos cenários alternativos de procura desenhados pela ERSE (os quais, desde logo, ajustam a procura para o ano de 2022 tendo em conta dados mais recentes), os correspondentes impactes tarifários anualizados são apresentados no quadro seguinte. Este quadro abarca o cenário de investimentos das propostas de PDIRD-G 2022 das empresas e o cenário alternativo de investimentos da ERSE. De referir que o cenário das empresas, com procura ajustada, inclui um subcenário de análise de sensibilidade à variação da taxa de remuneração dos ativos.

Quadro 4-5 - Impacte tarifário anualizado das propostas de PDIRD-G 2022 nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição, nas tarifas de Acesso às Redes e nas Tarifas de Venda a Clientes Finais, para os cenários de procura das propostas

Impacte Tarifário, em variação média anual (%)			
2027/2022			
Tarifas	Cenário empresas com procura ajustada	Cenário empresas com procura ajustada _taxa	Cenário ERSE
Uso Rede Distribuição MP/BP	1,78%	3,22%	0,76%
Acesso às Redes	1,62%	2,94%	0,69%
MP	1,54%	2,80%	0,65%
BP	1,76%	3,18%	0,75%
BP>	1,73%	3,14%	0,74%
BP<	1,76%	3,19%	0,75%
Tarifas de Venda a clientes finais	0,18%	0,33%	0,08%
MP	0,11%	0,20%	0,05%
BP	0,74%	1,36%	0,31%
BP>	0,48%	0,88%	0,20%
BP<	0,90%	1,65%	0,38%

O cenário empresas com procura ajustada aponta também para acréscimos tarifários, embora mais elevados face ao cenário original. O impacto tarifário nas tarifas de uso das redes de distribuição é de +1,78%, em variação média anual, entre 2022 e 2027. Nas tarifas de acesso às redes de BP os aumentos são próximos e, nas tarifas de venda a clientes finais, são menos acentuados (0,90% na BP<).

O cenário de sensibilidade a uma taxa de remuneração dos ativos superior agrava os aumentos do cenário empresas com procura ajustada. Nas tarifas de venda a clientes finais, os aumentos médios anuais são de 1,65% para clientes finais em BP<.

No cenário alternativo de investimentos ERSE, para o correspondente cenário de procura, observa-se valores mais moderados em termos de impactos tarifários nas tarifas de uso das redes de distribuição, com uma variação média anual, entre 2022 e 2027, de 0,76%. O mesmo sucede para as tarifas de acesso às redes. O impacto tarifário nas tarifas de venda a clientes finais é reduzido (0,38% de variação média anual em BP<).



Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

